

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
КРИВОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Касаткіна І.В., Бойко С.М., Жуков О.А.

КОНТРОЛЬ ТА ОБЛІК СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Навчальний посібник

Кривий Ріг

2021

УДК 621.31

Рекомендовано до друку вченою радою Криворізького національного університету 26 жовтня 2021р. (протокол № 3)

Рецензенти:

Качан Ю.Г., доктор технічних наук, професор, Запорізька державна інженерна академія (м. Запоріжжя)

Розен В.П., доктор техн. наук, професор, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут» (м. Київ)

І.В. Касаткіна, С.М. Бойко, О.А. Жуков

Т 38 Контроль та облік споживання електроенергії. Навчальний посібник / І.В. Касаткіна, С.М. Бойко, О.А. Жуков – Кривий Ріг, 2021. – 149 с.

ISBN ...

У навчальному посібнику викладено основні положення про контроль та облік споживання електроенергії. Наведені приклади та міжнародний досвід експлуатації систем контролю та обліку споживання електроенергії.

Навчальний посібник є логічним продовженням ряду навчальних посібників авторів та містить їх нові наукові розробки.

Рекомендовано для фахівців, аспірантів та студентів за напрямком 141 – «Енергетика, електротехніка та електромеханіка» та інших споріднених спеціальностей при вивченні дисциплін «Традиційні та відновлювані джерела енергії», «Спеціальні питання енергетики», «Автономні джерела енергії», «Контроль та облік споживання електроенергії» та інших.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1 ЕНЕРГЕТИЧНИЙ КОМПЛЕКС УКРАЇНИ.....	10
1.1. Структура енергетичної галузі України	10
1.2. Державна політика у сфері електроенергетичного комплексу України.....	11
1.3. Напрямки розвитку сучасної енергетики.....	17
Контрольні питання до розділу 1.....	19
РОЗДІЛ 2. РИНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ. СВІТОВИЙ ДОСВІД, СУЧАСНИЙ СТАН ТА ШЛЯХИ РЕФОРМУВАННЯ...	20
2.1. Світовий досвід організації оптових ринків електричної енергії... ..	20
2.2. Реформування ринку електроенергії України: від ринку «єдиного покупця» до двосторонніх контрактів.....	26
2.3. Органи державного регулювання енергетичною галуззю України	32
2.4. Основні державні акти регулювання взаємовідносин між учасниками енергоринку України	38
2.5. Стимулююче тарифоутворення.....	42
2.6. Суть RAB-регулювання.....	44
Контрольні питання до розділу 2.....	46
РОЗДІЛ 3. ВПРОВАДЖЕННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ ТА СВІТІ.....	48
3.1. Нетрадиційні і поновлювальні джерела енергії.....	48
3.2. Прогнозування обсягу спожитої та згенерованої електроенергії в умовах гірничорудних підприємств.....	50
3.3. Розвиток «зеленої енергетики» в Україні.....	52
3.4. Стимулювання виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії.....	54

Контрольні питання до розділу 3.....	67
РОЗДІЛ 4. ОРГАНІЗАЦІЯ ОБЛІКУ СПОЖИВАННЯ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ.....	68
4.1. Загальні положення про користування електроенергією.....	68
4.2. Умови й режими споживання електроенергії.....	70
4.3. Організація експлуатації засобів обліку електроенергії.....	72
4.4. Юридичне оформлення відповідальних за споживання та облік енергоресурсів на підприємстві.....	73
Контрольні питання до розділу 4.....	75
РОЗДІЛ 5. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ Й ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	76
5.1. Напрямок підвищення ефективності керування енергоспоживанням.....	76
5.2. Сучасні комплексні системи контролю й обліку електроенергії.....	77
5.3. Основні принципи побудови АСКОЕ.....	78
5.4. Загальна структура побудови АСКОЕ.....	79
5.5. Застосування АСКОЕ в умовах лібералізованого ринку електричної енергії України.....	82
Контрольні питання до розділу 5.....	95
РОЗДІЛ 6. ПРИЛАДИ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	96
6.1. Класифікація приладів обліку електроенергії.....	96
6.2. Вимоги до приладів обліку електроенергії.....	97
6.3. Класи точності приладів обліку.....	98
6.4. Електромеханічні лічильники електроенергії.....	99
6.5. Електронні й цифрові лічильники електроенергії.....	103
6.6. Інтелектуальні лічильники обліку електроенергії.....	105
Контрольні питання до розділу 6.....	109

РОЗДІЛ 7. МІКРОПРОЦЕСОРНІ ЛІЧИЛЬНИКИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ АСКОЕ.....	110
7.1. Сучасні високоточні електронні лічильники-датчики.....	110
7.2. Мікропроцесорні лічильники концерну «ЕНЕРГОМЕРА».....	111
7.3. Мікропроцесорний лічильник електричної енергії АСКОЕ фірми «ELSTER METRONICA «АЛЬФАМЕТ».....	117
7.4. АСКОЕ фірми «ELSTER METRONICA «АЛЬФА СМАРТ».....	122
7.5. АСКОЕ фірми «ELSTER METRONICA» АЛЬФА ЦЕНТР.....	127
7.6. Система дистанційного обліку енергоресурсів DATAGYR C2000...	132
Контрольні питання до розділу 7.....	138
Список використаної та рекомендованої для користування літератури.....	139

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ СКОРОЧЕНЬ

- АІС ВДКО – автоматизована інформаційна система використання даних, отриманих від АСКОЕ суб'єктів ОРЕ;
- АСКОЕ – автоматизована система контролю, обліку та управління енерговикористанням;
- АСОЕ – автоматизована система обліку електроенергії
- БД – база даних;
- ВІС – вимірювальна інформаційна система;
- ВК – вимірювальний канал;
- ЕС – електроенергетична система;
- ГК – генеруюча компанія;
- ГО – головний оператор;
- ДСТУ – державний стандарт України;
- ДТЧ – джерело точного часу;
- ЄС – Європейський Союз;
- ЗВТ – засіб вимірювальної техніки;
- ЗОТ – засіб обчислювальної техніки;
- ІОК – інформаційно-обчислювальний комплекс;
- ІС – інформаційна система;
- ЛУЗОД – локальне устаткування збирання та оброблення даних;
- ЛУО – локальне устаткування обліку;
- ЛЧ – лічильник електроенергії;
- ЛЧд – лічильник електроенергії дублюючий;
- ЛЧо – лічильник електроенергії основний;
- МПД – мережа передачі даних;
- НД – нормативний документ;
- НЕК – Національна енергетична компанія;
- НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг;

ОРЕ – оптовий ринок електроенергії;
ПБД – первинна база даних;
ПБЕЕС – правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів;
ПЗ – програмне забезпечення;
ПЗПД – пристрій збирання та передавання даних;
ПКЕЕ – правила користування електричною енергією;
ПНТ – постачальник за нерегульованим тарифом;
ПО – пристрій обліку;
ПП – пристрій перетворення;
ППРЕ – поточний параметр режиму електроспоживання;
ПРТ – постачальник за регульованим тарифом;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
РДДБР – ринок двосторонніх договорів та балансуєчий ринок;
РДН – ринок «доба наперед»;
РЕМ – район електричних мереж;
РКОЕ – реєстр кодів суб'єктів, обладнання, організацій, територій та точок обліку енергоринку України;
РУЗД – регіональне устаткування збирання даних;
СОД – система оброблення даних;
СРП – система розрахунку платежів;
СТЧ – система точного часу;
СТЧіСВ – система точного часу і підсистема забезпечення синхронності вимірювань;
ТЗ – технічне завдання;
ТО – технічне обслуговування
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму;
УБД – уніфікована база даних;
УППДВ – уніфікований протокол передавання даних вимірювань;
УРД – уніфікований реєстр даних;

ЦОВМ – центральний орган виконавчої влади з метрології;

ЦУЗД – центральне устаткування збирання даних;

EIC – Energy Identification Code (енергетичний ідентифікаційний код);

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity (Європейська мережа системних операторів з передавання електроенергії);

ETSO – European Transmission System Operator (Європейський оператор систем передавання електроенергії);

GPS – Global Positioning System (глобальна система позиціювання);

UTC – Coordinated Universal Time (всесвітній координований час);

UTC(UA) – Coordinated Universal Time of Ukraine (національний координований час України).

ВСТУП

Термін «АСКОЕ» має два поширених трактування. «Вузьке» трактування обмежує сферу застосування АСКОЕ і розкриває цей термін, як автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії, які в свою чергу є підкласом більш широкого класу автоматизованих систем обліку електроенергії (АСОЕ). «Широке» трактування терміну АСКОЕ – автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням – цілком відображує саму сутність таких систем, які почали створювати і впроваджувати ще в 70-х роках минулого століття.

Головними напрямками розвитку сучасної електроенергетики є вдосконалення інфраструктури, накладання на електричну мережу цифрового шару та модернізація бізнес – процесів під час вироблення, передавання, розподілення, постачання та використання електроенергії, як це визначено концепцією Smart Grid.

Світовий попит на електроенергію щороку збільшується в середньому на 2,2 % та зросте, згідно з прогнозами аналітиків, з 20300 ТВт/год. сьогодні до 33000 ТВт/год. у 2030 році. Запаси органічного палива скорочуються, хоча воно як і раніше є основним джерелом енергії, забезпечуючи близько 85 % світової потреби. Істотні зміни в світовій енергетиці останніх років, такі як: ускладнення топології енергосистем, збільшення частки відновлюваних джерел енергії, розвитку конкурентного ринку електроенергії, призводять до того, що зміни основних параметрів режиму і різних характеристик ОЕС – набувають непередбачуваного, різкозмінного характеру.

Вирішити проблеми енергозабезпечення допоможуть інтелектуальні електроенергетичні системи (ІЕС). У США, Європейському Союзі, Канаді, Китаї концепція Smart Grid є по суті державною політикою технологічного розвитку електроенергетики майбутнього.

РОЗДІЛ 1. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ КОМПЛЕКС УКРАЇНИ

1.1. Структура енергетичної галузі України

З енергетикою України нерозривно пов'язаний паливно–енергетичний комплекс або ПЕК. Він є одним із самих великих і потужних комплексів національної економіки, і включає єдину систему енергозабезпечення країни, охоплює сукупність процесів виробництва, перетворення транспорту і розподілу паливно–енергетичних ресурсів.

Головним завданням ПЕК є ефективне і надійне забезпечення всіх потреб народного господарства енергією необхідної якості.

ПЕК України складається із двох економічно самостійних галузей:

- електроенергетики;
- паливної промисловості.

Паливна промисловість охоплює процеси по видобутку природних видів палива і їх переробці, що реалізуються:

- вугільною промисловістю;
- газовою промисловістю;
- нафтовою промисловістю;
- торф'яною промисловістю;
- атомною промисловістю.

Енергетичний потенціал України складають як органічні викопні, природні ПЕР - уран та гідроенергія, так і поновлювані джерела енергії.

Основний органічний енергоносіє у нашій державі - вугілля, кам'яне та буре. Загальні геологічні запаси кам'яного вугілля складають 94,5%, бурого - 5,5%. За загальними оцінками у надрах України може бути зосереджено до 300 млрд.т вугілля. Якщо за даними західних експертів світових запасів нафти та газу вистачить на 80-90 років, вугілля - на 350 років, то вітчизняних запасів вугілля вистачить на 400 років. Балансові, позабалансові та прогнозні ресурси вугілля в Україні складають 117,3 млрд. т, розвідані запаси за

категоріями А + СГ + С2 - 52,6 млрд. т, з них коксуюче вугілля -17,7 млрд. т (31%), антрацити - 8,3 млрд. т (11,5%). У розробці та підготовці для освоєння знаходяться запаси 23,6 млрд. т.

Найбільші ТЕС:

Вуглегірська, Словянська, Старобешівська, Курахівська (Донецька область), Луганська, Зміївська (Харківська область), Трипільська (Київська область), Бурштинська (Івано-Франківська область), Ладижинська (Вінницька область), Добровірівська (Львівська область), Криворізька (Дніпропетровська область).

ГЕС:

На Дніпрі: Київська, Канівська, Кременчуцька, Дніпродзержинська, Дніпрогес, Каховська; на Дністрі: Дністровська; Теремле-Ріцька (р.Теребля та т.Ріка в Закарпатській обл.). Крім ГЕС на річках працюють і ГАЕС (гідроаккумулятивні електростанції), які використовують воду в години піку. До них відносяться Київська ГАЕС та Дністровська ГАЕС.

АЕС:

Рівненська (м. Кузнецовськ), Хмельницька (м. Нетішин), Запорізька (м. Енергодар), Південноукраїнська (м. Південноукраїнськ)[1,2,3].

1.2. Державна політика у сфері електроенергетичного комплексу України

Основу електроенергетичного комплексу України складають енергоблоки теплових, атомних, гідро- та гідро-акумуляуючих електростанцій, які забезпечують виробництво електроенергії, та лінії електропередач напругою 0,4-750 кВ, якими забезпечується передача та розподіл виробленої електроенергії до кінцевого споживача.

В об'єднаній енергетичній системі України найбільші генеруючі потужності представлені 12 ТЕС, які входять до складу енергогенеруючих компаній АТ «ДТЕК Дніпроенерго», ПАТ «Донбасенерго», АТ «ДТЕК

Західенерго», ПАТ «Центренерго», ТОВ «ДТЕК Східенерго»; 4 АЕС оператором яких є ДП «НАЕК «Енергоатом»; 7 ГЕС та 2 ГАЕС, які входять до складу ПрАТ «Укргідроенерго». На сьогодні відбуваються зміни у формуванні енергетичної політики держави в частині переходу до нової моделі функціонування енергетичного сектору, в якій, зокрема, мінімізується домінування одного з видів виробництва енергії, та віддається велика перевага використанню енергії з альтернативних джерел та підвищенню енергоефективності [1].

У 2018 році генеруючими потужностями України вироблено 159,3 млн кВт·год електроенергії, що на 2,5 % більше ніж у 2017 році. Головними виробниками електроенергії, залишаються АЕС встановленою потужністю 13,8 МВт, які відпустили в ринок 79,6 млн кВт·год (54% всієї відпущеної в ринок електроенергії). ТЕС і ТЕЦ встановленою потужністю 30,4 МВт виробили 52,5 млн кВт·год (36%), ГЕС і ГАЕС встановленою потужністю 6,1 МВт згенерували 11,18 млн кВт·год (8%), а об'єкти відновлюваної енергетики встановленою потужністю 1,7 МВт відпустили в ринок 2,77 млн кВт·год (2%). Постачання електричної енергії забезпечується оператором системи передачі (ПрАТ «НЕК «Укренерго») з допомогою 137 підстанцій (ПС) напругою 110-750 кВ загальною встановленою потужністю понад 78,7 тис МВА, а також 21,3 тис км магістральних і міждержавних повітряних ліній електропередачі (ПЛ) напругою 220-800 кВ. Розподіл електричної енергії здійснюється 35 ліцензіатами з розподілу електричної енергії з допомогою 723,2 тис. км ПЛ напругою 0,4–150 кВ та 192,3 тис. од. ПС, ТП та РП 6–150кВ.

Запровадження нового ринку електричної енергії з метою виконання зобов'язань України за Договором про заснування Енергетичного Співтовариства та Угодою про асоціацію між Україною та Європейським Союзом, зокрема на виконання вимог Третього енергетичного пакета ЄС прийнято Закон України «Про ринок електричної енергії України» (далі – Закон), який набув чинності у червні 2017 року.

Міністерством енергетики та вугільної промисловості виконано всі необхідні заходи для функціонування першого етапу реформи – запровадження з 01.01.2019 роздрібного ринку електричної енергії, а також здійснено усі необхідні заходи та розроблено необхідні нормативно-правові акти для запровадження з 01.07.2019 року повномасштабного ринку електричної енергії. У зв'язку із проведеною роботою Міненерговугілля забезпечено продаж електричної енергії на електронних аукціонах за двосторонніми договорами, відповідно до постанови Кабінету Міністрів України від 05.06.2019 № 499 «Про затвердження Порядку 7 проведення електронних аукціонів з продажу електричної енергії за двосторонніми договорами та Порядку відбору організаторів електронних аукціонів з продажу електричної енергії за двосторонніми договорами» та утворено аукціонний комітет з продажу електричної енергії.

Важливим при введенні нового ринку електроенергії є врахування соціального аспекту. З метою збереження ціни електричної енергії для населення запроваджено механізм покладення спеціальних обов'язків відповідно до розробленої Міненерговугілля та прийнятої Урядом постанови від 05.06.2019 № 483 «Про затвердження Положення про покладення спеціальних обов'язків на учасників ринку електричної енергії для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії», що забезпечуватиме компенсацію різниці між ринковою і регульованою цінами на електроенергію для населення. Крім цього, згідно Закону протестовані та введені в дію на відповідних сегментах ринку електричної енергії програмні комплекси оператора ринку, гарантованого покупця та оператора системи передачі [1,4,5].

З 30 червня на базі платформи XMtrade/PXS державного підприємства «Оператор ринку» успішно відбуваються торги на ринку «на добу наперед», а з 01.07.2019 на внутрішньодобовому ринку. Також з 01.07.2019 здійснюються операції купівлі-продажу електроенергії на платформі балансуєчого ринку та ринку допоміжних послуг Market Management System

(ДП «НЕК «Укренерго»). Запровадження нового ринку електричної енергії дозволило відкрити імпорту електроенергії в Україну, вже протягом 1-7 липня 2019 року вперше імпортовано через «Енергоострів Бурштинської ТЕС» зі Словаччини 37,705 млн кВт-год електроенергії. За той же період експорт електроенергії з «Енергоострова Бурштинської ТЕС» становив 77,743 млн кВт-год. Експорт здійснювався в такі країни, як Угорщина, Словаччина та Румунія». Старт нової моделі ринку скасував регуляторні обмеження для імпорту електроенергії в Україну. Саме імпорتنі поставки наразі є найвагомішою умовою для створення прозорої конкуренції серед українських виробників електроенергії. Слід зазначити, що в умовах нового ринку електроенергії порушень в роботі енергосистеми не відбулося.

Важливим завданням Міненерговугілля є формування виваженої державної технічної політики для реалізації задекларованої в Законі України «Про ринок електричної енергії» можливості надання споживачам якісних послуг з постачання електричної енергії, управління попитом, а також можливість впливати на власні рахунки. Згідно з Енергетичною стратегією України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» (далі – Енергетична стратегія), на етапі реформування енергетичного сектору (до 2020 року) визначено основні заходи для реалізації стратегічних цілей у сфері магістральних та дистрибуційних електромереж, зокрема, підвищення ефективності та економічності 8 роботи розподільчих електричних мереж шляхом переведення на більш високий клас напруги; збільшення частки встановлених SMART систем; забезпечення зниження технологічних втрат електроенергії в електромережі з сьогоднішніх в середньому 11,5% від відпуску електроенергії в мережу до 7,5% у 2035 році тощо.

На підставі аналізу стану основних показників надійності (безперервності) електропостачання для операторів систем розподілу були визначені індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI), індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні

в системі (SAIFI) та розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS) по Україні. У 2018 році загальний показник SAIDI по Україні становив 696 хв., що значно перевищує прогностичні значення, передбачені вимогами Енергетичної Стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», а також порівняно зі значеннями для країн ЄС. Основними причинами такого фактичного значення показників втрат в мережах та основних показників надійності (безперервності) електропостачання є:

- незадовільний технічний стан об'єктів електричних мереж (частка електричних мереж, які потребують капітального ремонту, реконструкції чи повної заміни становить 52 %);

- якість технічного обслуговування електричних мереж.

Згідно із затвердженими Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг інвестиційними програмами операторів систем розподілу (далі – ОСР) поточний рівень інвестування у розподільчі мережі в середньому на рік складає 2,8 млрд. грн.

Якщо оцінювати суму необхідних інвестицій в розподільчі мережі з точки зору перспективи то відповідно до Планів розвитку електричних мереж на 2016-2020 рр. для реалізації всіх заходів, передбачених п'ятирічними планами, необхідно залучити 68,5 млрд. грн. Тобто, в середньому на рік – 13,6 млрд. грн., що на 11,0 млрд. грн. більше від фактичного фінансування в розподільчі електричні мережі. Зазначене призводить до недостатнього фінансування пріоритетних та «пілотних» проектів. Отже, для виконання ОСР обсягів повної заміни обладнання мереж:

- для ПЛ необхідно - близько 40 років;

- для ТП (РП) та ПС

- близько 20 років.

Отже за відсутності додаткових джерел фінансування ремонтно-експлуатаційних робіт на об'єктах електромереж, процес їх старіння зупинити неможливо. Крім того, ОСР, в умовах їх монопольного становища

не проявляють зацікавленості до впровадження «пілотних» проектів з розвитку розподільчих електричних мереж без додаткового фінансового стимулювання. Тому в зазначеній ситуації важлива злагоджена взаємодія між всіма зацікавленими сторонами на рівні централізованої політики щодо єдиного управлінського та технічного підходу до практичного впровадження проектів з підвищення енергоефективності роботи електричних мереж, зокрема, шляхом додаткового фінансового стимулювання операторів систем розподілу, в тому числі за рахунок інвестиційних програм.

Одним з шляхів забезпечення достатнього фінансування практичного впровадження проектів з підвищення енергоефективності роботи електричних мереж є перехід до нової моделі тарифоутворення – «RAV регулювання», результативність якої доведена на практиці багатьма країнами ЄС [6,7].

Наявність додаткового фінансового стимулювання операторів систем розподілу дозволить оптимізувати терміни впровадження «розумних мереж» в Україні, що повинно надати можливість споживачам електричної енергії скористатися перевагами реформованого ринку на отримання якісних послуг з постачання, управління своїм попитом та, як наслідок, власним рахунком за спожиту електроенергію. Безпека постачання електричної енергії споживачам Безпека постачання електричної енергії оцінюється відповідно до Правил про безпеку постачання електричної енергії, затверджених наказом Міненерговугілля від 27.08.2018 № 448. Для забезпечення безпеки постачання електричної енергії Міненерговугілля щороку:

- затверджує Прогнозний баланс електричної енергії ОЕС України на наступний рік та оприлюднює його на своєму офіційному веб-сайті відповідно до Порядку формування прогнозного балансу електричної енергії об'єднаної енергетичної системи України на розрахунковий рік, затвердженого наказом Міненерговугілля від 26.10.2018 № 539.

- оцінює ризики та стан безпеки постачання електричної енергії, виходячи з результатів моніторингу безпеки постачання електричної енергії,

та у разі потреби визначає превентивні заходи на наступний календарний рік.

– затверджує тип та обсяги резервів палива для теплових електростанцій на наступний календарний рік.

З метою запобігання відключення споживачів Міненерговугілля переглянуто нормативно-правові акти, які врегульовують питання застосування графіків обмеження та аварійного відключення споживачів та направлено Регулятору для включення їх додатками до Кодексу системи передачі.

З метою запобігання виникненню надзвичайних ситуацій техногенного характеру в результаті обмеження (відключення) споживачів Міненерговугілля розроблено Порядок забезпечення постачання електричної енергії захищеним споживачам. Споживачі, які на сьогодні мають затверджені акти екологічної, аварійної або технологічної броні, за умови здійснення попередньої оплати, протягом дев'яти місяців з набуття чинності постанови Кабінету Міністрів України від 27.12.2018 № 1209 (з 1 лютого 2019 року) перебувають в статусі захищених споживачів та звертаються до Міжвідомчої комісії з надання статусу захищеного споживача [5].

1.3. Напрямки розвитку сучасної енергетики

Конкретизація поняття SmartGrid щодо електроенергетичних систем різного технічного рівня ініціювала появу таких термінів, як StrongSmartGrid (SSG) – мережі напруги вище 110 кВ, RegionalSmartGrid (RSG) – напруга від 3 до 110 кВ, і MicroSmartGrid (MSG) – напруга 0.4–3 кВ, характерними безпосередньо для самих систем і виникаючими при їх об'єднанні, що визначає особливості побудови обладнання у вузлах їх сполуки та у вузлах підключення навантажень. Практичне розв'язання перерахованих завдань може бути здійснено на основі застосування засобів силової електроніки і, зокрема, на основі широкого впровадження перетворювачів параметрів електричної енергії. Засоби силової електроніки є органічними елементами

розглянутих систем, без яких про яку небудь побудову і Smart Grid говорити не доводиться [8].

Вибір типу і структури напівпровідникових перетворювачів, пропонує для використання при з'єднаннях різних систем, слід проводити з урахуванням характеру зміни параметрів електричної енергії, характерних для тієї чи іншої системи. Основними особливостями SSG, RSG і MSG систем є істотна відмінність зміни параметрів їх електричної енергії в часі. Для SSG систем характерними є відносно висока стабільність параметрів енергії [8].

У RSG системах відбувається деяке, а часом і значне, але, як правило, не виходить за деякі межі, зміна параметрів енергії, зумовлене типом підключеними навантажень і потужністю трансформаторних підстанцій.

До основних питань розробки концепції Smart Grid в Україні [8] з посеред інших, можна виділити визначення основних напрямків розвитку генерації, передачі і розподілу, збуту, споживання та інноваційного розвитку української електроенергетики.

Між тим, з посеред інших, до напрямків розвитку інтелектуальних електромереж ОЕС України можна віднести [8]:

- Перехід до розподіленої генерації.
- Перехід від жорсткого диспетчерського планування та регулювання до організації скоординованої роботи всіх об'єктів мережі.
- Впровадження нових технологій та силових пристроїв, які забезпечують маневреність та керованість об'єднаною енергетичною системою (ОЕС) та її об'єктів.
- Проблемні сторони впровадження відновлюваних джерел енергії в ОЕС України [8]:
 - невідосконаленість законодавчої бази України;
 - недостатність нормативно-технічної бази та державних стандартів щодо проектування та підключення електростанцій, які працюють на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ) до електричних мереж ОЕС України;

– надвисокі тарифи на електроенергію, яка виробляється електростанціями на ВДЕ;

– необхідність обов'язкового включення до добового диспетчерського графіку навантажень потужності електростанцій, які працюють на ВДЕ.

Проблемні сторони впровадження відновлюваних джерел енергії в ОЕС України:

– стрімкий та некерований процес збільшення потужностей електростанцій, які використовують ВДЕ.

– необхідність застосування додаткових заходів з компенсації реактивної потужності та регулювання напруги.

З досвіду європейських країн відомі такі факти [8]: системна аварія у 2006 році причиною якої став наявність перетоків потужності з енергорегіонів, в яких встановлена значна кількість електростанцій на базі ВДЕ; необхідність підтримання відповідних резервів потужності на випадок зміни потужності електростанцій, які працюють на ВДЕ; впровадження сучасних комплексів прогнозування роботи електростанцій на ВДЕ, впровадження SMART GRID [9,10].

1. Контрольні питання до розділу 1

2. Наведіть структуру ПЕК України.

3. Наведіть основні складові електроенергетичного комплексу України.

4. На підставі чого прийнято Закон України «Про ринок електричної енергії України».

5. Які складові враховуються при введенні нового ринку електроенергії.

6. Наведіть основні напрямки розвитку сучасної енергетики.

7. Дайте визначення поняття SmartGrid.

8. Наведіть напрямки розвитку інтелектуальних електромереж ОЕС України.

РОЗДІЛ 2. РИНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ. СВІТОВИЙ ДОСВІД, СУЧАСНИЙ СТАН ТА ШЛЯХИ РЕФОРМУВАННЯ

2.1 Світовий досвід організації оптових ринків електричної енергії

Основним напрямом розвитку світової сучасної електроенергетики є створення потужних енергетичних об'єднань (ЕО), що охоплюють величезні території з десятками мільйонів мешканців. Створення могутніх ЕО супроводжується ускладненням структури генерувальних потужностей і схеми системоутворюючих електричних мереж, а також значним ускладненням систем диспетчерського і протиаварійного керування. Разом з тим, створення потужних ЕО забезпечує значний економічний ефект і підвищує надійність електропостачання споживачів.

Основними чинниками, що забезпечують підвищення економічного ефекту при створенні потужних ЕО, є:

- зниження сумарної встановленої потужності, необхідної для покриття максимуму навантаження ЕО в цілому за рахунок поєднання графіків навантаження окремих електроенергетичних систем (ЕЕС), що входять до складу ЕО;
- зниження аварійного резерву потужності ЕО за рахунок взаємодопомоги паралельно працюючих ЕЕС;
- зниження ремонтного резерву потужності, що полегшує проведення капітальних ремонтів;
- укрупнення ЕС і збільшення одиничної потужності агрегатів, що дозволяє понизити вартість кіловата нової генерувальної потужності, підвищити продуктивність праці при будівництві і експлуатації ЕС завдяки переважному введенню на ТЕС високоекономічних енергоблоків великої потужності зі зменшеними питомими витратами палива;

- підвищення надійності електропостачання і якості електроенергії завдяки підтримці більш стабільних значень частоти і напруги;
- раціональне вирішення комплексних гідроенергетичних проблем на основі створення великих каскадів ГЕС, потужності і ресурси яких можуть бути використані при їх роботі у складі потужних ЕО, що забезпечує додаткову економію палива;
- зменшення труднощів, викликаних позаплановими відхиленнями балансів потужності і електроенергії окремих ЕЕС, через що можуть бути знижені резерви, призначені для компенсації позапланових відхилень.

Електроенергетична галузь в цілому і багато підприємств, які входять до її складу, є природними монополіями. Декілька особливостей, притаманних електроенергетичному виробництву (тісний режимний зв'язок паралельно працюючих електростанцій і електроустановок споживачів, неможливість складувати електроенергію, швидкість поширення на величезну територію перехідних аварійних процесів) на відміну від інших природних монополій (газопостачання, водопостачання) визначають необхідність існування жорсткої єдиної системи автоматичного і оперативного керування режимом ЕЕС.

З метою обмеження негативних властивостей природних монополій, стримуючих розумне конкуренцію та захисту інтересів споживачів в більшості країн з розвинутою промисловістю і електроенергетичною галуззю діють регіональні або загальнодержавні (федеральні) регулювальні комісії, які погоджують тарифи на електроенергію. Контролюють взаємини між виробниками і постачальниками електроенергії, з одного боку, і її споживачами - з іншого.

Основними напрямками діяльності щодо реформування електроенергетики в більш конкурентну і ефективну галузь є:

- приватизація (головним чином - акціонування) підприємств електроенергетики;
- перебудова структури галузі;

– дерегулювання (послаблення державного регулювання).

Для світової електроенергетики і особливо для електроенергетики розвинених країн перебудова структури галузі характеризується широким розгортанням процесів щодо реалізації зазначених вище напрямів.

Одним з найбільш дієвих інструментів підвищення ефективності роботи енергетичного сектору є запровадження *оптових ринків електричної енергії* (ОРЕ).

Суспільне володіння електроенергетичними підприємствами (центральний уряд, муніципалітети, штати або провінції) зазвичай є характерним для всіх підсистем електроенергетичного виробництва. Роль уряду особливо поширена в підсистемах генерації і передавання електроенергії електричними мережами вищих класів напруги, тоді як приватні інвестори найчастіше діють у секторі розподілу електроенергії. Разом з тим, у ряді країн (США, Німеччина, Японія) досить поширені вертикально інтегровані енергокомпанії, що забезпечують реалізацію всіх функцій електроенергетичного виробництва, включаючи розподіл і збут електроенергії.

Більшість підприємств електроенергетики знаходяться у власності держави у Франції (у руках муніципалітетів зосереджене всього 5 % розподільного бізнесу) і Португалії (в приватній власності - біля 5 % генерувальної потужності).

Повністю приватизована електроенергетика Англії і Уельсу, Японії (у власності кінцевих споживачів зосереджено приблизно 15 % генерувальної потужності) і Бельгії (у власності муніципалітетів і кінцевих споживачів знаходиться по 5 % генерувальної потужності, у володінні муніципалітетов - приблизно 20 % розподільних мереж).

У США у приватній власності знаходиться більше 70 % генерувальної потужності (приблизно 30 % належать уряду, муніципалітетам і іншим організаціям) і більше 75 % розподільних мереж. Значного поширення володіння місцевої влади набуло в Австрії (100 % мереж і 85 % генерації),

Канаді (основні мережі - 99 %, генерація і розподільні мережі - по 80 %) і Нідерландах (100 % мереж і 85 % генерації). У Норвегії державі належить близько 30 % генерувальних потужностей і 75 % основних мереж, у Швеції - 100 % основних мереж, половина генерувальних потужностей і розподільних мереж.

Мета перетворень, які здійснюються в електроенергетичному секторі різних країн світу, є різною. Перш за все, вони визначаються станом електроенергетичної галузі на момент реформування, економічним станом країни, обсягами інвестицій в електропостачання. В результаті перетворень планується досягнення таких результатів:

- підвищення ефективності функціонування галузі;
 - створення конкурентних відносин між виробниками і постачальниками електроенергії;
 - зниження тарифів на електроенергію;
 - створення сприятливих умов для промислових споживачів.
- Нижче приведені короткі узагальнені відомості щодо мети [11] і методів [12] реформування електроенергетики в деяких країнах.

Одним з найдієвіших інструментів підвищення ефективності роботи ОРЕ та зниження тарифів виробленої і споживаної електроенергії є посилення конкуренції між відповідними учасниками ОРЕ.

Після дискусії, що продовжувалася декілька років, Рада міністрів електроенергетики Європейського Співтовариства ухвалила рішення щодо лібералізації відносин на західноєвропейському електроенергетичному ринку.

Австралія (штат Вікторія) вирішила надати доступ до ОРЕ кінцевим споживачам зі встановленою потужністю 10 МВт і більше.

Країни, що входять в енергетичне об'єднання NORDEL (Фінляндія, Данія, Норвегія і Швеція), створюють міжнародний відкритий ОРЕ.

Все ширше розгортається робота з посилення конкуренції на ОРЕ в США.

Федеральна енергетична комісія США прийняла два розпорядження, одне з яких стимулює доступ учасників операції купівлі-продажу електроенергії до електричної мережі третього партнера, а друге - зобов'язує власника мережі надавати всім суб'єктам ОРЕ повну інформацію щодо стану мережі.

Таким чином, конкуренція стає основним чинником, що визначає ефективність роботи відповідних суб'єктів ОРЕ - енергетичних компаній, незалежних виробників електроенергії, кінцевих споживачів.

Можна визначити наступні основні напрями посилення конкуренції в електроенергетичному секторі:

- конкуренція між постачальниками електроенергії за споживача (вільний вибір споживачем постачальника електроенергії);
- конкуренція між виробниками електроенергії за участь в її постачанні на ОРЕ;
- вільний доступ постачальників і покупців електроенергії до електричних мереж, в яких функціонують оптові та роздрібні ринки електроенергії.

Конкуренція в електроенергетиці існує багато років, головним чином в паливопостачанні. Енергокомпанія, зіставляючи на ринку палива пропозиції постачальників, вибирає найбільш економічне рішення. Оскільки витрати на паливо складають більше половини сумарних витрат на виробництво електроенергії, в енергетичних компаніях, що використовують теплові електростанції, зниження витрат на паливо забезпечує істотну економію.

Конкуренція між електропостачальними компаніями існує і під час продажу електроенергії великим муніципальним споживачам, а також у взаєминах з незалежними електростанціями (блок-станціями промислових підприємств). Конкуренція виявляється і в таких галузях:

- будівництво, експлуатація і володіння електростанціями;
- спорудження, володіння і експлуатація магістральних ЛЕП і розподільних мереж;

- постачання електроенергії в межах і поза межі відповідного енергетичного об'єднання;
- торгівля електроенергією з іншими енергокомпаніями та незалежними постачальниками.

Конкуренція між країнами або районами однієї країни значною мірою залежить від державної політики, що визначає допустимі типи електростанцій і їх екологічні характеристики, податки, імпорт і експорт електроенергії, закони щодо захисту навколишнього середовища. На конкуренцію впливають також місцеві і регіональні критерії надійності.

У всіх країнах великі споживачі можуть споруджувати власні станції, щоб повністю виключити або зменшити використання купленої електроенергії. Найефективніше в цих випадках використання промислових ТЕЦ, що працюють паралельно з ЕЕС.

Національна енергетична політика зазвичай підтримує промислові ТЕЦ, вітрові, сонячні і інші енергоустановки, що використовують поновлювані енергоресурси. Так, наприклад, у Фінляндії на промислових енергоагрегатах виробляється майже третина всієї електроенергії. Законодавство США, стимулюючи створення промислових ТЕЦ і невеликих енергоустановок на поновлюваних енергоресурсах, зобов'язує енергокомпанії купувати електроенергію, вироблену на ТЕЦ і на таких енергоустановках.

Разом з тим, надійність ЕЕС та енергооб'єднань, що забезпечують електропостачання споживачів на величезних територіях, є найважливішим завданням, що вимагає координації керування ЕЕС і ЕО як єдиного технологічного об'єкта. Забезпечення надійності електропостачання є важливим економічним завданням, оскільки аварійні порушення живлення споживачів призводять до значних економічних втрат. Таким чином, координація роботи ЕЕС і ЕО, здійснювана органами централізованого диспетчерського керування, забезпечує істотний економічний ефект [13-19].

2.2. Реформування ринку електроенергії України: від ринку «єдиного покупця» до двосторонніх контрактів

Оптовий ринок електроенергії України (ОРЕ), який було створено у 1996 році за зразком моделі Пулу електроенергії Англії та Уельсу, функціонує за схемою ринку «єдиного покупця». Протягом тривалого часу робота ОРЕ, як і української енергетичної галузі в цілому, була нестабільною. Це було пов'язано насамперед, з проблемами неплатежів та накопиченої заборгованості за спожиту електроенергію. Зокрема, до 2000 р. переважали різні форми бартерних розрахунків, і тільки незначна частина оплати здійснювалась грошовими коштами. Від цього, в першу чергу, страждали генерувальні компанії, доходи яких від продажу електроенергії не покривали найнеобхідніших потреб. Негативно вплинула на ефективність функціонування ОРЕ також відсутність деяких правил (наприклад, щодо кредитного покриття) та технічної інфраструктури (системи обліку та інформаційні системи для оператора ринку та оператора системи), необхідних для нормального функціонування ринку електроенергії. Разом зі специфічними проблемами, характерними для електроенергетичної галузі України, неефективність моделі Пулу обумовлюється також власними недоліками, які були виявлені, зокрема, протягом десятирічного функціонування Пулу Англії та Уельсу.

Перша спроба розв'язати проблеми галузі шляхом заміни моделі ринку «єдиного покупця» на ринок двосторонніх контрактів була зроблена в 1999 - 2000 рр., коли депутатом Верховної Ради України М. Павловським був підготовлений проект Закону України «Про засади функціонування оптового ринку електричної енергії в Україні». Проект Закону пройшов перше читання у Верховній Раді, але в подальшому був відхилений, оскільки не давав відповіді на важливі питання щодо організації нової моделі ринку, зокрема, щодо балансуєчого механізму, ринку допоміжних послуг, а також різної собівартості електроенергії, що виробляється на ТЕС, АЕС та ГЕС.

Хоча у 2000 - 2001 рр. в результаті здійснених урядом заходів було забезпечено стійку тенденцію до досягнення повної оплати за спожиту електроенергію, цілі, які були висунені при створенні ОРЕ, в цілому, не були досягнуті. Не було запроваджено механізми ціноутворення, яке відображало б реальні витрати на постачання електроенергії споживачам з різними типами навантаження та на надання всіх видів послуг і, відповідно, не була забезпечена ефективна конкуренція між виробниками електроенергії. Надмірне регуляторне втручання в діяльність ринку з метою розв'язання поточних питань посилило механізми адміністративного регулювання за рахунок зниження рівня конкуренції і в той же час не сприяло підвищенню ефективності і залученню інвестицій в галузь. В цілому спостерігається рух до централізованого, монополістичного, адміністративно-керованого ринку електроенергії.

Принципове вирішення проблеми неплатежів дозволило поставити завдання переходу від моделі ринку «єдиного покупця», обтяженої специфічними особливостями її українського варіанту, до більш ефективної та орієнтованої на потреби споживачів моделі ринку електроенергії.

Силами провідних українських фахівців та міжнародних консультантів була розроблена і схвалена постановою КМУ від 16.11.2002 р. № 1789 Концепція функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України (далі - Концепція). Концепцією визначено коротко- і середньострокові перспективи розвитку ринку електроенергії України - поетапний перехід від діючої моделі ринку «єдиного покупця» до повномасштабного конкурентного ринку електроенергії - ринку двосторонніх контрактів з балансуєчим ринком [20,21].

Концепцією передбачався перехід до повномасштабного конкурентного ринку в три етапи:

– на першому етапі мало бути забезпечене більш повне використання потенційних можливостей існуючої моделі ОРЕ (моделі «єдиного покупця»),

усунення негативних наслідків тривалої загальноекономічної кризи та створення умов для переходу до ринку двосторонніх контрактів;

- другий етап передбачає поступове впровадження двосторонніх договорів та балансуючого ринку, паралельну роботу елементів старої і нової структури ринку;

- на третьому етапі передбачається впровадження повномасштабного ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку, а також відповідних систем моніторингу.

Організація роботи щодо впровадження Концепції покладена на Міжвідомчу комісію з координації роботи, пов'язаної з реалізацією концепції функціонування та розвитку ОРЕ, створеною постановою Кабінету Міністрів України від 17.03.2004 № 328. У розробленні та впровадженні положень Концепції беруть участь всі зацікавлені міністерства та відомства при координуючій ролі НКРЕ.

Протягом першого етапу реалізації Концепції здійснювались заходи, спрямовані на розв'язання проблем, без вирішення яких не можливо перейти до наступних етапів розвитку ОРЕ, зокрема:

- забезпечення повної оплати вартості спожитої електроенергії та вирішення проблеми накопиченої заборгованості;

- удосконалення системи економічного регулювання в електроенергетиці;

- удосконалення виробничо-технологічної системи та системи забезпечення роботи ОРЕ;

- формування цілісної правової бази функціонування електроенергетичної галузі.

В цілому можна вважати вирішеною проблему поточної сплати за спожиту електроенергію, суттєві зрушення досягнуті у вирішенні проблеми накопиченої заборгованості, здійснювались заходи щодо розроблення та удосконалення нормативної бази і договірних відносин на ОРЕ.

В той же час залишаються нерозв'язаними проблеми забезпечення ефективного функціонування ринків енергетичного палива, не прийнято закону щодо засад функціонування ринку природного газу України, закону про орган державного регулювання в енергетиці України.

Проте протягом першого етапу реалізації Концепції були забезпечені ключові організаційно-економічні умови для поступового впровадження системи двосторонніх договорів купівлі-продажу електричної енергії між виробником і споживачем або постачальником [22,23,24].

Перехід до нової моделі ринку передбачає кардинальну зміну структури та правил ринку і має бути ретельно підготовлений. Крім того, необхідно провести значну підготовку персоналу учасників ринку електроенергії до роботи в умовах нового ринку та перехідного періоду.

Невиконання в повному обсязі передбачених заходів може призвести до дестабілізації ринку електроенергії, що, в свою чергу, може спричинити кризові явища в інших галузях економіки. Розроблення цілісної нормативно-правової бази нової моделі ринку електричної енергії України відповідно до положень Концепції передбачено Компонентом Е «Впровадження Концепції Оптового ринку електроенергії України» Угоди про позику між Україною та МБРР за проектом реабілітації гідроелектростанцій, підписаної Урядом України 19 вересня 2005 р. і ратифікованої Парламентом України 21 грудня 2005 року. В рамках проекту НКРЕ та іншим зацікавленим сторонам надається консультаційна підтримка з метою забезпечення успішного впровадження Концепції ОРЕ шляхом:

- визначення найефективнішої працездатної моделі ринку та шляху переходу до нової моделі ринку, а також умов і домовленостей, необхідних для успішного впровадження положень Концепції;
- розроблення проектів законів, правил, кодексів та угод, які будуть необхідними для запровадження нової моделі ринку;
- підготовки специфікацій програмного і апаратного забезпечення систем телекомунікацій та обліку.

З метою реалізації Компоненти Е Угоди про позику було проведено тендерну процедуру відбору консультантів відповідно до правил Світового банку, за результатами якої було визначено переможця – консорціум консультаційних компаній на чолі з компаніями КЕМА International (Нідерланди) та ЕСА (Великобританія), який надаватиме консультаційні послуги НКРЕ в рамках Компоненти Е «Впровадження концепції Оптового ринку електроенергії» (контракт було укладено 18 квітня 2007 року).

Контрактом передбачено тісну співпрацю між консультантами та Міжвідомчою комісією і її робочими групами.

Протягом 2007 - 2009 рр. в рамках проекту мають бути розроблені основні нормативні акти щодо структури та правил функціонування нової моделі ринку, а також визначені шляхи переходу від діючої до перспективної моделі ринку [22,23, 24].

Ця робота здійснюється в 2 етапи. На першому етапі, який тривав 5 місяців, консультанти проаналізували сучасний стан справ в електроенергетичному секторі України і запропонували можливі варіанти нової моделі ринку електроенергії України та можливі шляхи переходу від існуючої до перспективної моделі ринку. На підставі цього аналізу 30 листопада 2007 року було прийнято розпорядження Кабінету Міністрів України № 1056 «Про схвалення плану заходів щодо реалізації положень Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України», яким було схвалено план впровадження нової моделі ринку електроенергії.

Після прийняття рішення Уряду розпочався другий етап реалізації проекту - розроблення основних правил, кодексів та угод, що регламентують функціонування нової моделі ринку електроенергії, а саме:

- Ринкові правила для ринку двосторонніх контрактів;
- Кодекс балансування та розрахунків;
- Кодекс магістральних мереж;
- Кодекс розподільних мереж;

- Правила ринку допоміжних послуг;
- Правила дій у випадках неспроможності постачальників та генеруючих компаній;
- Правила кредитних гарантій для балансуючого ринку;
- Правила реєстрації учасників ринку, контрактів та точок обліку;
- Кодекс обліку електроенергії;
- Зразок двосторонніх контрактів;
- Угоди про доступ до передавальної системи;
- Угоди про доступ до розподільної системи;
- Правила моніторингу ринку.

Значний обсяг роботи має бути виконаний в частині вдосконалення системи регулювання суб'єктів природних монополій. Зокрема, будуть розроблені методології:

- оцінки вартості активів, необхідної для розрахунку бази нарахування прибутку при тарифному регулюванні;
- окремого бухгалтерського обліку за видами діяльності;
- встановлення тарифів на послуги магістральних мереж;

Для створення належної інфраструктури ринку протягом зазначеного періоду будуть розроблені принципи побудови архітектури інформаційної системи ринку та системи зв'язку, визначено перелік необхідного апаратного та програмного забезпечення.

Нова структура та принципи функціонування ринку електроенергії мають бути законодавчо закріплені шляхом внесення змін до чинного законодавства та ліцензійних умов. Планується, що поетапний перехід до двосторонніх контрактів розпочнеться в 2009 році і завершиться в 2014 році.

На сьогодні консультанти консорціуму КЕМА - ЕСА разом з українськими фахівцями опрацьовують деталі перехідного періоду, з використанням моделювання здійснюють пошук оптимальної стратегії переходу від діючої до нової моделі ринку. Після завершення цієї роботи в червні 2008 року планується провести масштабну конференцію з залученням

представників підприємств галузі, органів державної влади, науково-дослідних установ, міжнародних організацій, засобів масової інформації, на якій відбудуться презентація та публічне обговорення організаційної структури та основних механізмів функціонування нової моделі ринку, шляхів її впровадження [24,25].

2.3. Органи державного регулювання енергетичною галуззю України

За роки незалежності в Україні створені основні елементи системи державного управління енергетичною сферою, визначені їх основні функції й повноваження органів управління, схема їх взаємодії. Відповідно до зміни ринкових умов система перебуває у процесі постійної трансформації. Це виявляється в перманентних змінах її структури, перерозподілі функцій між державними органами, пошуку більш дієвих важелів державної регуляторної політики, що позначається на ефективності системи в цілому.

Верховна Рада України здійснює законодавче регулювання і контроль за діяльністю органів державної влади та посадових осіб щодо виконання ними функцій і завдань в енергетичній сфері; ухвалює засади внутрішньої та зовнішньої політики держави в енергетичній сфері; затверджує державний бюджет, в якому передбачає кошти на забезпечення роботи та розвиток галузей ПЕК; схвалює загальнодержавні програми економічного, науково-технічного розвитку, охорони довкілля; затверджує рішення про одержання Україною від іноземних держав, банків і міжнародних фінансових організацій позик для розвитку ПЕК, здійснює контроль за їх використанням; проводить парламентські слухання з питань енергетичної політики тощо.

Комітет Верховної Ради з питань паливно-енергетичною комплексу, ядерної політики та ядерної безпеки готує законопроекти, що регулюють діяльність та розвиток енергетики.

Президент України, у межах своїх повноважень, здійснює керівництво в енергетичній сфері; створює, реорганізує та ліквідує органи виконавчої

влади, визначає їх функції, основні завдання; видає укази і розпорядження, що стосуються функціонування та розвитку ПЕК; звертається із щорічними (позачерговими) посланнями до Верховної Ради про внутрішнє і зовнішнє становище України, в т.ч. в енергетичній сфері; призначає (за поданням прем'єр-міністра) та звільняє з посад керівників міністерств, державних комітетів, інших центральних органів виконавчої влади, що здійснюють повноваження в енергетичній і суміжних сферах; призначає та звільняє з посад (за згодою Верховної Ради) голову Антимонопольного комітету України, голову Фонду державного майна України.

Рада національної безпеки і оборони України, яку очолює голова держави, координує та контролює діяльність органів виконавчої влади в енергетичній сфері. РНБО України подає главі держави пропозиції щодо: визначення стратегічних національних інтересів України в енергетичній сфері, концептуальних підходів та напрямів забезпечення енергетичної безпеки; утворення, реорганізації та ліквідації органів виконавчої влади в енергетичній сфері; оперативних заходів із запобігання то локалізації загроз національним інтересам України в енергетичній сфері.

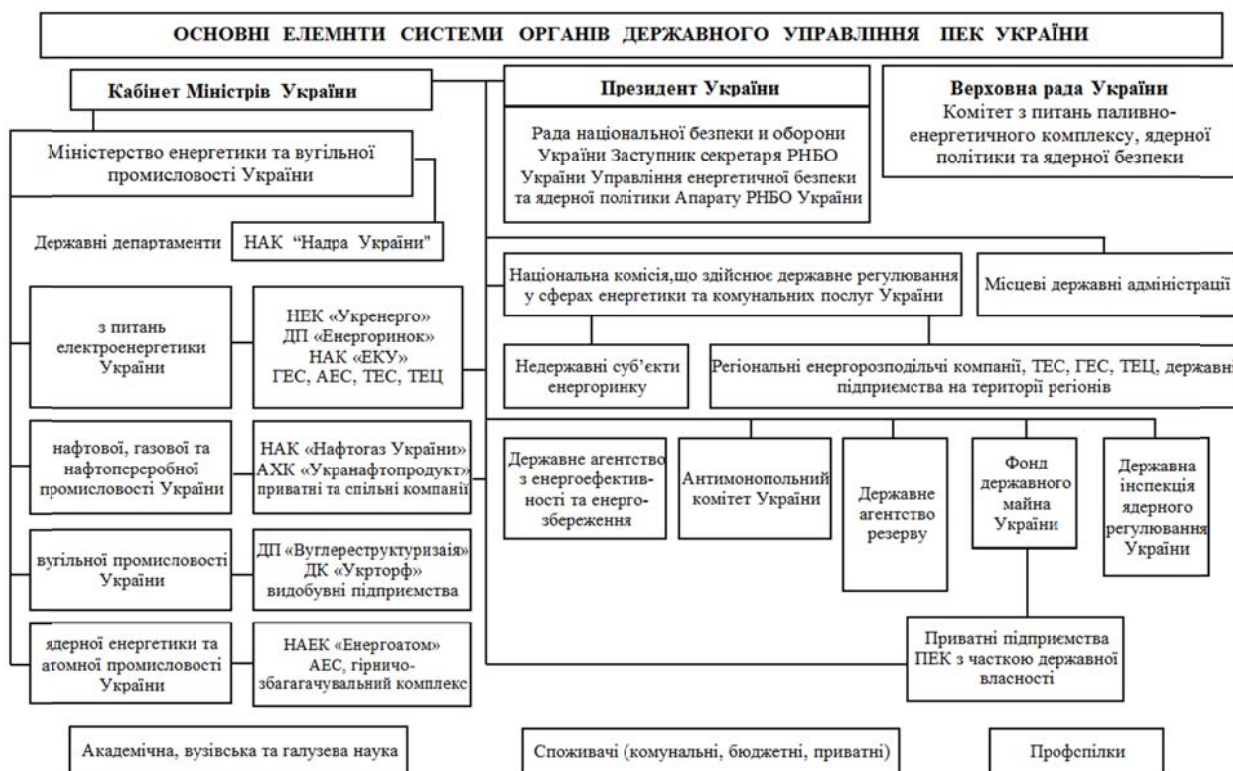


Рисунок 2.1 – Система органів державного управління ПЕК України

Інформаційно-аналітичне та організаційне забезпечення діяльності Ради національної безпеки і оборони України в енергетичній сфері здійснює Апарат РНБО України, у структурі якого є профільний підрозділ – **управління енергетичної безпеки та ядерної політики**, функціонально підпорядковане заступнику Секретаря РНБО України.

Кабінет Міністрів України забезпечує економічну самостійність України, здійснення внутрішньої та зовнішньої політики, виконання Конституції і законів України, актів Президента України в енергетичній сфері; забезпечує проведення фінансової, цінової, інвестиційної та податкової політики у сферах енергетики, охорони природи, екологічної безпеки та природокористування; розробляє та здійснює загальнодержавні програми економічного й науково-технічного розвитку; розробляє проект державного бюджету та забезпечує його виконання за статтями, пов'язаними з функціонуванням і розвитком ПЕК.

Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг України, є центральним органом виконавчої влади зі спеціальним статусом, підконтрольним і підзвітним Президентові України. Основними завданнями НКРЕКП є:

- участь у формуванні та забезпеченні реалізації державної політики щодо розвитку та функціонування оптового ринку електроенергії, ринків газу, нафти та нафтопродуктів, у сфері теплопостачання;

- державне регулювання діяльності суб'єктів природних монополій, сприяння конкуренції, забезпечення проведення цінової і тарифної політики в електроенергетиці та нафтогазовому комплексі;

- забезпечення ефективності функціонування товарних ринків, координація діяльності державних органів щодо регулювання ринків енергоносіїв, захист прав споживачів;

- видача ліцензій на здійснення діяльності в електроенергетиці та нафтогазовому комплексі, контроль за додержанням ліцензійних умов.

Державна інспекція ядерного регулювання України є центральним органом виконавчої влади, який є головним з формування та реалізації державної політики у сфері безпеки використання ядерної енергії. Державна інспекція повинна виконувати такі функції:

- визначення критеріїв, вимог і умов щодо безпеки під час використання ядерної енергії, видача дозволів і ліцензій на проведення діяльності у цій сфері;
- здійснення державного нагляду за додержанням законодавства, норм, правил і стандартів з ядерної та радіаційної безпеки;
- виконання інших функцій національного регулюючого органу з ядерної та радіаційної безпеки.

Міністерство енергетики та вугільної промисловості України є головним органом у системі центральних органів виконавчої влади з питань забезпечення реалізації державної політики в ГІЕК. Основними завданнями Міністерства є:

- державне управління паливно-енергетичним комплексом;
- забезпечення реалізації державної політики в ПЕК;
- забезпечення енергетичної безпеки держави;
- розроблення пропозицій щодо вдосконалення економічних важелів стимулювання розвитку ПЕК тощо.

Міністерство енергетики та вугільної промисловості України: розробляє прогнози, концепції та цільові програми розвитку ПЕК; контролює використання бюджетних коштів на підприємствах ГІЕК; розробляє пропозиції щодо вдосконалення механізму ціноутворення в ПЕК; забезпечує реалізацію державної політики у сфері енергозбереження тощо.

Функції з управління галузями ПЕК та об'єктами державної власності, що належать до сфери його управління, Міністерство здійснює через:

Державні департаменти – з питань електроенергетики; нафтової, газової та нафтопереробної промисловості; вугільної промисловості; ядерної енергетики та атомної промисловості. Основними формами організації

об'єктів державної власності в ПЕК є акціонерні компанії й державні підприємства; базовими серед них є НАК "Нафтогаз України", Національна атомна енергогенеруюча компанія "Енергоатом", НАК "Надра України" і НАК "Енергетична компанія України" (НАК "ЕКУ").

НАК "Нафтогаз України" створена з метою: забезпечення ефективного функціонування й розвитку нафтогазового комплексу; підвищення рівня енергетичної безпеки держави; більш повного задоволення потреб промислових і побутових споживачів у сировині та паливно-енергетичних ресурсах; отримання прибутку шляхом провадження підприємницької діяльності.

НАЕК "Енергоатом" є державним підприємством, що виконує такі основні завдання:

- погодження з відповідними органами тарифу на електроенергію, щовиробляється на АЕС, здійснення її продажу на енергоринку;
- закупівля ядерного палива;
- створення системи поводження з відпрацьованим ядерним паливом і радіоактивними відходами;
- створення системи перепідготовки й підвищення кваліфікації персоналу АЕС;
- забезпечення дотримання норм міжнародних договорів з питань ядерної та цивільно-правової відповідальності за ядерну шкоду;
- будівництво, реконструкція та зняття з експлуатації енергоблоків АЕС тощо.

НАК "Надра України" створена з метою підвищення ефективності управління підприємствами в галузі геології та розвідки надр, поліпшення забезпечення потреб України в корисних копалинах. Основними завданнями Компанії є:

- організація й проведення пошукових і геологорозвідувальних робіт в Україні та за її межами;
- здійснення переробки окремих видів корисних копалин;

– сприяння залученню інвестицій у розвиток розвідки, розроблення та промислової експлуатації родовищ тощо.

Місія **НАК "Енергетична компанія України"** полягає у виконанні завдань Уряду України щодо вітчизняного електроенергетичного комплексу щодо забезпечення ефективного і збалансованого електро- й тепlopостачання споживачів, оновлення й нарощування енергетичних потужностей з одночасним зменшенням техногенного навантаження на довкілля, здійснення подальших реформ у вітчизняному електроенергетичному комплексі та приєднання ОЕС України доєвропейської енергосистеми.

Основними завданнями Компанії є надійне й ефективне функціонування, розвиток електроенергетичного комплексу для забезпечення економічної та енергетичної безпеки держави, більш повне задоволення потреб споживачів в електричній і тепловій енергії, ефективне управління державним майном, залучення інвестицій та отримання прибутку. Національні енергетичні компанії мають право вносити до Кабінету Міністрів та інших центральних органів виконавчої влади пропозиції щодо підвищення ефективності функціонування галузей ПЕК, проекти нормативно-правових актів з цих питань

Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України є центральним органом влади, діяльність якого спрямовується та координується Кабінетом Міністрів.

Основними завданнями Державного агентства є:

– визначення основних напрямів, нормативів та проведення єдиної державної політики у сфері енергозабезпечення, розроблення механізму її реалізації;

– участь у розробленні загальнодержавної енергетичної програми та програм розвитку галузей ПЕК, контроль за їх реалізацією в частині енергозбереження;

– організація і проведення державної експертизи з енергозбереження тощо.

Перелічені державні структури здійснюють свою діяльність у ПЕК разом з іншими органами державної влади України: Міністерством економічного розвитку і торгівлі, Міністерством екології та природних ресурсів, Державною службою України з надзвичайних ситуацій, Міністерством соціальної політики, Антимонопольним комітетом, Фондом державного майна, Державним агентством резерву України, правоохоронними органами, місцевими державними адміністраціями та органами місцевого самоврядування [1,2,3].

2.4. Основні державні акти регулювання взаємовідносин між учасниками енергоринку України

Основними державними актами, що регулюють взаємо- відносини між учасниками енергоринку України, є закони і правила:

- Закон України “Про електроенергетику”;
- Закон України “Про монополію на метрологічну діяльність”;
- Закон України “Про правовий режим надзвичайного стану”;
- Правила оптового ринку електричної енергії;
- Правила користування електричною енергією;
- Правила користування тепловою енергією;
- Правила подачі та використання газу в народному господарстві

України;

- Правила надання населенню послуг з газопостачання.

НОРМАТИВНІ ДОКУМЕНТИ

- Закон України «Про ринок електричної енергії» № 2019-VIII від 13.04.2017р.;
- Закон України «Про ліцензування видів господарської діяльності» № 222- VIII від 02.03.2015р.;
- Постанова НКРЕ КП «Про затвердження Методичних рекомендацій

щодо плану роботи ліцензіатів з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та/або з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами з підготовки до переходу до стимулюючого регулювання» № 1109 від 15.08.2013р.;

– Постанова НКРЕ КП «Про затвердження Порядку розрахунку роздрібних тарифів на електричну енергію, тарифів на передачу електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами, тарифів на постачання електричної енергії за регульованим тарифом у разі застосування стимулюючого регулювання» №900 від 11.07.2013р.;

– Постанова НКРЕ КП «Про затвердження Порядку визначення необхідного доходу від здійснення діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом у разі застосування стимулюючого регулювання» № №898 від 11.07.2013р. (із змінами та доповненнями);

– Постанова НКРЕ КП «Про затвердження Порядку визначення необхідного доходу від здійснення діяльності з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами у разі застосування стимулюючого регулювання» № 1032 від 26.07.2013р.(зі змінами та доповненнями);

– Постанова НКРЕ КП «Про затвердження Порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів природних монополій у сфері електроенергетики» № 899 від 11.07.2013р. (зі змінами та доповненнями);

– Постанова НКРЕ КП «Про застосування на період переходу до стимулюючого регулювання прямолінійного методу нарахування амортизації для цілей формування тарифів» №20 від 15.02.2013р.;

– Постанова НКРЕ КП «Про встановлення параметрів регулювання, що мають довгостроковий строк дії, для цілей стимулюючого регулювання» № 1009 від 23.07.2013 р. (зі змінами та доповненнями);

– Постанова НКРЕ КП «Про застосування стимулюючого регулювання у сфері передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами» № 1029 від 26.07.2013р. (зі змінами та доповненнями);

– Постанова НКРЕ КП «Про затвердження Порядку розподілу активів, витрат та доходів між видами діяльності ліцензіатів з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та/або з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами» №1031 від 26.07.2013р.;

– Постанова НКРЕ КП «Про встановлення регуляторної норми доходу на регуляторну базу активів для суб'єктів, що провадять (мають намір провадити) господарську діяльність з транспортування теплової енергії магістральними та місцевими (розподільчими) тепловими мережами» №2561 від 08.10.2015р.[9].

Основним важелем державного регулювання діяльності суб'єктів енергоринку є:

- регулювання шляхом ліцензування;
- цінове регулювання;
- податкове регулювання;
- митне регулювання;
- інвестиційне регулювання [26].

Державна регулятивна політика в енергетичній сфері України поєднує методи прямого і непрямого регулювання і здійснюється з урахуванням двох *важливих обставин*:

а) світової тенденції поступової лібералізації внутрішніх ринків енергоносіїв та обмеження адміністративного втручання держави у діяльність суб'єктів енергоринків;

б) існування в умовах розбудови ринкової економіки нерозвиненого конкурентного середовища, недосконалих механізмів підприємницької діяльності, неповної (і суперечливої) законодавчої бази, що зумовлює необхідність активного регулювання економічних відносин з боку держави.

До *методів прямого регулювання* державою діяльності суб'єктів енергоринків належать ліцензування окремих видів діяльності, контроль за дотриманням технічних та екологічних стандартів, вимог безпеки функціонування енергетичних об'єктів, регулювання умов конкуренції на

енергоринку.

Методи непрямого впливу спрямовані на зміну параметрів ринкового середовища і охоплюють регулювання цін, тарифів, рівнів податків і мита, кредитних ставок тощо.

Істотний вплив на функціонування та розвиток ПЕК справляють важелі загального макроекономічного регулювання (обмінний курс гривні, облікові ставки та резервні вимоги Національного банку України, курси цінних паперів на фондовому ринку), а також зовнішні чинники – механізми ціноутворення на світових ринках енергоносіїв, форми міжнародних розрахунків, механізми та умови доступу до міжнародних кредитних ресурсів тощо.

Регулювання шляхом ліцензування зобов'язує суб'єктів господарювання дотримуватися певних умов і правил діяльності (ліцензійних умов). Розробляючи ліцензійні умови та контролюючи їх дотримання, державний регулюючий орган має можливість суттєво впливати на поведінку ліцензіата, включаючи дотримання ним технічних, екологічних та інших вимог, що визначають рівень: безпеки енергетичних об'єктів; охорони праці на підприємствах ПЕК; відтворення ресурсної бази.

Податкове регулювання, крім виконання фіскальних функцій, повинно сприяти ефективному функціонуванню та розвитку енергоринків, у т. ч. підвищенню конкурентоспроможності підприємств, стимулюванню енергозбереження, інвестиційної та інноваційної діяльності суб'єктів господарювання. Податкові регулятори використовуються також і для оперативного регулювання структури виробництва та споживання в ПЕК, однак при цьому вони повинні залишатися відносно стабільними й забезпечувати незмінність основних "правил гри" на енергоринку (рис.2.2).

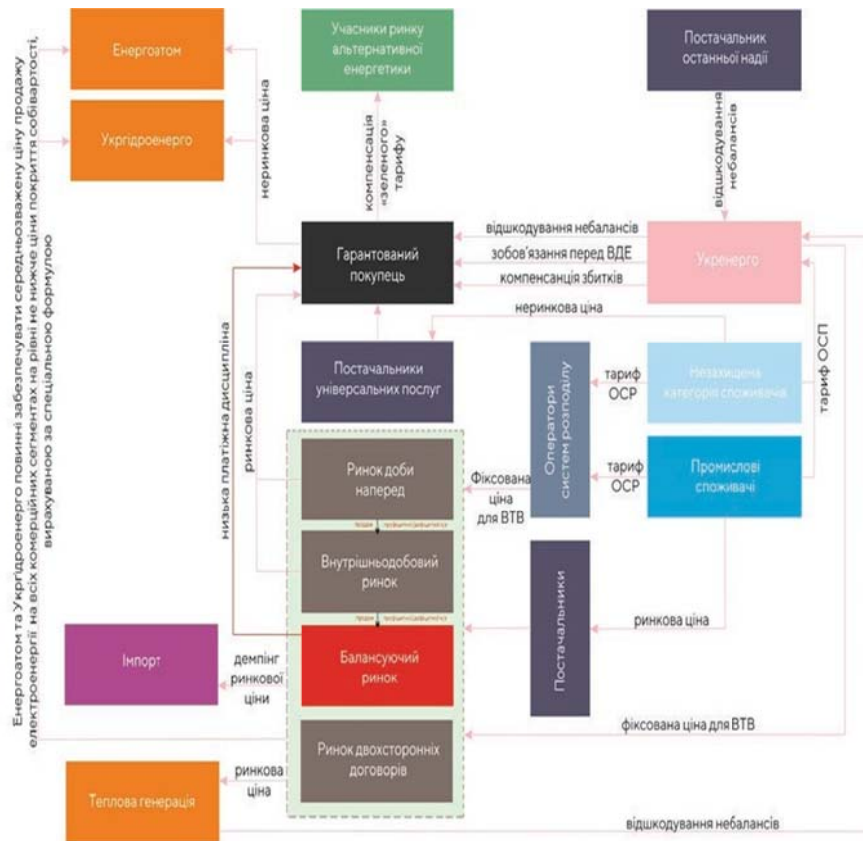


Рисунок 2.2. - Базова модель руху грошових коштів

	для 1 класу напруги при приєднанні до мережі ОСП, з АСКОЕ				для 1 класу напруги при приєднанні до мережі ОСР, з АСКОЕ				для 2 класу напруги при приєднанні до мережі ОСР, по профілю			
	до нової моделі	нова модель	08.2019	09.2020	до нової моделі	нова модель	08.2019	09.2020	до нової моделі	нова модель	08.2019	09.2020
Електроенергія	1466,7	1525,0	1525,0	1572,1	1466,7	1615,0	1502,0	1572,1	1618,0	1735,0	1735,0	1572,1
Тариф ОСР	0,0	0,0	0,0	0,0	120,4	120,4	77,4	77,4	636,3	636,3	514,3	653,80
Тариф напередачу	0,0	347,4	312,2	240,23	0,0	347,4	312,2	240,23	0,0	347,4	312,2	240,23
Тариф на диспетчеризацію	0,0	8,9	8,9	24,75	0,0	8,9	8,9	24,75	0,0	8,9	8,9	24,75
Всього	1466,7	1881,3	1846,1	1837,1	1587,1	2091,7	1900,5	1914,5	2254,3	2727,6	2570,4	2490,9
Зростання		28,3%	25,9%	25,3%		31,7%	19,7%	20,6%		21%	14%	10,5%

Рисунок 2.3. - Порівняння ціни електричної енергії до та після запровадження нової моделі ринку, гривень/МВт·год (безПДВ)

Митне регулювання виконує схожі з податковим фіскальні функції. Водночас воно має особливе завдання регулювання структури імпорту з метою: стимулювання імпорту дефіцитних для України видів ресурсів (сирої нафти, природного газу, ядерного палива, сучасного енергетичного обладнання, новітніх технологій); обмеження імпорту товарів, виробництво яких (у достатніх обсягах) можливе на вітчизняних підприємствах, – продуктів нафтопереробки, окремих сортів вугілля, більшості видів енергетичного обладнання.

Важливим важелем державного регулювання енергетичної сфери є також формування та реалізація державних програм розвитку ПЕК або окремих його галузей.

В умовах становлення ринку енергоносіїв завдання держави полягає у створенні таких економічних і правових засад, які б сприяли розвитку конкуренції та враховували (і узгоджували) інтереси всіх його учасників, у тому числі споживачів (рис.2.3).

Таким чином, на сучасному етапі державна регулятивна політика у сфері енергетики повинна концентруватися на:

– вдосконаленні системи регулювання діяльності природних монополій(включаючи регулювання цін і тарифів);

- встановленні нормативних та організаційних засад діяльності ПЕК;
- поступовому обмеженні регулювання цін і тарифів на товари (послуги) інших суб'єктів господарювання, у т. ч. монопольних утворень, що не мають природного характеру [1,2,3,4,25,26,].

2.5. Стимулююче тарифоутворення

Стимулююче тарифоутворення або RAB-регулювання (Regulatory Asset Base – регульована база активів) – система довгострокового тарифоутворення, основною метою якої є залучення інвестицій в розвиток і модернізацію електричних мереж.

Вперше методика тарифоутворення на основі регульованої бази інвестованого капіталу (RAB) була застосована в Великобританії в кінці 1980-х рр. В середині 1990-х років на RAB-регулювання перейшло більшість країн Західної Європи, Канада, США, Австралія. Європейський союз в 2002 році зобов'язав країни Східної Європи застосовувати RAB при встановленні тарифів для монополій і на RAB-регулювання перейшли Чехія, Словаччина, Угорщина, Польща, Румунія, Болгарія та ряд інших держав.

Впровадження RAB-регулювання в Україні передбачено Угодою про асоціацію України з ЄС в частині імплементації Директиви 2009/72/ЄС. Основною метою RAB-регулювання є залучення інвестицій в розширення і модернізацію енергетичної інфраструктури.

Світова практика показала, що регулювання тарифів в електромережевого комплексі на основі методології RAB має ряд переваг для електромережних компаній і споживачів перед діючої зараз системою «витрати плюс».

Сьогоднішня система така, майбутні витрати компаній залежать від затрат сьогоднішніх, якщо підприємство спрацювало добре (скоротило затрати), всі «зеконмлені» гроші заберуть, а якщо погано (не оптимізувало операційні витрати), йому в наступному році додадуть грошей. Тому, в

кінцевому підсумку підприємства, позбавлені економічного стимулу працювати ефективно. Ця система не вигідна ні розподільним компаніям, ні суспільству. Нова система дозволить енергокомпаніям більше інвестувати в модернізацію мереж, нові енергопроекти, відбудеться значний щорічний приплив інвестиційних ресурсів в енергетику регіонів при обмеженому зростанні тарифів.

Переваги нової системи регулювання незаперечні: створюються умови для залучення інвестицій з урахуванням потреб регіону в розвитку енергетичного комплексу та підвищення надійності енергопостачання, з'являються стимули для зниження втрат і операційних витрат мережевих компаній, тарифи прив'язуються до рівня надійності та якості обслуговування споживачів. У свою чергу, значно знизяться втрати електроенергії при передачі, а споживачі отримають більш високу якість послуг. Наприклад, середній показник часу відключення від споживання електроенергії не повинен буде перевищувати 150 годин на рік для міської місцевості та 300 годин на рік для сільської місцевості. Повинна оновитися інфраструктура мереж електропередач, що дасть можливість безпроблемного підключення до них нових об'єктів.

Через кілька років зростання доходів облenerго зупиниться за рахунок того, що великих інвестицій вже не знадобиться, а виплати на операційні витрати будуть постійно знижуватися. Отже, можна буде знизити тариф для споживача. Сам перехід на RAB-тарифи вкрай необхідний, щоб ми, як країна, рухалися до європейських стандартів [26].

Суть RAB-регулювання

Для кожної інвестиції, здійсненої компаніями, що надають регульовані послуги в рамках концесійної діяльності, секторний орган розробляє механізм винагороди на основі наступних величин, зафіксованих періодично та повідомляються компаніями-постачальниками самому Органу:

– витрати на амортизацію вкладених інвестицій, розраховані на основі вартості інвестицій, поступово переоцінених з урахуванням інфляції, поділених на кількість років строку корисного використання активів;

– рентабельність інвестицій, розрахована з чистого вкладеного капіталу або RAB і дорівнює різниці між початковою інвестицією та накопиченою амортизацією, відповідно помножена на середньозважену вартість капіталу (WACC або середньозважену вартість капіталу), встановлену Органом на початку кожного регуляторного періоду та диференційовано за типом послуги.

Збори постачальників послуг, на яких поширюється дія цієї норми, розраховані на основі RAB, відшкодовуються споживачами за оплату комунальних платежів. Цей підхід забезпечує практичну основу для моделі ціноутворення на ринку капіталу (CAPM). У більшості держав-членів ЄС цей метод використовується для оцінки ризиків та визначення вартості капіталу для регульованої діяльності. Рівень системного ризику регульованої діяльності визначається параметром регулюючими органами (регуляторами). Як результат, норма прибутковості фіксується для того, щоб гарантувати прибутковість капіталу компанії, нести ризик та заборгованість, яку вона могла б досягти з подібними ризиками, інвестуючи за ринкових умов.

Національні регулюючі органи повинні визначати вартість кожного активу, який становить регульовану базу активів змодельованої мережі, на основі його відновної вартості [2, 27, 28,29].

Контрольні питання до розділу 2

1. Який основний напрямок розвитку світової сучасної електроенергетики.

2. Наведіть основні чинники, що забезпечують підвищення економічного ефекту при створенні потужних енергетичних об'єднань.

3. Наведіть основні напрямки діяльності щодо реформування електроенергетики в більш конкурентну і ефективну галузь.

4. Наведіть шляхи реформування ринку електроенергії України.
5. Наведіть органи державного регулювання енергетичною галуззю України.
6. Наведіть основні елементи системи органів державного управління ПЕК України.
7. Наведіть основні державні акти регулювання взаємовідносин між учасниками енергоринку України.
8. Дайте характеристику стимулюючому тарифоутворенню або RAB-регулюванню.

3. ВПРОВАДЖЕННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ ТА СВІТІ

3.1. Нетрадиційні і поновлювальні джерела енергії

На сьогодні є актуальними питання впровадження ДРГ, що зумовлено тим, що вони використовують природний газ або ВДЕ та підвищеним коефіцієнтом корисної дії [30, 31, 32, 33].

Все це зумовило швидке зростання і розвиток малої енергетики, що базується на розосередженні електричних генераторів невеликої потужності в сучасних системах енергозабезпечення споживачів енергії. З огляду на переваги ДРГ в порівнянні з традиційними електричними станціями, слід очікувати її подальший розвиток і в Україні, оскільки викладені важливі аргументи є визначальними в сучасній сфері енергозабезпечення [34].

У практиці більшості країн світу прийнято використовувати наступне визначення: «Мала установка для виробництва енергії» це установка, яка використовує біомасу, вторинні або поновлювані ресурси, включаючи вітер, сонячні та водні ресурси, для виробництва електроенергії з встановленою потужністю не більше 80 МВт [35].

До нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії віднесені енергогенеруючі установки, що використовують енергетичні ресурси річок, водосховищ та промислових відходів, енергію вітру, сонця, стиснутого природного газу, біомаси (включаючи деревні відходи), стічних вод і твердих побутових відходів. До джерел малої енергетики відносяться генеруючі установи, в яких перетворення енергії здійснюється через процеси горіння палива, або без використання процесів горіння, в яких виробництво енергії базується на використанні поновлюваних джерел енергії. Останні часто називають джерелами «холодної енергетики» або «зеленої енергетики». В останні роки джерела малої енергетики відносять до розподіленої генерації

[36-41].

Комбінація високої ефективності розподіленої генерації і використання більш чистих видів палива дозволяє набагато зменшити навантаження на навколишнє середовище, яке створюють централізовані енергетичні системи.

Дослідження інституту Рокі Маунтін (США) показали, що розміщення малих генераторів ближче до споживачів, а також відповідність їх потужностей потребам споживачів, має значні переваги над гігантськими електростанціями значно підвищує цінність цих генераторів для енергосистеми в цілому [30, 31, 32, 33].

Експерти з енергетики прийшли до висновку, що якщо електропостачальні компанії не проявлять ініціативи в сприянні розвитку ДРГ, то це зроблять покупці, підтримані інвесторами. Найближчим часом зростання малої енергетики буде в значній мірі залежати від напрямків реструктуризації електроенергетики, темпів закриття атомних і вугільних електростанцій в результаті вимог нових екологічних нормативів [30].

Показник приведеної вартості енергії, або LCOE (англ. Levelized Cost of Energy) розраховується на основі ринкових даних і відображає поточну вартість всіх витрат для виробництва однієї одиниці енергії. LCOE поєднує всі види витрат та дозволяє спростити аналіз вартості енергії. Він використовується для первинного порівняння вартості енергії, виробленої за допомогою різних технологій [42]. В Україні генерація електроенергії з ВДЕ користується державною підтримкою у вигляді «зелених» тарифів [39-42].

З 1 липня 2019 року відповідно до закону «Про ринок електричної енергії» в Україні запрацювала нова модель ринку електроенергії. Основою цієї моделі є конкуренція та ринкове тарифоутворення. Очікується, що ринкові індикатори будуть відображати справедливую вартість електроенергії, що стане сигналом для потенційних інвесторів в українську енергетику, включаючи сектор ВДЕ [43,44].

За даними аналітичного огляду «LCOE відновлюваних джерел енергії в Україні» розрахунки LCOE для ВДЕ в Україні за 2013 – 2019 роки показали,

що український ринок йде за світовими тенденціям. Для всіх основних технологій ВДЕ приведена собівартість електроенергії протягом вказаного періоду знижувалась [45].

3.2. Прогнозування обсягу спожитої та згенерованої електроенергії в умовах гірничорудних підприємств

Довгострокові прогнози обсягів споживання електричної енергії використовуються для формування щорічних зведених балансів виробництва і споживання електричної енергії. Баланси виробництва і споживання електричної енергії, в свою чергу, є основою для формування графіків ремонту устаткування і т.д.

Короткострокові прогнози споживання є основою для формування диспетчерських графіків. Одночасно визначаються необхідні обсяги та розміщення резервів потужності в ОЕС [43,44, 46, 47].

Слід зазначити, що довгостроковий, короткостроковий і оперативні прогнози споживання електроенергії вимагають різних методик. Довгостроковим прогнозам потрібні сценарні підходи для оцінки загальноекономічної ситуації, галузевих тенденцій розвитку і т.п. Для короткострокових прогнозів важливий облік метеофакторів, характеру дня (робочий, вихідний), стану режиму енергосистеми в найближчій ретроспективі. При оперативному прогнозуванні потрібні адаптивні моделі прогнозу, із врахуванням проміжку часу природної освітленості протягом доби в даному роміжку часу.

Відповідно до закону України «Про ринок електричної енергії» от 13.04.2017, № 2019-VIII, починає діяти ринок купівлі електроенергії «на добу вперед» із штрафами за неподання прогнозів або за невиконання наданих прогнозів [43,44, 46, 47].

Законом «Про ринок електричної енергії» не передбачені механізми збору та аналізу даних для короткострокового прогнозу генерації відповідно

до потреби в електроенергії. Причому, Закон «Про ринок електричної енергії» вводить штрафи за фактичне погодинне відхилення від узгоджених прогнозних графіків на добу вперед і зобов'язує виробника нести фінансову відповідальність за небаланс електричної енергії перед покупцем [43, 48, 46, 47].

Отже, проблема узгодження генерації з ВДЕ і з традиційних джерел складається з трьох частин - справедливе узгодження прогнозів виробника з урахуванням інтересів третіх сторін і достовірних прогнозів споживання енергії плюс власне проблеми короткострокового прогнозування метеоумов «на добу вперед», але фактично - для погодинного прогнозування генерації. Це і є сама «важка» частина проблеми.

Прогнозування генерації ВДЕ впливає на управління енергосистемою.

В цілому методи прогнозування поділяються на фізичні методи та статистичні методи. Кращі системи прогнозування «на день вперед» дають помилку в межах $\pm 13 - \pm 15\%$ [49]:

Знижує ж RMSE одночасний облік апаратних даних від якомога більшої кількості місцевих «спостерігачів неба». Так в японському регіоні Канто при об'єднанні 64 локальних «Sky watchers» в єдину інформаційно-аналітичну мережу, точність прогнозування вдалося підвищити на 60% (коефіцієнт зменшення помилки для даної інформаційно-аналітичної мережі точність вимірювань досяг максимального значення 0,4 в порівнянні відносним коефіцієнтом помилки і для точкових вимірювань). Виявилось також, що при об'єднанні 24 наземних апаратів систем постійного спостереження в районі площею 100 км x 60 км середня абсолютна похибка (САП) для регіональних прогнозів була на 22% нижче САП для прогнозів від точкових станцій спостереження. Загальне зменшення помилок об'єданого прогнозування склало близько 70% (коефіцієнт зменшення помилки 0,3).

Між тим, звіт «Adapting Market Design to High Shares of Variable Renewable Energy» присвячено проблемам прогнозування і іншим факторам, що перешкоджають широкому впровадженню ВДЕ в енергосистемах різного

рівня, опублікований в червні 2017 р [43, 48, 46, 47].

Доводиться констатувати, що в Україні на даний момент немає системи оперативного автоматичного моніторингу локальних метеоданих в режимі он-лайн, придатної для погодинного і добового прогнозування. Єдиним методом може стати усереднення зареєстрованих даних погодинної генерації на кожен дату за кілька років з урахуванням даних поточної генерації. Більш-менш цей метод корисний при оцінці річної генерації. Але для спостережень за сучасною погодою, точність персистентного методу для режиму «на добу вперед», особливо в локальному розрізі, не актуальний.

За даними звіту агенства ІЕА, обробка даних (головним чином просторове усереднення і корекції помилок) можуть дещо знизити недостовірність локальної оцінки на 15-25%, але всерівно для коротко- та середньострокового прогнозування вона буде не менше 25-30% [43, 48, 46, 47,50].

В Україні немає системи автоматизованої обробки і розподілу даних між зацікавленими сторонами (ні про плани генерації учасників ринку, ні про погоду). Немає також і визнаних і несуперечливих правил узгодження обсягів генерації. Немає чіткого механізму прогнозу споживання енергії в локальних мережах - такого ж, погодинного. Немає навіть достовірної статистики по ВДЕ в Україні. Немає необхідної інфраструктури установок для наземного спостереження за хмарністю, пов'язаної з узгодженою інформаційною мережею.

3.3. Розвиток «зеленої енергетики» в Україні

Цей Закон визначає правові, економічні та організаційні засади функціонування ринку електричної енергії, регулює відносини, пов'язані з виробництвом, передачею, розподілом, купівлею-продажем, постачанням електричної енергії для забезпечення надійного та безпечного постачання електричної енергії споживачам з урахуванням інтересів споживачів,

розвитку ринкових відносин, мінімізації витрат на постачання електричної енергії та мінімізації негативного впливу на навколишнє природне середовище [51.52].

Основні терміни та поняття «зеленої енергетики»:

– "відновлювані джерела енергії - відновлювані невикопні джерела енергії, а саме енергія сонячна, вітрова, аеротермальна, геотермальна, гідротермальна, енергія хвиль та припливів, гідроенергія, енергія біомаси, газу з органічних відходів, газу каналізаційно-очисних станцій, біогазів;

– вітрова електростанція - група вітрових електричних установок або окрема вітрова електроустановка, устаткування і споруди, розташовані на певній території, які функціонально пов'язані між собою і становлять єдиний комплекс, призначений для виробництва електричної енергії шляхом перетворення кінетичної енергії вітру в електричну енергію;

– вітрова електроустановка - електрична установка, що перетворює кінетичну енергію вітру в електричну енергію;

– виробництво елементів обладнання об'єкта електроенергетики - діяльність, пов'язана з випуском продукції, яка включає виконання достатнього рівня виробничих та технологічних операцій, за результатами яких змінюється класифікаційний код товару згідно з УКТ ЗЕД на рівні будь-якого з перших чотирьох знаків, при цьому операції, що здійснюються в процесі виробництва, не повинні бути простими складальними операціями згідно з положеннями митного законодавства;

– гарантія походження електричної енергії - документ, виданий суб'єктом, уповноваженим Кабінетом Міністрів України, на запит виробника електричної енергії, який підтверджує, що частка або визначена кількість електричної енергії вироблена з відновлюваних джерел енергії (а з використанням гідроенергії - лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями);

– "зелений" тариф - спеціальний тариф, за яким закупається електрична енергія, вироблена на об'єктах електроенергетики, зокрема на

введених в експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексів), з альтернативних джерел енергії (а з використанням гідроенергії - лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями);

- мікрогідроелектростанція - електрична станція, що виробляє електричну енергію за рахунок використання гідроенергії, встановлена потужність якої не перевищує 200 кВт;

- мінігідроелектростанція - електрична станція, що виробляє електричну енергію за рахунок використання гідроенергії, встановлена потужність якої становить більше 200 кВт, але не перевищує 1 МВт;

- мала гідроелектростанція - електрична станція, що виробляє електричну енергію за рахунок використання гідроенергії, встановлена потужність якої становить більше 1 МВт, але не перевищує 10 МВт;

- черга будівництва електричної станції - група електричних установок або окрема установка, устаткування і споруди, розташовані на певній території, які функціонально пов'язані між собою і становлять єдиний комплекс, призначений для виробництва електричної енергії, що відповідно до проектною документацією на будівництво є частиною об'єкта електроенергетики. Черга будівництва електричної станції може складатися з пускових комплексів" [53.54.55.56].

3.4. Стимулювання виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії

"Зелений" тариф встановлюється Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, на електричну енергію, вироблену на об'єктах електроенергетики, у тому числі на введених в експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексів), з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії - вироблену лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями).

"Зелений" тариф встановлюється для кожного суб'єкта господарювання, який виробляє електричну енергію з альтернативних джерел енергії, за кожним видом альтернативної енергії та для кожного об'єкта електроенергетики або для кожної черги будівництва електростанції (пускового комплексу).

"Зелений" тариф на електричну енергію, вироблену генеруючими установками приватних домогосподарств, встановлюється єдиним для кожного виду альтернативного джерела енергії.

"Зелений" тариф для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з енергії вітру, встановлюється на рівні роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги на січень 2009 року, помноженого на коефіцієнт "зеленого" тарифу для електричної енергії, виробленої з енергії вітру.

"Зелений" тариф для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з біомаси, встановлюється на рівні роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги на січень 2009 року, помноженого на коефіцієнт "зеленого" тарифу для електричної енергії, виробленої з біомаси. Для цілей цього Закону біомасою вважається невикопна біологічно відновлювана речовина органічного походження, здатна до біологічного розкладу, у вигляді продуктів, відходів та залишків лісового та сільського господарства (рослинництва і тваринництва), рибного господарства і технологічно пов'язаних з ними галузей промисловості, а також складова промислових або побутових відходів, здатна до біологічного розкладу.

"Зелений" тариф для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з біогазу, утвореного з біомаси в результаті біологічного розкладу, біогазу, отриманого шляхом примусової газифікації біомаси, біогазу, отриманого з відведених місць чи об'єктів, на яких здійснюються операції із зберігання та/або захоронення відходів, утвореного з біомаси як складової промислових або побутових відходів, встановлюється на рівні роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги на січень 2009

року, помноженого на коефіцієнт "зеленого" тарифу для електричної енергії, виробленої з біогазу. Для цілей цього Закону біогазом вважається газ з біомаси.

"Зелений" тариф для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з енергії сонячного випромінювання, встановлюється на рівні роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги на січень 2009 року, помноженого на коефіцієнт "зеленого" тарифу для електричної енергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання.

"Зелений" тариф для приватних домогосподарств, які виробляють електричну енергію з енергії сонячного випромінювання, встановлюється на рівні роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги на січень 2009 року, помноженого на коефіцієнт "зеленого" тарифу для електричної енергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання, для приватних домогосподарств.

"Зелений" тариф для приватних домогосподарств, які виробляють електричну енергію з енергії вітру, встановлюється на рівні роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги на січень 2009 року, помноженого на коефіцієнт "зеленого" тарифу для електричної енергії, виробленої з енергії вітру, для приватних домогосподарств.

"Зелений" тариф для суб'єктів господарювання, які експлуатують мікро, міні- або малі гідроелектростанції, встановлюється на рівні роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги на січень 2009 року, помноженого на коефіцієнт "зеленого" тарифу для електричної енергії, виробленої відповідно мікро-, міні- або малими гідроелектростанціями.

"Зелений" тариф для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з геотермальної енергії, встановлюється на рівні роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги на січень 2009 року, помноженого на коефіцієнт "зеленого" тарифу для електричної енергії, виробленої з геотермальної енергії [57,58,59].

Підтвердженням факту та дати введення в експлуатацію об'єкта електроенергетики, у тому числі черги будівництва електричної станції (пускового комплексу), що виробляє електричну енергію з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії - лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями), є виданий уповноваженим органом сертифікат, що засвідчує відповідність закінченого будівництвом об'єкта проектній документації та підтверджує його готовність до експлуатації, або зареєстрована відповідно до законодавства декларація про готовність об'єкта до експлуатації.

У разі якщо на об'єкті електроенергетики, у тому числі на введених в експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексах), що виробляє електричну енергію з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії - лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями), відповідно до цієї статті мають застосовуватися різні коефіцієнти "зеленого" тарифу, на такому об'єкті має бути встановлений окремий комерційний облік за кожною чергою (пусковим комплексом) та/або установкою, для яких застосовується окремий коефіцієнт "зеленого" тарифу.

Для суб'єктів господарювання та приватних домогосподарств, які виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії, "зелений" тариф встановлюється до 1 січня 2030 року. Фіксований мінімальний розмір "зеленого" тарифу для суб'єктів господарювання та приватних домогосподарств встановлюється шляхом перерахування в євро "зеленого" тарифу, розрахованого за правилами цього Закону, станом на 1 січня 2009 року за офіційним валютним курсом Національного банку України на зазначену дату.

"Зелений" тариф для об'єктів електроенергетики, введених в експлуатацію до 31 грудня 2024 року, та приватних домогосподарств, договір про купівлю-продаж електричної енергії з якими укладено до 31 грудня 2024 року, не може бути меншим за фіксований мінімальний розмір "зеленого"

тарифу, який на дату останнього у кожному кварталі засідання Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, перераховується у національну валюту за середнім офіційним валютним курсом Національного банку України за останніх 30 календарних днів, що передують даті такого засідання.

До "зеленого" тарифу на електричну енергію, вироблену з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії - лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями) на об'єктах електроенергетики, у тому числі на чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексах), введених в експлуатацію з 1 липня 2015 року по 31 грудня 2024 року, Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, встановлюється надбавка за дотримання на відповідних об'єктах визначеного статтею 9² цього Закону рівня використання обладнання українського виробництва. Надбавка до "зеленого" тарифу за дотримання рівня використання обладнання українського виробництва встановлюється та підлягає застосуванню на весь строк дії "зеленого" тарифу. Надбавка за дотримання рівня використання обладнання українського виробництва не встановлюється до "зеленого" тарифу на електричну енергію, вироблену об'єктами електроенергетики (генеруючими установками) приватних домогосподарств.

Держава гарантує, що для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії на введених в експлуатацію об'єктах електроенергетики, буде застосовуватися порядок стимулювання виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії, встановлений відповідно до положень цієї статті на дату введення в експлуатацію об'єктів електроенергетики, у тому числі введених в експлуатацію черг будівництва електричних станцій (пускових комплексів), які виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії. У разі внесення змін до законодавства, що регулює порядок стимулювання

виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії, суб'єкти господарювання можуть обрати новий порядок стимулювання.

Держава гарантує закріплення на законодавчому рівні на весь строк застосування "зеленого" тарифу вимог щодо закупівлі у кожному розрахунковому періоді електричної енергії, виробленої на об'єктах електроенергетики, у тому числі на введених в експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексах), що використовують альтернативні джерела енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії - лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями) і не проданої за договорами безпосередньо споживачам або енергопостачальним компаніям, за встановленим "зеленим" тарифом з урахуванням надбавки до нього, встановленої відповідно до статті 9 цього Закону, в обсягах та порядку, визначених статтею 15 Закону України "Про електроенергетику", а з дати початку дії нового ринку електричної енергії - в обсягах та порядку, визначених статтею 65 Закону України "Про ринок електричної енергії", а також щодо розрахунків за таку електричну енергію у повному обсязі, у встановлені строки та грошовими коштами.

Надбавка до "зеленого" тарифу за дотримання рівня використання обладнання українського виробництва

Для введених в експлуатацію з 1 липня 2015 року по 31 грудня 2024 року об'єктів електроенергетики, у тому числі черг будівництва електричних станцій (пускових комплексів), які виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії (а з використанням гідроенергії - лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями), до "зеленого" тарифу встановлюється надбавка за дотримання рівня використання обладнання українського виробництва.

Надбавка за дотримання рівня використання обладнання українського виробництва є фіксованою у визначених цим Законом відсотках доплатою до "зеленого" тарифу, пропорційною до рівня використання суб'єктом

господарювання на відповідному об'єкті електроенергетики обладнання українського виробництва.

Розмір надбавки до "зеленого" тарифу, %	Рівень використання обладнання українського виробництва, %
5	30 та більше, але менше 50
10	50 та більше

Надбавка за дотримання рівня використання обладнання українського виробництва для відповідного об'єкта електроенергетики встановлюється у грошовому виразі Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, на кожен дату перерахунку фіксованого мінімального розміру "зеленого" тарифу.

Порядок визначення рівня використання обладнання українського виробництва на об'єктах електроенергетики, у тому числі на введених в експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексах), що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії (а з використанням гідроенергії - лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями), та встановлення відповідної надбавки до "зеленого" тарифу затверджується Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.

Відповідність рівня використання обладнання українського виробництва вимогам, встановленим цим Законом, визначається Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, на підставі поданого суб'єктом господарювання розрахунку та підтвердних документів.

Рівень використання обладнання українського виробництва на об'єктах електроенергетики, у тому числі на введених в експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексах), що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії (а з використанням гідроенергії - лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями), визначається як сума відповідних питомих відсоткових показників елементів

обладнання. У разі наявності декількох однакових елементів обладнання на відповідному об'єкті електроенергетики (черзі/пусковому комплексі) питомий відсотковий показник такого елемента обладнання приймається до розрахунку рівня використання обладнання українського виробництва лише за умови українського походження кожного з таких однакових елементів.

Виробництво наявних на об'єкті електроенергетики елементів обладнання на території України підтверджується сертифікатом (сертифікатами) походження, виданим (виданими) у встановленому порядку Торгово-промисловою палатою України (її регіональними представництвами) на такі елементи [55-60].

Держава гарантує, що для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії на введених в експлуатацію об'єктах електроенергетики, буде застосовуватися порядок стимулювання виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії, встановлений відповідно до положень цієї статті на дату введення в експлуатацію об'єктів електроенергетики, у тому числі введених в експлуатацію черг будівництва електричних станцій (пускових комплексів), які виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії. У разі внесення змін до законодавства, що регулює порядок стимулювання виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії, суб'єкти господарювання можуть обрати новий порядок стимулювання.

Держава гарантує закріплення на законодавчому рівні на весь строк застосування "зеленого" тарифу вимог щодо закупівлі у кожному розрахунковому періоді електричної енергії, виробленої на об'єктах електроенергетики, у тому числі на введених в експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексах), що використовують альтернативні джерела енергії (а з використанням гідроенергії - лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями), за встановленим "зеленим" тарифом з урахуванням надбавки до нього, встановленої відповідно до цієї статті, в обсягах та порядку, визначених

статтями 68 і 74 Закону України "Про ринок електричної енергії", а також щодо розрахунків за таку електричну енергію у повному обсязі, у встановлені строки та грошовими коштами".

Виробництво наявних на об'єкті електроенергетики елементів обладнання на території України підтверджується сертифікатом (сертифікатами) походження, виданим (виданими) у встановленому порядку Торгово-промисловою палатою України (її регіональними представництвами) на такі елементи.

Держава гарантує закріплення на законодавчому рівні на весь строк застосування "зеленого" тарифу та строк дії підтримки виробників електричної енергії з альтернативних джерел енергії, які за результатами аукціону набули право на підтримку, вимог щодо закупівлі у кожному розрахунковому періоді електричної енергії, виробленої на об'єктах електроенергетики, у тому числі на введених в експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексах), що використовують альтернативні джерела енергії (а з використанням гідроенергії - лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями), за встановленим "зеленим" тарифом або за аукціонною ціною з урахуванням надбавки, встановленої відповідно до цієї статті, в обсягах та порядку, визначених статтями 68, 71 і 74 Закону України "Про ринок електричної енергії", а також щодо розрахунків за таку електричну енергію грошовими коштами у повному обсязі та у встановлені строки.

"Зелений" тариф встановлюється:

а) для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з енергії сонячного випромінювання та/або вітру на об'єктах електроенергетики або чергах їх будівництва (пускових комплексах), шляхом множення встановлених Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, для таких суб'єктів господарювання "зеленого" тарифу на понижуючі коефіцієнти:

– на рівні 0,925 - для суб'єктів господарювання, які виробляють

електричну енергію з енергії вітру на об'єктах електроенергетики або чергах їх будівництва (пускових комплексах), що введені в експлуатацію з 1 липня 2015 року до 31 грудня 2019 року та складаються з вітроустановок одиничною встановленою потужністю від 2000 кВт та більше;

– на рівні 0,975 - для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з енергії вітру на об'єктах електроенергетики або чергах їх будівництва (пускових комплексах), що введені в експлуатацію з 1 січня 2020 року;

– на рівні 0,85 - для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з енергії сонячного випромінювання на об'єктах електроенергетики або чергах їх будівництва (пускових комплексах) встановленою потужністю 1 МВт та більше, що введені в експлуатацію з 1 липня 2015 року до 31 грудня 2019 року;

– на рівні 0,925 - для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з енергії сонячного випромінювання на об'єктах електроенергетики або чергах їх будівництва (пускових комплексах) встановленою потужністю до 1 МВт, що введені в експлуатацію з 1 липня 2015 року до 31 грудня 2019 року;

– на рівні 0,975 - для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з енергії сонячного випромінювання на об'єктах електроенергетики або чергах їх будівництва (пускових комплексах) встановленою потужністю 1 МВт та більше, що введені в експлуатацію з 1 січня 2020 року до 31 жовтня 2020 року;

– на рівні 0,7 - для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з енергії сонячного випромінювання на об'єктах електроенергетики або чергах їх будівництва (пускових комплексах) встановленою потужністю від 1 МВт до 75 МВт, що введені в експлуатацію з 1 листопада 2020 року до 31 березня 2021 року;

– на рівні 0,975 - для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з енергії сонячного випромінювання на об'єктах

електроенергетики або чергах їх будівництва (пускових комплексах) встановленою потужністю до 1 МВт, що введені в експлуатацію з 1 січня 2020 року;

– на рівні 0,4 - для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з енергії сонячного випромінювання на об'єктах електроенергетики або чергах їх будівництва (пускових комплексах) встановленою потужністю від 1 МВт до 75 МВт, що введені в експлуатацію з 1 квітня 2021 року;

– на рівні 0,4 - для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з енергії сонячного випромінювання на об'єктах електроенергетики або чергах їх будівництва (пускових комплексах) встановленою потужністю 75 МВт та більше, що введені в експлуатацію з 1 листопада 2020 року;

б) для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії (а з використанням гідроенергії - лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями) на об'єктах електроенергетики або чергах їх будівництва (пускових комплексах), що введені в експлуатацію до 30 червня 2015 року і "зелений" тариф яких нижче або дорівнює граничному (максимальному) "зеленому" тарифу, шляхом множення встановленого Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, відповідно до статті 9⁻¹ цього Закону "зеленого" тарифу на коефіцієнт, що дорівнює 1;

в) для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії (а з використанням гідроенергії - лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями) на об'єктах електроенергетики або чергах їх будівництва (пускових комплексах), що введені в експлуатацію до 30 червня 2015 року і "зелений" тариф яких вище граничного (максимального) "зеленого" тарифу, на рівні граничного (максимального) "зеленого" тарифу.

Для цілей цієї статті граничний (максимальний) "зелений" тариф дорівнює "зеленому" тарифу, встановленому для електроенергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання наземними об'єктами електроенергетики встановленою потужністю більш як 10 МВт, що введені в експлуатацію до 31 березня 2013 року включно, помноженому на понижуючий коефіцієнт 0,95.

Для інших суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії (а з використанням гідроенергії - лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями) на об'єктах електроенергетики або чергах їх будівництва (пускових комплексах), що не зазначені у частині третій цієї статті, "зелений" тариф встановлюється шляхом множення встановленого Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, відповідно до статті 9¹ цього Закону "зеленого" тарифу на коефіцієнт, що дорівнює 1.

Підприємство "зеленої" електросталургії - це юридична особа, що здійснює господарську діяльність з виробництва сталі із дотриманням норм щодо прямих викидів діоксиду вуглецю в результаті виробництва сталі на рівні не більше 250 кілограмів на тону сталевих продукції та виключно електродуговим методом виробництва.

Для підприємств "зеленої" електросталургії на період дії "зеленого" тарифу для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії, встановлюється тариф на послуги з передачі електричної енергії, купівля якої здійснюється для цілей виробництва сталі, що не враховує витрати оператора системи передачі на виконання спеціальних обов'язків із забезпечення збільшення частки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії. Зазначений тариф встановлюється одночасно з переглядом тарифу оператора системи передачі.

Держава гарантує, що для суб'єктів господарювання, яким "зелений" тариф встановлений або буде встановлений відповідно до частини третьої цієї статті, протягом усього строку дії "зеленого" тарифу буде

застосовуватися законодавство України, чинне на день набрання чинності Законом України "Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії", крім законодавства, що зменшує розмір податків чи зборів або скасовує їх, послаблює регулювання господарської діяльності, спрощує процедури державного нагляду (контролю) у сфері господарської діяльності, пом'якшує відповідальність або в інший спосіб покращує становище суб'єктів господарювання, що має застосовуватися з дня набрання чинності таким законодавством.

Держава гарантує, що на період з 1 липня 2020 року до 31 грудня 2029 року для суб'єктів господарювання, яким "зелений" тариф встановлений або буде встановлений відповідно до частини третьої цієї статті, "зелений" тариф не буде змінений або відмінений, а понижуючі коефіцієнти не будуть змінені або застосовані у будь-який інший спосіб, що може призвести до втрат та/або збитків, та/або недержання правомірно очікуваних доходів такими суб'єктами господарювання.

Гарантії щодо стабільності норм законодавства не поширюються на зміни до законодавства, що стосуються питань оборони, національної безпеки, забезпечення громадського порядку та охорони навколишнього природного середовища.

Використання альтернативних джерел енергії має особливості, зокрема зумовлені природними умовами, а саме:

- залежністю від атмосферних та інших умов довкілля;
- наявністю водних ресурсів малих річок, необхідних для роботи гідроенергетичного обладнання;
- наявністю біомаси, кількість якої залежить від обсягів щорічних урожаїв;
- наявністю геотермальних джерел та свердловин, придатних для виробництва та використання геотермальної енергії;

– наявністю теплових викидів, обсяги яких залежать від функціонування підприємств промисловості;

– періодичністю природних циклів, внаслідок чого виникає незбалансованість виробництва енергії;

– необхідністю узгодження та збалансування періодичності передачі обсягів енергії, виробленої з альтернативних джерел, зокрема передачі електричної енергії в об'єднану енергетичну систему України.

Отриману за допомогою теплових насосів аеротермальну, гідротермальну або геотермальну теплову енергію слід вважати видобутою з відновлюваних джерел енергії за умови, що кінцевий вихід енергії значно перевищує первинне споживання енергії, потрібної для приведення в дію теплових насосів. Обчислення частки енергії, виробленої тепловими насосами, з метою формування звіту для Енергетичного Співтовариства про досягнутий прогрес у сприянні та використанні енергії з відновлюваних джерел, здійснюється відповідно до методики, розробленої центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізує державну політику у сфері енергозбереження, відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива [52].

Контрольні питання до розділу 3

1. Дайте характеристику нетрадиційним і поновлюваним джерелам енергії.
2. Поясніть що таке короткострокові прогнози споживанн електроенергії.
3. Дайте характеристику розвитку «зеленої енергетики» в Україні.
4. Як стимулюється виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії України.
5. Наведіть особливості альтернативних джерел енергії зумовлені природними умовами .

РОЗДІЛ 4. ОРГАНІЗАЦІЯ ОБЛІКУ СПОЖИВАННЯ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ

4.1. Загальні положення про користування електроенергією

Основною метою обліку електроенергії є одержання достовірної інформації про виробництво, передачу, розподіл і споживання електричної енергії на оптовому й роздрібному ринках електроенергії для розв'язку основних техніко-економічних завдань:

- фінансових розрахунків за електроенергію й потужність між суб'єктами ринку (енергопостачальними організаціями, споживачами електроенергії) з урахуванням її якості;
- визначення й прогнозування техніко-економічних показників виробництва, передачі й розподілу електроенергії в енергетичних системах;
- визначення й прогнозування техніко-економічних показників споживання електроенергії на підприємствах промисловості, транспорту, сільського господарства, комунально-побутовим сектором і ін.;
- забезпечення енергозбереження й керування енергоспоживанням.

Якість подаваної енергопостачальною організацією енергії повинна відповідати вимогам, установленим державними стандартами й іншими обов'язковими правилами або передбаченим договором енергопостачання.

Облік активної електроенергії повинен забезпечувати визначення кількості електроенергії (і в необхідних випадках середніх значень потужності):

- виробленої генераторами електростанцій;
- спожитої на власні й господарські потреби (роздільно) електростанцій і підстанцій, а також на виробничі потреби енергосистеми;
- відпущеної споживачам по лініях, що відходять від шин електростанцій безпосередньо до споживачів;
- переданої в мережі інших власників або отриманої від них;
- відпущеної споживачам з електричної мережі;

- переданої на експорт і отриманої по імпорту.

Організація обліку активної електроенергії повинна забезпечувати можливість:

- визначення вступу електроенергії в електричні мережі різних класів напруги енергосистем;
- складання балансів електроенергії для госпрозрахункових підрозділів енергосистем і споживачів;
- контролю над дотриманням споживачами заданих їм режимів споживання й балансів електроенергії;
- розрахунків споживачів за електроенергію по чинних тарифах, у тому числі многоставочними і диференційованим;
- керування енергоспоживанням.

Облік реактивної електроенергії повинен забезпечувати можливість визначення кількості реактивної електроенергії, отриманої споживачем від електропостачаючої організації або переданої їй, якщо за цим даними проводяться розрахунки або контроль дотримання заданого режиму роботи пристроїв, що компенсують. Облік електроенергії проводиться на основі вимірів за допомогою лічильників електричної енергії й інформаційно-вимірювальних систем. Для обліку електроенергії повинні використовуватися засоби вимірів, типи яких затверджені Держстандартом. Державний метрологічний контроль і нагляд за засобами вимірів, застосовуваними при проведенні обліку електроенергії, здійснюється органами Держстандарту й акредитованими їм метрологічними службами на основі діючої нормативної документації.

Стандартом установлене, що державне регулювання в області забезпечення єдності вимірів здійснюється в наступних формах:

- 1) твердження типу стандартних зразків або типу засобів вимірів;
- 2) перевірка засобів вимірів;
- 3) метрологічна експертиза;
- 4) державний метрологічний нагляд;

5) атестація методик (методів) вимірів;

Відповідно до вимог законодавства й діючих нормативних документів, усі прилади обліку паливно-енергетичних ресурсів повинні бути включені до Державного реєстру засобів вимірів, допущених до експлуатації й застосуванню [2, 27, 61, 62].

4.2. Умови й режими споживання електроенергії

Відпустка електричної енергії всім споживачам проводиться енергопостачальною організацією відповідно до річного, квартальних і місячних планами (лімітами) відпустки електроенергії, установлюваними для кожного споживача (за винятком населення) відповідно до затвердженого порядку. У випадку дефіциту потужності енергопостачальна організація має право встановлювати ліміти по потужності для споживачів, яким планується відпустка електроенергії. Усі споживачі зобов'язано дотримувати встановлених планів і режими споживання електричної енергії, забезпечувати раціональне й ефективне використання електричної енергії, не допускати марнотратства й безгосподарності в її використанні.

Промислові й сільськогосподарські споживачі зобов'язано розробляти технічно й економічно обґрунтовані, прогресивні норми витрати електроенергії на виробництво одиниці продукції й переглядати їх при вдосконалюванні (зміні) технології й організації виробництва й впровадженні нової техніки. Крім того, ці підприємства повинні становити електробаланси по підприємству в цілому, а також по найбільш енергоємних агрегатах, цехах і групам споживачів і проводити на їхній основі аналіз ефективності використання електроенергії у виробничих процесах, виявляти непродуктивні витрати й втрати електроенергії, розробляти й здійснювати заходи щодо їхнього зниження й усуненню.

При аварійних розгрузках в енергосистемі ця категорія споживачів зобов'язана беззастережно виконувати вимоги енергопостачальної організації

про зниження (відключенні) навантаження або обмеження електроспоживання відповідно до затверджених графіків обмежень і відключень споживачів при недоліку електричної потужності й енергії в енергосистемі або в об'єднанні енергосистем. Вони повинні дотримувати встановлених енергопостачальною організацією ліміти потужності в годинник максимальних навантажень енергосистем, оптимальні значення реактивної потужності, споживаної з мережі енергопостачальної організації, і режими роботи установок, що компенсують. За марнотратну витрату електричної енергії до винних посадових осіб можуть бути застосовані в якості заходу адміністративного стягнення попередження або штраф.

Споживача електроенергії не можна відключити без попереднього повідомлення, однак у цю процедуру внесені деякі зміни:

- на первісному етапі введення обмеження режиму електроспоживання частковий обмеження може робити тільки сам споживач;
- обмежити режим споживання електроенергії можна не раніше 10 днів від дня одержання повідомлення споживачем.;
- окреме повідомлення про плановане введення повного обмеження режиму споживання направлятися не буде, в одному повідомленні будуть прописані умови про введення часткового й повного обмеження режиму споживання;
- введення повного обмеження режиму споживання проводиться після закінчення 3 днів від дня введення часткового обмеження режиму споживання (після закінчення 3 днів із зазначеної в повідомленні дати планованого введення часткового обмеження режиму споживання (якщо введення часткового обмеження неможливо по технічній причині) або після закінчення 3 днів з дати складання акту про відмову в доступі.

Організація обліку енергоспоживання здійснюється відповідно до чинного законодавства. Споживані енергетичні ресурси підлягають обов'язковому обліку із застосуванням приладів обліку. Власники приладів обліку зобов'язані забезпечити їхню належну експлуатацію, схоронність і

своєчасну заміну. Дії по установці, заміні, експлуатації приладів обліку використовуваних енергетичних ресурсів має право здійснювати особи, що відповідають відповідним до вимог.

Вимоги організації обліку використовуваних енергетичних ресурсів не поширюються на старі, аварійні об'єкти, об'єкти, що підлягають зносу або капітальному ремонту до 1 січня 2013 року, а також об'єкти, потужність споживання електричної енергії яких становить менш чому п'ять кіловатів.

Якщо законодавством не передбачені інші вимоги до місць установки приладів обліку, то організація обліку спожитої електроенергії повинна забезпечувати її облік у місцях підключення об'єктів до систем централізованого електропостачання або стосовно до об'єктів, використовуваних для передачі електроенергії, у місцях підключення суміжних об'єктів, використовуваних для передачі електричної енергії й приналежних на праві власності або іншій підставі різним особам. Вимоги до характеристик приладів обліку спожитої електроенергії визначаються відповідно до законодавства [61,62,2,27].

4.3. Організація експлуатації засобів обліку електроенергії

Постачальник засобів вимірів, використовуваних для обліку електричної енергії й контролю її якості, повинен мати ліцензію на їхнє виготовлення, ремонт, продаж або прокат. Організація експлуатації засобів обліку електроенергії повинна вестися відповідно до вимог діючих нормативно - технічних документів і інструкцій заводів- виготовлювачів. Експлуатаційне обслуговування засобів обліку електроенергії повинне здійснюватися спеціально навченим персоналом.

При обслуговуванні засобів обліку електроенергії повинні виконуватися організаційні й технічні заходи щодо забезпечення безпеки робіт відповідно до чинних правил. Відомства можуть на підставі діючих правових і нормативно - технічних документів розробляти й затверджувати в межах

своєї компетенції відомчі нормативно - технічні документи в області обліку електроенергії, що не суперечать сьогоднішнім Правилам. Періодична перевірка засобів вимірів, використовуваних для обліку електричної енергії й контролю її якості, повинна проводитися в строки, установлені Держстандартом. Перестановка, заміна, а також зміна схем включення засобів обліку проводиться за згодою енергопостачальної організації.

Розрахунки за електроенергію здійснюються на підставі даних про її спожиту кількість, певну за допомогою приладів обліку. Установлені відповідно до вимог законодавства прилади обліку повинні бути введені в експлуатацію не пізніше місяця, що впливає за датою їх установки, а їх застосування повинне початися при здійсненні розрахунків за електроенергію не пізніше першого числа місяця, що впливає за місяцем уведення цих приладів обліку в експлуатацію.

До установки приладів обліку, а також при виході з ладу, втраті або після закінчення строку експлуатації приладів обліку розрахунки за електроенергію здійснюються із застосуванням установлених відповідно до законодавства розрахункових способів визначення спожитого кількості електричної енергії [61,62].

4.4. Юридичне оформлення відповідальних за споживання та облік енергоресурсів на підприємстві

Енергоустановки споживачів мають бути забезпечені необхідними засобами обліку енергії для розрахунків за спожиту енергію. Приєднання та підключення до мереж електропередавальної організації споживачів, що не забезпечені розрахунковими засобами обліку, забороняється. Кожна тарифна група споживачів має бути забезпечена окремими розрахунковими засобами обліку.

Однією із умов укладання договору на енергопостачання між енергопостачальною організацією та споживачем є внутрішній наказ

споживача про призначення осіб, відпо- відальних за електрогосподарство та дотримання спожива- чем умов договорів на постачання енергоресурсів. У цьому або окремому наказі призначається *відповідальна особа* за дотримання умов договору щодо споживання та обліку енергоресурсів на підприємстві. У загальному випадку ця особа є працівником енергетичної служби підприємства, має відповідну освіту та є інженерно-технічним працівни- ком.

На таку особу покладаються такі обов'язки:

- нагляд за дотриманням умов знаходження та експлуа- тації приладів обліку;
- нагляд за справністю приладів обліку, опломбуванням приладів;
- своєчасна перевірка приладів обліку;
- своєчасне зняття показань приладів обліку;
- організація доступу до приладів обліку представника постачальника енергоресурсів та контролюючих орга- нізацій;
- нагляд за дотриманням режиму енергоспоживання та його граничних величин;
- нагляд за значенням показників якості електричної та теплової енергії;
- оперативне спілкування з персоналом енергопостача- льних організацій;
- аналіз енергоспоживання;
- підготовка пропозицій керівництву щодо постачання та використання енергоресурсів.

Разом із виконанням зазначених обов'язків такій особі надаються певні права:

- давати приписи працівникам енергоспоживаючих під- розділів щодо ефективного використання енергоресур- сів;
- давати вказівки щодо зміни графіків енерговикорис- тання;
- давати вказівки щодо підтримки умов експлуатації енергетичного обладнання тощо.

Зазначені обов'язки та права фіксуються у посадовій ін-струкції такого працівника, яка вводиться в дію наказом по підприємству. Працівник повинен бути ознайомлений з ін-струкцією та мати її на робочому місці [3,4,26,27].

Контрольні питання до розділу 4

1. Поясніть основну мету обліку електроенергії.
2. Що повинна забезпечувати організація обліку активної електроенергії.
3. Що повинна забезпечувати організація обліку реактивної електроенергії.
4. Наведіть умови й режими споживання електроенергії.
5. Яким чином виконується організація експлуатації засобів обліку електроенергії.
6. Наведіть відповідальних за споживання та облік енергоресурсів на підприємстві

РОЗДІЛ 5. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ Й ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

5.1. Напрямок підвищення ефективності керування енергоспоживанням

У зв'язку з переходом до ринкової економіки, виникла необхідність підвищити ефективність керування енергоспоживанням, оскільки це відповідає економічним інтересам постачальників і споживачів електроенергії. Одним з напрямків розв'язку даного завдання є точний контроль і облік електроенергії. Саме цей напрямок повинний забезпечити значну частину загального енергозбереження, потенціал якого становить більш 1/3 усього нинішнього обсягу енергоспоживання.

Одним з найважливіших компонентів ринку електроенергії є його інструментальне забезпечення, яке являє собою сукупність систем, приладів, пристроїв, каналів зв'язку, алгоритмів і т.п. для контролю й керування параметрами енергоспоживання. Базою формування й розвитку інструментального забезпечення є автоматизовані системи контролю й обліку споживання електроенергії.

Розвиток ринку електроенергії на основі економічного методу керування зажадало створення повномасштабних ієрархічних систем: автоматизованих систем виміру електроенергії (АСВЕ), обліку споживання й збуту електроенергії (АСОСЗЕ), диспетчерського керування (АСДК), контролю й обліку енергоспоживання (АСКОЕ). Основна особливість економічного методу керування - розгляд енергоспоживання як головної ланки, що управляє ринком електроенергії, який у свою чергу представляється сукупністю властиво технологічного процесу (виробництва, передачі, розподілу й споживання електроенергії), обліково-фінансового процесу енергоспоживання, а також політико-економічного (, що відбиває поточну політику в області енергоиспользования). Це і є передумовою для керування ринком електроенергії за допомогою створення єдиної,

інтегрованої, системи керування енергоспоживанням на базі систем АСВЕ, АСОСЗЕ, АСДУ й АСКОЕ [63].

5.2. Сучасні комплексні системи контролю й обліку електроенергії

До автоматизованих об'єктів систем електропостачання ставляться:

- лінійні мережні й розподільні об'єкти електроенергетичних комплексів
- системи електропостачання підприємств розподілені мережі споживачів електроенергії
- Для зазначених об'єктів пропонується створення (модернізація) і впровадження наступних систем автоматизації процесів контролю й обліку:
 - АСКООЕ - автоматизовані системи контролю й оперативного обліку електроенергії
 - АСДООЕ - автоматизовані системи диспетчеризації й оперативного обліку електроенергії
 - АСКОЕ - автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії.

Системи АСКООЕ призначені для оперативного контролю стану й режимів процесу енергопостачання й технічного обліку електроспоживання в системах електропостачання підприємств.

Системи АСДООЕ призначені для оперативного контролю стану й режимів процесу енергопостачання й технічного обліку електроспоживання й диспетчерського керування в системах електропостачання.

Системи АСКОЕ призначені для автоматизації інформаційного забезпечення облікових операцій розрахункових процедур (процесів) за споживану електроенергію міжпостачальником і споживачем.

До функцій АСКОЕ можна віднести наступні:

- централізований оперативний контроль процесів енергозабезпечення й енергоспоживання;
- поточний стан робочої схеми (стану комутаційного встаткування

основної схеми електропостачання), що течуть значення основних параметрів енергоспоживання (струму навантаження, напруги, потужності, $\cos \phi$ і ін.) і станів пристроїв захисту й місцевої автоматики;

- попереджувальна й аварійна сигналізація;
- моніторинг процесів енергозабезпечення й енергоспоживання;
- відстеження й архівація результатів контролю стану робочої схеми й виміру параметрів енергоспоживання;

- відстеження й архівація результатів відстеження роботи (спрацьовування) пристроїв захисту й місцевої автоматики;

- відстеження й архівація дій оперативного й керівного персоналу;

- автоматизація формування звітних документів;

- забезпечення фахівців інструментальними засобами при аналізі процесів енергозабезпечення й енергоспоживання - графічна візуалізація, автоматизовані процедури пошуку екстремальних значень і критичних ситуацій і т.п.;

- облік споживаної електроенергії (активної/реактивної) по введеннях і приєднанням/споживачам, для АСКОЕ - комерційний облік відповідно до ринкового статусу системи;

- формування балансів по ділянках і перетинам контролю й обліку;

- розрахунки техніко-економічних показників;

- синхронізація часу;

- інформаційний і фізичний захист від несанкціонованого доступу до ресурсів системи й самодіагностик [63].

5.3. Основні принципи побудови АСКОЕ

- Вимір на базі цифрових методів обробки процесів.

- Цифрові інтерфейси передачі обмірюваних параметрів.

- Глибоке архівування основних вимірів у лічильнику.

- Контроль вірогідності й повноти даних на всіх рівнях системи.
- Діагностика працездатності системи.
- Резервування каналів зв'язки.
- Паралельна синхронно-асинхронна обробка даних.
- Ієрархічна побудова системи.
- Можливість розподіленої обробки даних.
- Захист інформації на всіх системних рівнях.
- Використання перевірених і стандартних компонентів системи й інструментальних засобів.
- Паралельний збір даних.
- Масштабованість і наращиваемість.
- Керування коефіцієнтом готовності системи на етапі проектування.
- Система будується з типових апробованих підсистем, поєднаних у необхідну структуру.

Підхід до створення АСКОЕ заснований на синтезі типових розв'язків і спільній роботі із замовником на вибір оптимального варіанта в кожному конкретному випадку. Це досягається завдяки таким характеристикам АСКОЕ як гнучке налаштування під будь-який об'єкт, масштабованість, використання цифрових і імпульсних лічильників у рамках однієї системи, оперативний контроль і моніторинг у режимі реального часу й інші [63].

5.4. Загальна структура побудови АСКОЕ

Загальну структуру побудови АСКОЕ в умовах енергоринку України наведено на рис.6.3. У такій АСКОЕ виділяють рівень вимірювальних комплексів – трансформатори напруги (ТН), трансформатори струму (ТС), лічильники електроенергії (ЛЧ), пристрої перетворення (ПП) та вторинні вимірювальні кола, з'єднані між собою за встановленою схемою для вимірювання та обліку електроенергії в точці обліку [24]; рівень об'єктів обліку (генеруюча компанія /ГК/, промислове підприємство /ПП/,

побут та сфера послуг); локальний рівень (ГК, райони електричних мереж /РЕМ/, ПП); регіональний рівень (електроенергетичні системи /ЕС/, обласні електропередавальні компанії – ПРТ, ПНТ) і центральний рівень (Головний оператор – Державне підприємство /ДП/ «Енергоринок», НЕК «Укренерго», національний регулятор – НКРЕКП) [23].

Своєчасного доставлення на верхні рівні розподіленої АСКОЕ та до ІОК Головного оператора відповідно до розрахункових періодів і особливостей функціонування балансуючого механізму з метою подальшого оброблення, агрегування, аналізування й використання. При цьому, дані, які передаються на верхні рівні АСКОЕ, повинні містити достатньо інформації для здійснення розрахунків за електричну енергію, інформаційного забезпечення завдань управління попитом й балансування ринку та надання інших допоміжних послуг (рис. 5.1). Також, слід урахувувати, що кількість суб'єктів ринку електричної енергії, а відповідно й обсяги інформаційного забезпечення будуть поступово збільшуватися внаслідок лібералізації ринку та розширення каталогу допоміжних послуг [66].

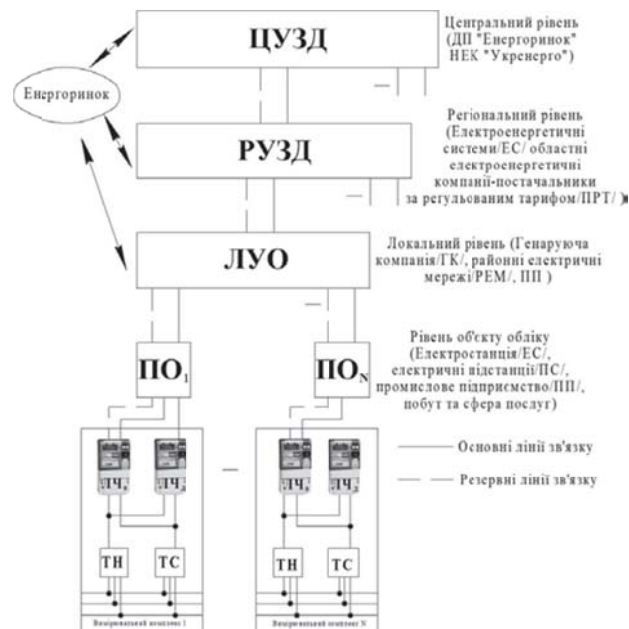


Рисунок 5.1. – Основні принципи організації збору та обробки даних комерційного обліку в АСКОЕ в умовах енергоринку України

За таких умов багаторівнева ієрархічна структура розподіленої АСКОЕ ринку електричної енергії України (рис.5.1) відповідно до функціонального призначення повинна розглядатися як така, що складається з двох функціональних частин [67,68]. Частина АСКОЕ, що забезпечує формування і зберігання первинних даних обліку повинна класифікуватися як вимірювальна інформаційна система (ВІС) АСКОЕ. В основу класифікації вимірювальної інформації в АСКОЕ повинен покладатися принцип поділу її на первинні дані та інформацію, яку отримано за результатами оброблення первинних даних технічними та програмними засобами.

Джерелом первинних даних повинні бути лише прилади обліку – засоби вимірювальної техніки (ЗВТ), які занесено до Державного реєстру ЗВТ, допущених до застосування в Україні [47, 69, 70]. Відповідно до принципів системної побудови всі вимірювальні операції, які пов'язано із формуванням вимірювальної інформації, мають здійснюватися ВІС. Первинні дані обліку разом із позначками часу, яким вони відповідають, та кодами їхньої якості (достовірності) повинні зберігатися в необробленому вигляді в ПБД пристроїв обліку і мати надійний захист від несанкціонованого доступу [66]. Інша частина АСКОЕ є суто інформаційною системою (ІС), яка вимірювальних операцій не виконує. В процесі свого функціонування ІС одержує від ВІС первинні дані і піддає їх обробленню, під час якого похибки результатів визначаються лише похибками первинних даних та похибками округлення [67, 68].

Аналізуючи структуру розподіленої АСКОЕ в умовах енергоринку України (рис.5.1) доцільно виділити ВІС на рівні АСКОЕ об'єктів обліку, які є сукупністю занесених до Держреєстру України або метрологічно атестованих ЗВТ, устаткування збирання, оброблення і збереження інформації, засобів зв'язку, засобів синхронізації часу, функціонально об'єднаних для забезпечення обліку електричної енергії, реалізують завершену процедуру вимірювань і мають нормовані метрологічні

характеристики (МХ) [71, 72]. Відмінною особливістю АСКОЕ об'єктів обліку як ВІС, є инаявність ПБД, яка містить первинні дані обліку. Саме для об'єкту обліку мають визначатись обсяги кожного з продуктів, які продаються/купаються на ринку.

АСКОЕ об'єкт обліку створюється на об'єкті автоматизації з вимірювальних комплексів та пристроїв обліку (ПО), з'єднаних між собою лініями та каналами зв'язку. На підставі інформації, яка надходить від вимірювальних комплексів, ПЗ обчислює дані комерційного обліку, зберігає їх в ПБД та забезпечує доступ до ПБД через цифрові комунікаційні інтерфейси. За певних умов дані обліку можуть частково обчислюватись та зберігатися на рівні вимірювальних комплексів. Вимірювальний комплекс разом із лінією (каналом) зв'язку, що з'єднує його з відповідним входом ПО, та частиною ПО, яка зчитує (приймає), обчислює, зберігає та відображує дані комерційного обліку електроенергії, пов'язані із цим вимірювальним комплексом, утворюють вимірювальний канал (ВК) АСКОЕ об'єкту обліку [63].

5.5.Застосування АСКОЕ в умовах лібералізованого ринку електричної енергії України

Лише за умови побудови високонадійних повномасштабних багатофункціональних АСКОЕ суб'єктів ринку, які узгоджено взаємодіють між собою в єдиній інформаційній мережі, та їхнього застосування для комерційного обліку електричної енергії, контролю узгоджених режимів енерговикористання та управління попитом може бути створено передумови для підвищення ефективності використання електричної енергії кінцевими споживачами, що врешті решт має призвести до стратегічної мети запровадження і лібералізації ринку електричної енергії – скорочення використання викопного палива та покращення екології довкілля.

В загальному випадку АСКОЕ є системою реального часу, яка одержує інформацію від лічильників електроенергії та здійснює її автоматичне оброблення з метою оперативного інформування суб'єктів ринку про поточні та інтегральні значення виробленої, відпущеної, переданої, прийнятої та спожитої електроенергії. Базовим засобом вимірювання та обліку електричної енергії є лічильник. До Держреєстру України [73] занесено понад двісті п'ятдесят типів лічильників електроенергії, серед яких близько п'ятдесяти типів становлять багатофункціональні електронні лічильники електроенергії. Саме такі лічильники сьогодні масово впроваджується для комерційного обліку електроенергії в оптовому та роздрібному ринку електричної енергії. Під час вибору лічильників керуються переважно вимогами ІКО [24], ПКЕЕ [76] і СОУ- Р МПЕ 40.1.35.110:2005 [74]. Споживачі електроенергії до того ж мають враховувати рекомендації електропередавальних компаній – ПРТ, до мереж яких їх приєднано [75, 76].

Відповідно до п.3.8 [76] «У разі встановлення або заміни засобів обліку споживачем електропередавальна організація відповідно до вибраного споживачем виду тарифу та вимог нормативно-технічних документів має запропонувати споживачу перелік розрахункових засобів обліку електричної енергії та вимірювання величини споживаної електричної потужності, а також перелік каналів зв'язку, якими має забезпечуватися передача інформації щодо обліку, у тому числі форматів представлення даних щодо забезпечення можливості зчитування даних з засобів обліку електричної енергії та/або локального устаткування збору та обробки даних. У рекомендаціях щодо вибору розрахункових засобів обліку електричної енергії та обладнання, яким має забезпечуватися передача інформації щодо обліку електричної енергії, електропередавальна організація має враховувати можливість об'єднання локального устаткування збору і обробки даних в автоматизовану систему комерційного обліку електричної енергії.

Відповідно до п.3.10 [76] технічні рекомендації мають містити:

- перелік даних, що передаються до електропередавальної організації;
- протокол передавання даних;
- перелік місць установлення засобів обліку;
- перелік місць установлення комунікаційного обладнання;
- інформацію про параметри каналів зв'язку, які будуть застосовуватись для зчитування даних з ЛУЗОД або обміну даними з АСКОЕ споживача;
- рекомендації щодо апаратного та програмного інтерфейсу лічильників;
- граничні показники похибки вимірювання обсягу (кількості) електричної енергії;
- граничні показники розсинхронізації часу;
- алгоритм приведення даних вимірювань з лічильників до даних, що будуть використовуватися для проведення комерційних розрахунків;
- умови спільного використання ЛУЗОД.

Таким чином ПКЕЕ [76] делегують електропередавальним компаніям – ПРТ право провадити власну технічну політику зі створення інтегрованої АСКОЕ постачальників та споживачів заради досягнення стратегічної мети – побудови надійного повномасштабного багатофункціонального інструментарію для здійснення точного й достовірного обліку електроенергії, контролю поточних та інтегральних параметрів режимів електроспоживання і складання якісних балансів електричної енергії в автоматизований спосіб, а також формування інформаційного забезпечення завдань управління попитом кінцевих споживачів [77].

Ці функції АСКОЕ безперечно є найважливішими для успішного запровадження й ефективного функціонування лібералізованого ринку електричної енергії. Адже в умовах прогнозованого багатократного

зростання кількості суб'єктів ОРЕ за рахунок фактичного виходу на ринок кваліфікованих кінцевих споживачів системний оператор під час визначення обсягів купівлі – продажу електроенергії і формування балансів, а особливо під час контролю виконання узгоджених режимів вироблення й споживання електроенергії, має спиратися на дані «з перших рук». При цьому достовірність результуючого балансу електричної енергії України безпосередньо пов'язана із достовірністю балансів кожного окремого оператора мережі. Звідси витікає важливий висновок: побудова надійної інтегрованої АСКОЕ електропередавальних компаній і споживачів є завданням не корпоративного, а національного масштабу. І це завдання є не послугою, а обов'язком електропередавальних компаній – ПРТ (операторів мережі), невід'ємною умовою їхньої бізнес-діяльності [75].

Під час надання споживачам технічних рекомендацій щодо побудови ЛУЗОД/АСКОЕ перевагу варто надавати уніфікованим технічним рішенням, особливо в частині комунікаційних протоколів та форматів представлення даних [66, 75]. У цьому напрямку перспективним можна вважати застосування УППДВ, прийнятого в ОРЕ України в якості єдиного протоколу обміну даними комерційного обліку між АСКОЕ суб'єктів ОРЕ та ІОК Головного оператора, який вирішує обидві проблеми: уніфікує формати представлення даних та правила їхнього прийому/передачі [78.79] і до того ж є масштабним і придатним до застосування на різних рівнях розподіленої АСКОЕ ОРЕ України [80]. Щодо каналів передавання даних, то, враховуючи необхідність забезпечення контролю ППРЕ кваліфікованих кінцевих споживачів – потенційних суб'єктів лібералізованого ринку електричної енергії, та зважаючи на неухильне зменшення вартості послуг провайдерів, більшість електропередавальних компаній – ПРТ в Україні надають перевагу стільниковому зв'язку. При цьому, для потужних «графікоутворюючих» споживачів варто передбачати резервування

каналів зв'язку [75].

Втім, головну увагу під час надання технічних рекомендацій щодо впровадження ЛУЗОД/АСКОЕ споживачів варто приділяти базовим засобам обліку електроенергії – лічильникам, ПО і ПЗПД. Потенційним користувачам слід пам'ятати, що під час вибору лічильників для комерційного обліку електричної енергії обов'язково мають враховуватися такі технічні характеристики лічильників [75]:

- параметри приєднання до електричної мережі – визначаються такими технічними характеристиками лічильника, як фазність (однофазний або трифазний), номінальна напруга U_n (сучасні модифікації лічильників, зазвичай, виготовляються універсальними з програмованою номінальною напругою в діапазоні: 57..415 В), номінальний струм I_n (зазвичай обирається з ряду 1, 5, 10...120 А, хоча в найсучасніших модифікаціях окремих типів лічильників цей параметр також може програмуватися у визначеному діапазоні, наприклад: 1...120 А), схема приєднання трифазного лічильника до електричної мережі (зокрема, трипровідна або чотирипровідна) або кількість вимірювальних елементів струму (зокрема, двоелементний або триелементний) – в сучасних модифікаціях лічильників ці параметри, зазвичай, програмуються;

- робочі умови застосування – визначають, в яких умовах експлуатації може застосовуватися лічильник вибраного типу, зокрема, чи може він, у разі необхідності, застосовуватися поза приміщенням електроустановки, в умовах низьких температур, підвищеної вологості повітря тощо;

- види вимірюваної енергії (потужності) – активна або активна та реактивна – вказує на технічну можливість обліку лічильником активної енергії (W_p) та інтегрованої в часі реактивної потужності (W_q). Важливою характеристикою лічильника також є можливість обліку електроенергії в двох напрямках (W_{p+} , W_{p-} , W_{q+} , W_{q-}), а також облік інтегрованої в часі реактивної потужності по чотирьох квадрантах (W_{q1} ,

Wq2, Wq3, Wq4);

– клас точності – узагальнена метрологічна характеристика засобу вимірювань, що визначається границями його допустимих основної та додаткових похибок, а також іншими характеристиками, що впливають на його точність, значення яких регламентуються [81]. Клас точності лічильника виражається у відсотках від найбільшого значення величини, яка вимірюється у діапазоні роботи лічильника. Клас точності лічильника повинен вибиратися відповідно до вимог ІКО [71] для суб'єктів ОРЕ і ПУЕ [82] для суб'єктів роздрібного ринку залежно від параметрів електричної мережі та величини вимірюваної потужності в точці обліку;

– кількість тарифних зон – зумовлює можливість застосування лічильника вибраного типу для розрахунків за спожиту електроенергію за тарифами, диференційованими за періодами часу. Сучасні багатофункціональні електронні лічильники електроенергії здатні фіксувати покази, зокрема, за тарифними зонами, у задані моменти часу. Зазвичай, під час параметрування лічильника задається фіксація показів на початок (кінець) розрахункового періоду, що суттєво підвищує достовірність визначення інтервальних параметрів обліку. Слід брати до уваги, що, зазвичай, розрахунковий період для конкретного споживача в Україні не збігається з відповідним календарним періодом, а зсунутий відносно нього в часі (на кілька діб). Це слід враховувати під час параметрування лічильника.

Помилки, які допущено під час вибору лічильника за вищезазначеними параметрами, просто не дозволять застосовувати вибраний лічильник для комерційного обліку електроенергії. Але, окрім вищенаведених, потенційному користувачу варто оцінити інші споживчі якості лічильників, які безпосередньо впливають на ефективність їхнього застосування, зокрема, у складі АСКОЕ, а саме:

– функціональність лічильника – суттєво відіб'ється на ефективності його застосування і АСКОЕ в цілому. До найважливіших, а

деколи й критичних функціональних параметрів багатфункціональних електронних лічильників електроенергії слід віднести специфікацію параметрів обліку; кількість та вміст регістрів лічильника; можливість фіксування показів лічильника на визначені моменти часу, зокрема, з різними інтервалами (інтервал інтеграції графіка навантаження, доба, місяць тощо); наявність та швидкість доступу до поточних (оперативних) даних, як то: миттєва потужність, плаваюча потужність, усереднена потужність за поточний інтервал графіка навантаження тощо; вміст та глибина зберігання журналу подій. Розширена функціональність лічильників сприятиме застосуванню АСКОЕ як для формування інформаційного забезпечення розрахунків за електроенергію, так і для контролю ППРЕ та формування інформаційного забезпечення завдань управління попитом [83];

– безпека первинних даних обліку – забезпечення цілісності ПБД, зокрема, неможливість реалізації руйнуючих впливів та обнуління показів лічильника в експлуатації; забезпечення цілісності ПБД під час параметрування лічильника та коригування часу в лічильнику; захист лічильника від несанкціонованого програмування (параметрування), зокрема дистанційного; фіксування та збереження в ПБД подій, які можуть впливати на достовірність первинних даних обліку; забезпечення контрольованого доступу до ПБД тощо. Нехтування цими вимогами може призвести до руйнування ПБД і спотворення первинних даних обліку під час експлуатації лічильника;

– глибина зберігання первинних даних обліку (графіки навантаження, покази на початок розрахункового періоду, кількість електроенергії за розрахунковий період тощо) – повинна відповідати вимогам чинних НД оптового та роздрібного ринків електричної енергії, а її мінімальна величина повинна охоплювати значення за поточний та попередні розрахункові періоди, зокрема, 45 діб для добових графіків навантаження [71];

– період інтеграції графіка навантаження – інтервал часу, за який фіксується значення електричного навантаження (потужності), усереднених за цей інтервал. Можливість вибору періоду інтеграції графіка навантаження з визначеного ряду сприяє одержанню більш достовірної інформації про характер навантаження. Втім, вибраний інтервал інтеграції графіку навантаження повинен забезпечувати нормовану глибину зберігання первинних даних обліку;

– наявність (доступність) технічної документації на лічильник, зокрема з експлуатації, параметрування, коригування часу, доступу до ПБД тощо. Потенційним користувачам слід розуміти, що сучасні багатофункціональні електронні лічильники електроенергії є складними ЗВТ, які можуть бути запрограмовані в різний спосіб, і покази яких часто вимагають трактування з урахуванням різних параметрів та обставин. Необізнаність в улаштуванні або принципах параметрування та функціонування багатофункціонального електронного лічильника негативно відбиватиметься на ефективності його застосування, а в окремих випадках може призвести до виникнення помилок обліку електроенергії;

– наявність кількох цифрових комунікаційних портів – суттєво спростить процедуру доступу до ПБД лічильника кількох користувачів. Лічильники комерційного обліку електроенергії встановлюються на межі якнайменше двох суб'єктів ринку електричної енергії (число таких суб'єктів може бути більшим). Забезпечення рівноправного оперативного доступу, зокрема дистанційного, всіх заінтересованих сторін до первинних даних обліку є невід'ємною умовою ефективного функціонування лібералізованого ринку електричної енергії. Слід, однак, зауважити, що на практиці наявність у лічильнику кількох комунікаційних портів не гарантує можливості одночасного доступу до ПБД кількох клієнтів, і в кожному конкретному випадку таку технічну можливість має бути підтверджено виробником лічильника;

– розвиток комунікаційних можливостей лічильників – визначається наявністю для визначеного типу лічильника розширеної специфікації комунікаційних модулів, зокрема: RS485, CL («current loop»), GSM/GPRS, Ethernet, RS232 тощо, які можуть бути інтегровані до лічильника, і застосування яких може суттєво підвищити ефективність доступу до ПБД. ПКЕЕ [76] передбачено, що «Улаштування споживачем ЛУЗОД на базі багатофункціонального засобу обліку з вбудованим модулем для дистанційного зчитування даних без зміни електричної схеми обліку дозволяється здійснювати відповідно до існуючих проектних рішень без розробки технічного завдання на встановлення (заміну) розрахункового обліку та проекту встановлення ЛУЗОД». Втім, потенційним користувачам слід звертати увагу на технічні характеристики цих комунікаційних модулів, можливість їхнього застосування в конкретних умовах, а також деякі аспекти їхнього інтегрування до лічильника, зокрема: можна це зробити в місцевій лабораторії або виключно на заводі-виробнику. До того ж практика показала недоцільність встановлення складних комунікаційних модулів, зокрема GSM/GPRS- модемів, в місцях, захищених пломбами.

Параметри налаштування комунікаційних портів – визначаються з урахуванням технічних рекомендацій електропередавальної компанії – ПРТ. Потенційним користувачам слід звертати увагу на ефективність подальшого застосування лічильника, запрограмованого відповідним чином, зокрема на технічну можливість дистанційного доступу до ПБД з боку всіх заінтересованих сторін;

– стандарт комунікаційного протоколу лічильника – зазвичай залежить від його типу, який вибирається з урахуванням технічних рекомендацій електропередавальної компанії – ПРТ. Як і в попередньому випадку, потенційним користувачам слід звертати увагу на ефективність подальшого застосування вибраного типу лічильника, зокрема на технічну можливість дистанційного доступу до ПБД з боку всіх

заінтересованих сторін, особливо в умовах застосування в АСКОЕ лічильників різних типів [66];

– міжповірочний інтервал – період часу, по завершенню якого лічильник має бути піддано черговій повірці. Зазвичай, міжповірочний інтервал для 1- фазного електронного лічильника складає 8-16 років, а для 3-фазного – 6 років. Вибір лічильників з більшим міжповірочним інтервалом сприятиме зменшенню операційних витрат як на вимірювальний комплекс, так і на АСКОЕ в цілому. Слід також зауважити, що ДСТУ 2708:2006 [84] не дозволяє встановлювати в точці обліку лічильник, термін міжповірочного інтервалу якого сплинув більше, ніж наполовину, а ПУЕ [82] для знову встановлюваних лічильників у цих випадках визначає граничний термін 12 міс., що призводить до певних суперечок під час впровадження вимірювальних комплексів;

– власне електроспоживання лічильника – обмежено чинними стандартами і для трансформаторних лічильників (які призначено для приєднання до електромережі через ТС) класу точності: 0,2s; 0,5s; 1,0; 2,0 активна і повна споживана потужність за номінальної температури і номінальної частоти не повинна перевищувати у кожному колі напруги за номінальної напруги відповідно 2 Вт і 10 ВА для лічильників з внутрішнім джерелом живлення та 0,5 ВА для лічильників із зовнішнім джерелом живлення (при цьому повна споживана потужність зовнішнього джерела живлення не повинна перевищувати 10 ВА); у кожному колі струму за номінального струму відповідно 1 ВА для лічильників класу точності 0,2s і 0,5s; 4 ВА для лічильників класу точності 1,0 та 2,5 ВА для лічильників класу точності 2,0 [85, 86]. Слід зауважити, що зазвичай цей параметр не враховується користувачами під час вибору лічильників, але з деяких міркувань його слід враховувати.

Потенційним користувачам слід брати до уваги, що вибір типу багатofункціонального електронного лічильника електроенергії на етапі

проектування в подальшому зумовить споживчі та ринкові якості АСКОВЕ, зокрема, функціональність, надійність, ступінь уніфікації тощо. В цілому з відкритих та доступних для потенційних користувачів джерел можна отримати переважну більшість необхідної інформації. Втім, деяка технічна інформація та окремі аспекти застосування багатофункціональних електронних лічильників електроенергії, м'яко кажучи, не афішуються. Зокрема, обмежений доступ потенційних користувачів до такої технічної інформації, як технічні описи комунікаційних протоколів лічильників, методи забезпечення цілісності ПБД, способи і наслідки коригування часу в лічильнику тощо.

З огляду на вимоги щодо забезпечення надійного обліку електроенергії, а також повноти, достовірності та актуальності даних комерційного обліку електроенергії [66] можна сформулювати базові загальні вимоги щодо функціональності багатофункціональних електронних лічильників електроенергії в Україні, а саме [87]:

- лічильник не повинен допускати видалення (обнуління) вимірних (накопичених) даних без механічного пошкодження пломби, що захищає вимірювальний пристрій, зокрема ПБД приладу;
- лічильник не повинен допускати змінення (модифікування) вимірних (накопичених) даних, зокрема ПБД приладу;
- лічильник не повинен допускати його дистанційне параметрування без застосування спеціального паролю, відмінного від паролю на зчитування даних (якщо такий існує);
- лічильник повинен забезпечувати можливість дистанційного коригування часу з абсолютною похибкою не більшою за ± 1 с на умовах гарантованого збереження вмісту ПБД під час виконання процедури коригування часу;
- лічильник повинен фіксувати та зберігати в ПБД протягом визначеного терміну покази на початок/кінець кожного розрахункового періоду;

- лічильник повинен фіксувати та зберігати в ПБД протягом визначеного терміну покази, поточні час та дату на кожний момент його вимкнення/ввімкнення;

- лічильник повинен фіксувати та зберігати в ПБД протягом визначеного терміну факт настання та опис будь-якої події, яка будь-яким чином може впливати на результати вимірювання (обліку) електричної енергії та/або формування первинних даних обліку;

- лічильник повинен зберігати вміст ПБД (зокрема, за відсутності зовнішнього живлення) протягом нормованого терміну;

- лічильник, що призначено для встановлення в точці вимірювання, в якій технологічно можливе вимкнення вимірювальних кіл напруги, повинен бути забезпечений пристроєм резервного живлення;

- лічильник повинен бути забезпечений комплектом технічної документації, зокрема з його експлуатації, параметрування, коригування часу, формування ПБД, забезпечення дистанційного доступу до ПБД тощо, достатньої для надійної реалізації таких дій.

Лише за умови відповідності встановленим вимогам багатофункціональний електронний лічильник може бути рекомендовано до комерційного обліку електроенергії в лібералізованому ринку електричної енергії.

На функціональність АСКОЕ також впливає вибір ПО та ПЗПД. Під час побудови АСКОЕ слід враховувати, що ПЗПД, зазвичай, «прив'язано» до лічильників того самого виробника, що негативно відбивається на практиці побудови АСКОЕ. Якщо йдеться про окремого кінцевого споживача, то, можливо, ця проблема не є надто актуальною, хоча і в цьому випадку потенційним користувачам слід відстежувати цінові параметри з огляду на фактичну монополію постачальника устаткування АСКОЕ. Втім, якщо розглядати АСКОЕ споживача, який здійснює транзит електроенергії субспоживачам (останні вправі самостійно вибирати типи лічильників у точках надходження

електроенергії з мереж основного споживача), а тим більше АСКОЕ електропередавальної компанії – ПРТ, що отримує дані комерційного обліку від АСКОЕ/ЛУЗОД споживачів, які в загальному випадку застосовують багатофункціональні електронні лічильники різних типів, то це призводить до суттєвих обмежень функціональності АСКОЕ в цілому [88], а також до зниження достовірності даних комерційного обліку електроенергії [66].

Можна стверджувати, що обмеження доступу до технічної інформації суттєво знижує загальний рівень достовірності даних комерційного обліку в АСКОЕ [66]. Адже сучасні багатофункціональні електронні лічильники електроенергії є інтелектуальними ЗВТ, які вимагають кваліфікованого обслуговування та експлуатації, а дані, що формуються цими лічильниками, вимагають фахового трактування.

Слід звернути увагу на таку проблему, як відсутність єдиних вимог щодо уніфікованого параметрування багатофункціональних електронних лічильників електроенергії [66], що в умовах інтегрування їх в єдину розподілену АСКОЕ ОРЕ України призводить до невірної трактування первинних даних обліку, а, відповідно, й до помилок обліку електроенергії за допомогою АСКОЕ.

Все це призводить до недостовірності даних комерційного обліку та знижує ефективність застосування АСКОЕ в цілому.

Питання фізичного перетворення одного інтерфейсу в інший може бути порівняно просто вирішений за рахунок використання стандартних мікроелектронних перетворювачів типу, наприклад, RS-232/RS-485, RS-232/ІІРС і інших. Більш принципове питання відмінності протоколів обміну для лічильників різних виготовлювачів. Реальні протоколи обміну по цифрових інтерфейсах електронних лічильників різних виготовлювачів не стандартизовані, різні й, більше того, найчастіше ховаються виготовлювачами з метою твердої прив'язки споживачів до своєї продукції й створення технічної й фінансової залежності споживача від виготовлювача

або продавця виробів. Така політика фірми обертається, зрештою, збитком для самого виготовлювача: відкритість протоколів обміну є запорукою широкого використання лічильників, а їх закритість, навпаки, гальмує застосування лічильників і звужує потенційний ринок збуту [63].

Контрольні питання до розділу 5

1. Наведіть напрямки підвищення ефективності керування енергоспоживанням
2. Дайте визначення повномасштабних ієрархічних систем: АСВЕ, АСОСЗЕ, АСДК, АСКОЕ.
3. Наведіть сучасні комплексні системи контролю й обліку електроенергії
4. Наведіть функції АСКОЕ.
5. Наведіть основні принципи побудови АСКОЕ
6. Поясніть загальну структуру побудови АСКОЕ.
7. Охарактеризуйте застосування АСКОЕ в умовах лібералізованого ринку електричної енергії України

РОЗДІЛ 6. ПРИБАДИ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

6.1. Класифікація приладів обліку електроенергії

У цей час на вітчизняному ринку представлена велика кількість видів приладів обліку електроенергії, які залежно від принципу їх дії класифікують по типу підключення, вимірюваним величинам, конструкції.

По типу підключення:

- лічильники прямого включення в силовий ланцюг;
- лічильники трансформаторного включення, що підключаються до силового ланцюга через спеціальні вимірювальні трансформатори.

По вимірюваних величинах:

- однофазні (вимір змінного струму 220В, 50Гц);
- трифазні (380В, 50Гц). Сучасні електронні трифазні лічильники підтримують однофазний облік.

По конструкції:

- Індукційні (електромеханічні електролічильники) - електролічильники, у яких магнітне поле нерухливих струмопровідних котушок впливає на рухливий елемент із провідного матеріалу. Рухливий елемент являє собою диск, по якому протікають струми, індуковані магнітним полем котушок. Кількість спожитої електроенергії, у цьому випадку, прямо пропорційно числу обертів диска.

- Електронні (статичний електролічильник) - електролічильники, у яких змінний струм і напругу впливають на твердотільні (електронні) елементи для створення на виході імпульсів, число яких пропорційно вимірюваній активній енергії. Інакше кажучи, виміру активної енергії такими електролічильниками засновані на перетворенні аналогових вхідних сигналів струму й напруги в рахунковий імпульс. Вимірювальний елемент електронного електролічильника служить для створення на виході імпульсів, число яких пропорційно вимірюваній активній енергії. Рахунковий механізм являє собою електромеханічне (має перевага в областях з холодним кліматом,

за умови установки приладу на вулиці) або електронний пристрій, що містить як запам'ятовувальний пристрій, так і дисплей.

– Гібридні лічильники електроенергії - рідко використовуваний проміжний варіант із цифровим інтерфейсом, вимірювальною частиною індукційного або електронного типу, механічним обчислювальним пристроєм [61].

6.2.Вимоги до приладів обліку електроенергії

До основних вимогам, пропонованим до приладів обліку електричної енергії, можна віднести клас точності, «тарифність» і міжповірочний інтервал.

Клас точності. Один з основних технічних параметрів електролічильника. Він показує погрішності вимірів приладу. До середини 90-х років усі встановлювані в житлових будинках електролічильники мали клас точності 2,5 (тобто максимально припустимий рівень погрішності цих приладів становив 2,5%). В 1996 році був уведений новий стандарт точності приладів обліку, використовуваних у побутовому секторі - 2,0. Саме це стало поштовхом до повсюдної заміни індукційних лічильників на більш точні, із класом точності 2,0.

«Тарифність». Важливим технічним параметром електролічильника. Ще зовсім недавно всі електролічильники, застосовувані в побуті, були однотарифними, тобто здійснювали облік електричної енергії по одному тарифу. Функціональні можливості сучасних лічильників дозволяють вести облік електроенергії по зонах доби й навіть часом року, дозволяючи значно заощаджувати електроенергію й розвантажити електромережі в піковий годинник, за рахунок так званої «прання вночі». Двотарифний лічильник електрики здатний вести роздільний облік у різний час доби. У цей час, одним зі способів заощаджувати на рахунках за електрику є двотарифна система обліку електроенергії.

Міжповірочний інтервал. Із часом деталі електролічильника зношуються, і клас точності електролічильника неминуче міняється. Наступає момент, коли електролічильник необхідно повторно перевірити на точність його показань. Період з моменту первинної перевірки (звичайно з дати виготовлення) до наступної перевірки називається міжповірочним інтервалом (МПІ). Обчислюється МПІ в літах і вказується в паспорті електролічильника. Звичайно електронні лічильники значно уступають у тривалості МПІ в порівнянні з індукційними лічильниками, тому що комплектація, використовувана в більшості вітчизняних електронних лічильників, складається з деталей, стабільність параметрів яких виробник не нормує [61].

6.3. Класи точності приладів обліку

Це один з основних технічних параметрів електролічильника. Він указує на рівень погрішності вимірів приладу. До середини 90-х років усі встановлювані в житлових будинках лічильники мали клас точності 2.5 (тобто максимально припустимий рівень погрішності цих приладів становив 2,5%). В 1996 році був уведений новий стандарт точності приладів обліку, використовуваних у побутовому секторі - 2.0. Саме це стало поштовхом до повсюдної заміни індукційних лічильників на більш точні електронні із класом точності 2.0.

Оскільки прилади обліку енергії й енергоресурсів є засобами виміру, то застосовувати можна тільки прилади, занесені до державного реєстру засобів виміри. Як правило, свідченням цьому є сертифікація приладу із системі сертифікації ДЕРЖСТАНДАРТ, про що є оцінка в паспорті приладу, на корпусі й панелі зчитування інформації. Крім того, правилами користування електричної, теплової енергії, води й газу встановлені вимоги до класу точності застосовуваних приладів обліку не нижче встановленого порога.

Клас точності - це можлива погрішність приладу обліку в діапазоні вимірів, виражена у відсотках. Чим більше число, що позначає клас точності, тем нижче точність приладу. Відповідно, більш високий клас відповідає меншому числу табл.2.1.

Таблиця 2.1 Класи точності

Вимоги до точності	Діапазон і умови застосування
1% (клас 1.0)	Мережі з напругою менш 0,4 кВ. (крім громадян)
2% (клас 2.0)	Мережі з напругою менш 0,4 кВ. (для громадян-споживачів)
2% (клас 2.0) 1% (клас 1.0) клас 0,58	Споживачі з потужністю встановлених пристроїв більш 750 кВт При заміні лічильника класу 2.0 і для мереж з напругою від 6 до 35 кВ для мереж з напругою понад 110 кВ
Клас 0,58	Виробники електричної енергії

Для населення встановлена вимога по застосуванню електричних лічильників класом точності не нижче 2.0. Тому всі старі електролічильники із класом точності 2.5 і менш у цей час вилучаються з обертю. Правилами функціонування роздрібних ринків електричної енергії встановлені вимоги до класів точності приладів обліку електричної енергії для різних груп споживачів [61].

6.4. Електромеханічні лічильники електроенергії

Індукційний (електромеханічний) електролічильник — вимірювальна ваттметрова система електровимірювальний пристрій, що інтегрує. Принцип роботи електромеханічного лічильника заснований на взаємодії струмів зі змінними магнітними потоками (рис. 6.1). Виникаючі електромеханічні сили взаємодії приводять у рух рухливу частину пристрою (диск).

Рухомий алюмінієвий диск розташований у центральній частині

приладу. Він насаджується на вісь, закріплену між пружним підп'ятником і опорою, що розташовується у верхній частині приладу. Рухомий диск розміщується між двома магнітопроводами — обмотки напруги й струмової обмотки. На вісь диска закріплений черв'як, завдяки якому обертання диска передаються рахунковому механізму. Струмова обмотка послідовно включається в досліджуваний ланцюг. Вона являє собою невелика кількість витків, які намотані товстим проведенням. Така обмотка напруги до ланцюга підключається паралельно. На відміну від струмової обмотки, вона складається з великої кількості витків (до 12 тисяч) і намотуються вони тонким проведенням.

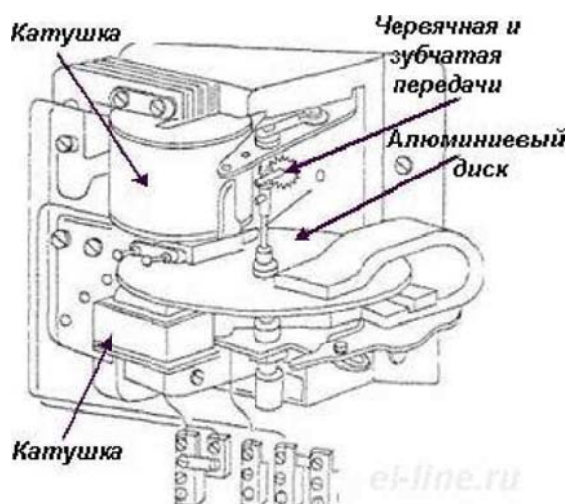


Рисунок 6.1. - Індукційний (електромеханічний) електролічильник

Коли в обмотці напруги виникає змінна напруга й по обмотці струмової проходить струм навантаження, по магнітопроводах, які замикаються на рухомий диск, проходять змінні магнітні потоки. Ці потоки пронизують диск, через що в ньому виникають вихрові струми. Завдяки взаємній дії вихрових струмів і потоків, з'являється обертаючий момент, який впливає на поки ще нерухливий диск.

Алюмінієвий диск обертається в поле постійного магніту, який створює протидіючий момент (гальмовий). При рівності обертального й протидіючого моментів установлюється певна швидкість обертання диска. За умови

обертальний момент, що коли діє на рухомий диск, пропорційний потужності того ланцюга, до якого підключений лічильник, виходить, що швидкість обертання (рівномірна) алюмінієвого диска пропорційна потужності, а витрачена енергія пропорційна числу обертів диска, які він зробив за певний час. Алюмінієвий диск обертається на осі 0, з якої через черв'ячну й зубчасту передачі зв'язаний рахунковий механізм із цифрами, що вказують витрата електроенергії.

Якщо навантаження дорівнює нулю, диск нерухливий і показання лічильника не змінюються. При навантаженні диск обертається, причому тем швидше, чим більше навантаження. Час 1 автоматично враховується, тому що чому довше обертається диск, тем більший шлях відбувається обоймами рахункового механізму, а на них написані цифри, які видні у віконечку на кришці лічильника. На обоймах написані цифри 0, 1, ...,9.

Обойми закриті щитком, і ми в його віконечках бачимо тільки по одній цифрі на кожній з них. Допустимо, що алюмінієвий диск лічильника починає обертатися по стрілці, коли у всіх віконечках видні нулі. Спостерігаючи за лічильником, ми побачимо, як самий правий нуль підніметься й зникне, поступаючись місцем одиниці. Її перемінить двійка і т.д. А коли замість дев'ятки у віконечку знову з'явиться нуль, то в сусідньому віконечку ліворуч виявиться одиниця. Таким чином, повному оберту першого диска, уважаючи праворуч, відповідає $1/10$ оберту другого диска, повному оберту другого — $1/10$ оберту третього і т.д. Число зубів черв'ячної й зубчастої передач підібране таким чином, що лічильник відраховує, як правило, кіловат-години (цифри в чорних віконечках) і їх частки (цифри в червоному віконечку). Визначення витрати електроенергії за даний проміжок часу проводиться при лічильниках без трансформаторів струму вирахуванням початкового показання лічильника з кінцевого показання за даний проміжок часу.

Визначення витрати електроенергії за даний проміжок часу проводиться при лічильниках із трансформаторами струму — множенням цієї різниці на коефіцієнт трансформації трансформатора струму, що можна

представити формулами:

$$E = P_k - P_n; E = (P_k - P_n) K_T,$$

де E — витрата енергії, кВтч, P_k , P_n — кінцеве й початкове показання лічильника, K_T — коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

Схеми підключення індукційних лічильників електричної енергії показана на рис. 6.2

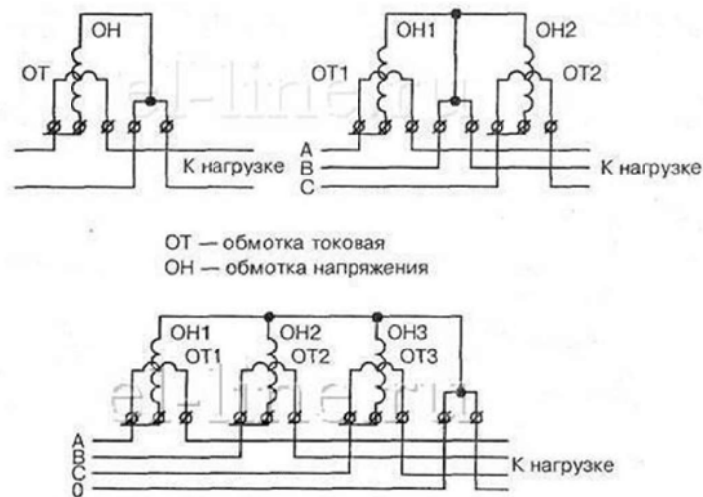


Рисунок 6.2. - Схеми підключення індукційних лічильників електричної енергії

Лічильник повинен мати певну точність. Перевірити її можна тільки в електротехнічній лабораторії, а право перевірки й пломбування лічильників дане не всякої лабораторії. Однак є ознаки, по яких можна оцінити роботу лічильника й у домашніх умовах. При відключенні навантаження диск лічильника повинен зупинитися, зробивши не більш одного оберту. Якщо ж диск без навантаження продовжує обертатися (під дією напруги, поданого на затискачі його паралельної обмотки), виходить, має місце самохід — лічильник несправний. Дзижчання лічильника, якщо воно не супроводжується самоходом, не є ознакою несправності.

Головним мінусом індукційних електролічильників у порівнянні з електронними вважається наявність погрішності в обчисленнях. Ці погрішності виникають через тертя в механізмі електромеханічного лічильника. Особливо великі показники погрішності прималих (від 5 до 10 відсотків номінальної) навантаженнях на лічильник: у таких випадках

негативна погрішність може досягати 12-15 відсотків. Щоб зменшити негативну погрішність електромеханічних лічильників, застосовуються спеціальні механізми — компенсатори тертя. Звичайно такий пристрій виглядає як пластина, за допомогою переміщення якої можна регулювати значення компенсаційного моменту (пропорційна напрузі). При підвищенні прикладеного напруги може трапитися ситуація, коли величина компенсаційного моменту перевищує момент тертя. Виникає самохід. Для його усунення в індукційному електролічильнику передбачене так зване протисамоходний пристрій у вигляді пластинки з гачком, розташованої безпосередньо над алюмінієвим диском.

Одним із ключових параметрів, що визначають роботу електромеханічних лічильників змінного струму, є певна чутливість (так званий поріг чутливості). Цей параметр являє собою виражену у відсотках від номінальної мінімальну потужність, при якій рухомий диск індукційного лічильника починає обертатися неспинно. Вираховується поріг чутливості виходячи зі значень компенсаційного моменту й моменту гальмування, який створюється завдяки протисамоходному пристрою. За Дст поріг чутливості не повинен опускатися нижче оцінки в 0,5 відсотків.

Останнім часом індукційні (механічні) лічильники електроенергії стають менш популярні й поступово витісняються з ринку електронними лічильниками внаслідок їхніх недоліків: відсутність можливості автоматичного дистанційного зняття показань, однотарифність, більші погрішності обліку, поганий захист від розкрадання електроенергії, низька функціональність, незручності в установці й експлуатації в порівнянні із сучасними електронними приладами [61].

6.5. Електронні й цифрові лічильники електроенергії

Електронні лічильники в порівнянні з індукційними точніше й значно простіші у виробництві. Важливою гідністю цих електролічильників є

можливість обліку електроенергії по диференційованих тарифах (одне-, дво- і більш тарифний). Інакше кажучи, лічильники даного типу здатні запам'ятовувати й показувати кількість використаної електроенергії залежно від запрограмованих періодів часу. Електронні електролічильники значно більш довговічні, мають більший міжпівірочний період (4-16 років). Електронний лічильник електроенергії має низький поріг чутливості, більш високу точність виміру споживаної енергії.

Для розрахунків електричної енергії, споживаної за певний період часу, необхідно проінтегрувати у часі миттєві значення активної потужності. Для синусоїдального сигналу потужність дорівнює добутку напруги на струм у мережі в цей момент часу. На цьому принципі працює будь-який електронний лічильник електричної енергії.

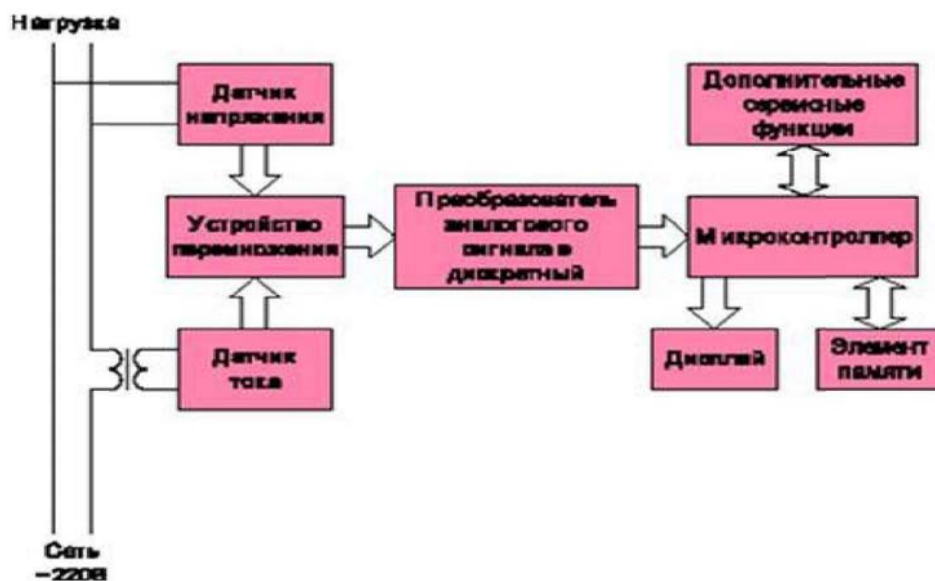


Рисунок 6.3. - Структурна схема електронного електролічильника

Структурна схема електронного електролічильника представлена на рис. 6.3. Складну функцію аналого-цифрового перетворення в цифровому лічильнику електричної енергії здійснюють серійно вироблені мікросхеми, що й вільно поставляються, здатні перемножувати сигнали й представляти

отриману величину в зручній для мікроконтролера формі. Так можна, наприклад, перетворити активну потужність у частоту проходження імпульсів. При цьому точність перетворення в широкому діапазоні струмів може бути в межах декількох сотих часток відсотка. Загальне число імпульсів, підраховуване мікроконтролером, прямо пропорційно споживаній електроенергії.

Не менш важливу роль відіграють усілякі сервісні функції, такі як дистанційний доступ, до лічильника, до інформації про витрачену енергію й ін. Наявність цифрового дисплея, керованого від мікроконтролера, дозволяє програмно встановлювати різні режими виводу інформації, наприклад, виводити інформацію про спожиту енергію за щомісяця, по різних тарифах і т.д. Нестандартні функції, наприклад, узгодження рівнів, виконують додаткові мікросхеми. Зараз почали випускати спеціалізовані мікроконтролери, що містять перетворювачі потужності в частоту [61].

6.6. Інтелектуальні лічильники обліку електроенергії

На початку розроблення та виробництва електронних лічильників для реалізації вимог до їх функціональності використовувалися багато інтегральних схем (IC). Зазвичай мікроконтролер керував системою і дисплеєм, а декілька аналого-цифрових перетворювачів (АЦП) і процесор оброблення сигналів з фіксованим набором функцій – метрологічними завданнями. На рис. 6.4 наведена блок-схема інтелектуального лічильника.

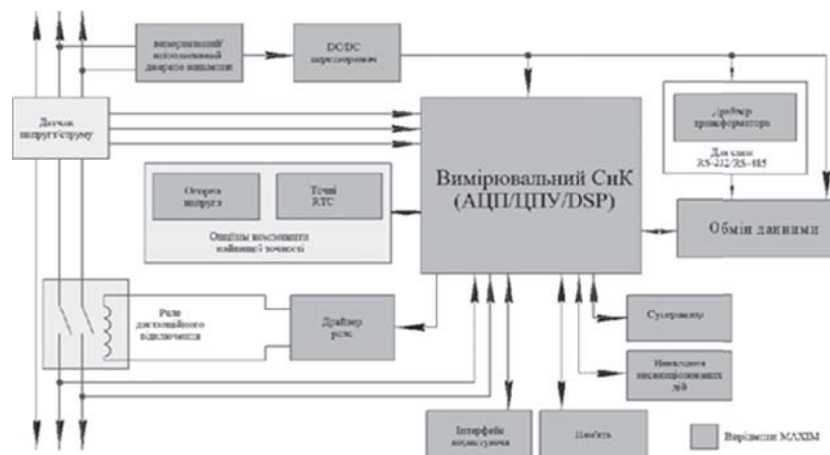


Рисунок 6.4. – Блок-схема інтелектуального лічильника

У наступному поколінні лічильників для об'єднання аналого-цифрового перетворення і цифрового оброблення сигналів застосовувалися спеціалізовані метрологічні замовні інтегральні схеми (ASIC) великих виробників метрологічного обладнання. Однак використання замовних ІС пов'язане зі значними інвестиціями в дослідження і розроблення, а також з відносно великими витратами часу на створення кожного нового набору функціональних можливостей.

Низька точність через міжканальні перехресні перешкоди і висока вартість компонентів у традиційній архітектурі з декількома перетворювачами є їх суттєвими недоліками. Зокрема, перехресні перешкоди між каналами, які виникають у таких пристроях, вимагають додаткових заходів щодо захисту апаратних компонентів і вбудованих приладів захисту.

Важливою інновацією у сфері розроблення інтегрованих вимірювальних рішень СнК (система на кристалі – виконує функції цілого пристрою розташованого на одній інтегральній схемі) став метод Single Converter Technology компанії Teridian. Архітектура на базі такого методу оптимізує метрологічні функції за рахунок об'єднання одного АЦП, що має кілька мультиплексних входів і програмований обчислювач (Computation Engine, CE) для роботи в режимі реального часу. Зазначена технологія дозволяє достатньо оперативно налаштувати обчислювач відповідно до вимог компаній, що дає змогу вносити мінімальні обчислення в апаратну інфраструктуру.

Мультиплексний підхід є особливо доцільним, оскільки дозволяє обчислювачеві CE в мультиплексній системі виконувати «одночасні» вимірювання в різних каналах, забезпечувати узгодження коефіцієнтів посилення і компенсаційних зсувів, знижувати міжканальні перехресні перешкоди і гнучкість конструкції тощо. Це дає змогу отримувати малозатратне рішення для високоточних вимірювань з великим динамічним діапазоном (2000:1). Дані вимірювання можуть передаватися

з використанням звичайних модемів (у стаціонарних мережах або мережах мобільного зв'язку) або по лініях електропередачі (PLC). При цьому вартість додаткового обладнання може коливатися від 3 дол. США за PLC-модем до 20 дол. і вище за модеми стільникового зв'язку. Додатковою перевагою СнК є можливість їх перепрограмування в умовах експлуатації, що дає змогу компаніям в умовах експлуатації (через вбудоване ПЗ) знижувати експлуатаційні та капітальні витрати в довгостроковій перспективі, збільшувати термін служби і, відповідно, окупити інвестиції в інтелектуальні лічильники в більш короткі терміни.

Технологічним проривом в використанні мікропроцесорної техніки в електроенергетиці стала поява цифрових сигнальних мікропроцесорів (DSP), які дозволяють обробляти аналогові сигнали на одному кристалі з дискретними сигналами.

В 1999 році фірма Analog Devices випустила перший мікроконтролер (ADuC812), що сполучає можливості високоточного вводу/виводу, попередньої цифрової обробки даних і організації мереж збору інформації від датчиків. В 2002 році фірма анонсувала п'ять нових мікроконтролерів ADu831/832/836/841/842, а в 2003 році ще три – ADu844/845/846.

ADuc812 – інтегральна 12-бітна система збору інформації, що включає в себе прецизійний багатоканальний АЦП з самокалібруванням, два 12-бітних ЦАП і програмувальне 8-бітне мікропроцесорне ядро (сумісне з мікроконтролером 8051) (MCU). MCU підтримує внутрішні 8Кбайт FLASH ЕРПЗП програм, 640 байт ЕРПЗП пам'яті даних і 256 байт статичної пам'яті даних з довільною вибіркою (RAM).

MCU підтримує наступні додаткові функції: сторожовий таймер, монітор живлення і канал прямого доступу для АЦП. Для мультипроцесорного обміну й розширення вводу-виводу (в/в) є 32 програмувальні лінії вводу/виводу і послідовні інтерфейси I2C, SPI і стандартний UART.

Функціональну схему мікроконтролера представлено на рис. 6.5.

Для гнучкого керування в застосуванні з низьким споживанням в MCU і аналоговій частині передбачено 3 режими роботи: нормальний, холостий і черговий. Система ADuC812 допускає роботу з напругою живлення 3 і 5 В у індустріальному діапазоні температур ($-45\text{ C}^{\circ}\dots +85\text{ C}^{\circ}$) і конструктивно виконана в 52-вивідному пластмасовому корпусі (тип PQF).

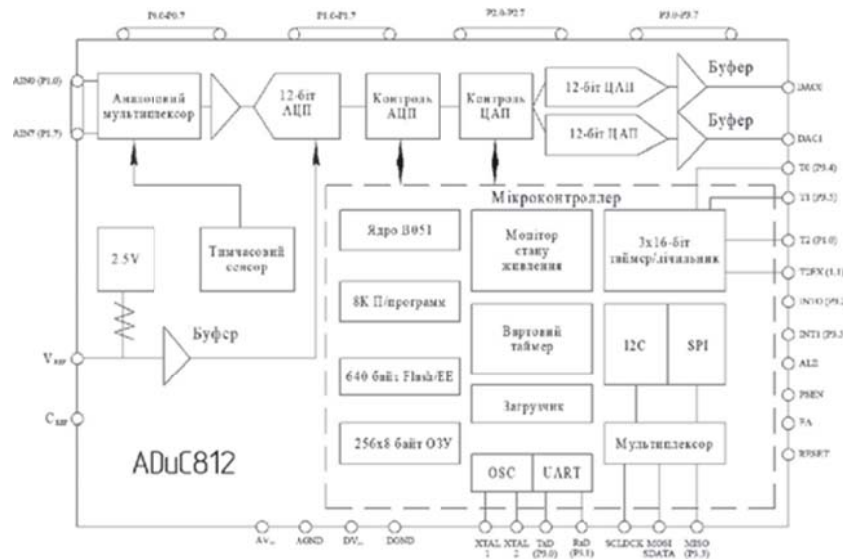


Рисунок 6.5. – Функціональна схема мікроконтролера ADuC812

Частота кварцового резонатора (MCL-CIN) становить 16 МГц. Вихідна напруга V_{out} ПАП (VAC) щодо нульового потенціалу (AGND) живлення аналогової частини знімається при навантаженні $R_l=10\text{ кОм}$ і $C_1=100\text{ пФ}$.

Живлення аналогової частини мікроконтролера AV_{dd} становить +3 В або +5 В $\pm 10\%$, величина опорної вбудованої напруги ДОН $V_{ref}=2,5\text{ В}$. Скорочення LSB (Least Significant Bit) означає молодший біт. В листопаді 2003 року фірмою Analog Devices презентовані дві багатофункціональні ІМС з цифровим виходом – ADE7753 і ADE7758, призначені для виміру активної, реактивної і повної потужностей і електроенергії в складі однофазних і трифазних лічильників відповідно, крім того, в ІМС забезпечується вимір середньоквадратичних значень і зчитування форми

напруг мережі і струмів навантаження.

Для ІМС можуть використовуватися як датчик струму трансформатор, що диференціює, без магнітного сердечника (котушка Роговського), а також шунт (для ADE7753) або трансформатор струму, навантажений на резистор (для ADE7753 і ADE7758).

Програмне керування і зчитування вихідних даних в цифровій формі здійснюється через послідовний інтерфейс ІМС. Всі ланцюги мікросхем, крім вхідних, а також джерела опорної напруги, генератора тактових імпульсів і температурного датчика, є цифровими. Використання цифрових методів (зокрема, для виконання обчислювальних операцій) забезпечує високу точність обробки сигналів і є характерною рисою ІМС фірми Analog Devices, ризначених для лічильників електроенергії [46,47,63,64].

Контрольні питання до розділу 6

1. Наведіть класифікацію приладів обліку електроенергії.
2. Як поділяються за конструкцією прилади обліку електроенергії.
3. Які висуваються вимоги до приладів обліку електроенергії.
4. Наведіть класи точності приладів обліку.
5. Поясніть роботу індукційного (електромеханічного) електролічильника.
6. Наведіть схеми підключення індукційних лічильників електричної енергії.
7. Дайте характеристику електронним лічильникам електроенергії.
8. Дайте характеристику цифровим лічильникам електроенергії.
9. Дайте характеристику Інтелектуальним лічильникам обліку електроенергії.

РОЗДІЛ 7. МІКРОПРОЦЕСОРНІ ЛІЧИЛЬНИКИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ АСКОЕ

7.1. Сучасні високоточні електронні лічильники-датчики

У даний час стрімкого розвитку мікроелектроніки і зниження цін на електронні компоненти цифрові системи керування поступово витісняють своїх аналогових конкурентів. Одні з головних переваг цифрових систем керування на базі мікроконтролерів – гнучкість і багатофункціональність, які досягаються не апаратно, а програмно без додаткових матеріальних витрат, а також підвищення точності й надійності обліку. Цифровий лічильник електроенергії на базі простого мікроконтролера має очевидні переваги: надійність за рахунок повної відсутності елементів, що труться, компактність, можливість виготовлення корпусу з врахуванням інтер'єру сучасних житлових будинків; збільшення періоду перевірок у декілька разів; ремонтпридатність і простота в обслуговуванні та експлуатації.

При невеликих додаткових апаратних і програмних витратах навіть простий цифровий лічильник може володіти рядом сервісних функцій, відсутніх у всіх механічних, наприклад можливістю реалізації багатотарифної оплати за споживану енергію, автоматизованого обліку і контролю споживаної електроенергії. Залежно від вимог сучасні цифрові лічильники повинні у будь який момент часу оперативно передавати необхідні дані різними каналами зв'язку на диспетчерські пункти енергопостачальних підприємств для оперативного контролю і економічних розрахунків споживання електроенергії.

Не менш важливу роль грають всілякі сервісні функції, такі як дистанційний доступ до лічильника, до інформації про спожиту енергію і багато інших. Наявність цифрового дисплея, керованого мікроконтролером, дозволяє програмно встановлювати різні режими виведення інформації, наприклад виводити на дисплей інформацію про

спожиту енергію за кожен місяць, за різними тарифами тощо. Промисловістю в Україні й за кордоном випускаються для потреб АСКОЕ лічильники-датчики на мікропроцесорній основі різного типу і призначення – одно і трифазні, одно і багатотарифні, комбіновані інтелектуальні багатфункціональні. На рис. 7.1. показаний загальний вигляд лічильників датчиків, які використовуються в АСКОЕ.

Завдяки вживанню передових технологій проведення вимірів і використанню мікрокомп'ютерних технологій сучасні високоточні електронні лічильники призначені для проведення вимірів в широкому діапазоні та виконання тарифних функцій. Будучи комбінованими і такими, що включаються через трансформатори струму і напруги, лічильники реєструють активну і реактивну енергію в обох напрямках з класом точності 0,2 і 0,5 – при вимірі активної енергії і 1,0 – реактивної енергії. За допомогою сервісної програми, якою оснащується ПК, всі робочі параметри встановлюються індивідуально [46,47,64].



Рисунок 7.1. – Загальний вигляд лічильників-датчиків, які використовуються в АСКОЕ

7.2. Мікропроцесорні лічильники концерну «ЕНЕРГОМЕРА»

Концерн «Енергомера» пропонує широкий спектр однофазних і

трифазних лічильників електричної енергії, що забезпечують точний облік активної й реактивної електроенергії автономно або в складі інформаційно вимірювальних систем. Лічильники електроенергії виробництва Концерну «Енергомера» забезпечують зберігання інформації про енергоспоживання в точці обліку й здійснюють двонаправлений обмін даними з використанням різних каналів зв'язку: PLC, радіо, GSM й інших. У лічильниках передбачена наявність різноманітних програмно - апаратних опцій, наприклад, можливість підключення резервного джерела живлення, телеметричний вхід і вихід, реле сигналізації й керування навантаженням.

Лічильник СЕ 304 (рис. 7.2) є трифазним, універсальним приладом трансформаторного або безпосереднього включення (залежно від варіанта виконання) і призначений для виміру активної й реактивної електричної енергії, активної, реактивної й повної потужності, енергії втрат, частоти напруги, кута зсуву фаз, середньоквадратичні значення напруги й сили струму, коефіцієнтів перекручування синусоїдальності кривих напруги, коефіцієнтів n -х гармонійної складової напруги, коефіцієнта несиметрії напруг по зворотній послідовності, коефіцієнта несиметрії напруг по нульовій послідовності по трьох фазах у трифазних чотирипровідних колах змінного струму й організації багатотарифного обліку електроенергії. Вид вимірюваної енергії й потужності визначається конфігурацією лічильника.



Рисунок 7.2. – Зовнішній вигляд лічильника СЕ 304

Лічильник може використатися в автоматизованих інформаційно вимірювальних системах комерційного обліку електроенергії (AIBC KOE) для передачі обмірюваних або обчислених параметрів на диспетчерський пункт по контролі, обліку й розподілу електричної енергії. Для побудови систем AIBC KOE можуть використатися інтерфейси (імпульсні виходи, EIA232, EIA485, GSM модем). Результати вимірів виходять шляхом обробки й обчислення вхідних сигналів струму й напруги мікропроцесорною схемою основної плати лічильника.

Установка додаткових плат, залежно від модифікації, дозволяє розширити можливості лічильника. Обмірювані дані й інша інформація відображаються на рідкокристалічному індикаторі.

Лічильник має електронний рахунковий механізм здійснюючий, залежно від установлених коефіцієнтів трансформації по струму й напрузі, облік активної, реактивної енергії, енергії втрат в одному або у двох напрямках у кВт·год, МВт·год, ГВт·год, квар·год, Мвар·год, Гвар·год відповідно.

Час зміни показань рахункового механізму відповідає вимогам. Лічильник забезпечує, при наявності санкціонованого доступу, обнуління всіх енергетичних параметрів.

Лічильник, при відсутності зовнішньої живлячої напруги й поданій резервній напрузі живлення функціонує в режимі індикації й забезпечує обмін інформацією із зовнішніми пристроями обробки й передачі даних через оптичний порт (IrDa 1.0) і інтерфейси.

Застосування технологічного програмного забезпечення «AdminTools» (надалі - ТПЗ) дозволяє робити створення й модифікацію програм для потрібної конфігурації лічильника, програмування, діагностичне читання даних, вести журнал зв'язків і виконувати інші завдання. Зв'язок ПЕОМ із лічильником через оптичний порт на місці установки може забезпечуватися за допомогою оптичної головки.

Лічильник має можливість реєструвати профілі з різними

інтервалами часу для усереднення потужності або нагромадження енергії на заданому інтервалі (профілі навантаження).

Лічильник дозволяє вимірювати 12 типів енергій (потужностей) роздільно по кожній фазі:

- активну енергію (потужність) обох напрямків (A_i , A_e);
- реактивну енергію (потужність) по чотирьох квадрантах (R_1 , R_2 , R_3 , R_4);
- енергію (потужність) втрат обох напрямків (L_i , L_e);
- значення фізичних величин зовнішніх вимірників по число імпульсних входах (I_1 , I_2 , I_3 , I_4).

Лічильник вимірює й розраховує енергії (потужності) по шести каналах обчислення. Тип енергії (потужності) кожного каналу обчислення визначається конфігурацією каналу.

Енергія (потужність) каналу обчислення є сумою кількості (величини) енергії (потужності) всіх типів енергій (потужностей) певних конфігурацією каналу обчислення.

Нагромадження енергії по тарифах і сумарно (наростаючим підсумком, за місяць, за добу), фіксація максимальних потужностей, визначення перевищення ліміту потужності, запис профілів навантаження здійснюється по всім шести каналах обчислення.

Лічильник виконаний у пластмасовому корпусі. Зовнішній вигляд лічильника представлений на рисунку 7.3. Корпус лічильника в цілому складається з верхніх і нижньої частин, що сполучають за периметром, прозорого вікна й кришки затискної колодки, що знімається.

На лицьовій панелі лічильника розташовані:

- рідкокристалічний індикатор;
- два світлових індикатори кількості активної й реактивної енергії;
- елементи оптичного порту;
- літієва батарея й кнопка ДСТП (під додатковою кришкою);
- кнопки КАДР і ПРСМ;

- панель із написами.

Для того, щоб одержати доступ до кнопки ДСТП (дозвіл програмування), необхідно видалити пломбу енергопостачальної організації, що встановила лічильник, і відкрити додаткову кришку. Затискачі для приєднання лічильника до мережі, до джерела резервного живлення, до інтерфейсних ліній, до імпульсних входів і виходів, закриваються пластмасовою кришкою.

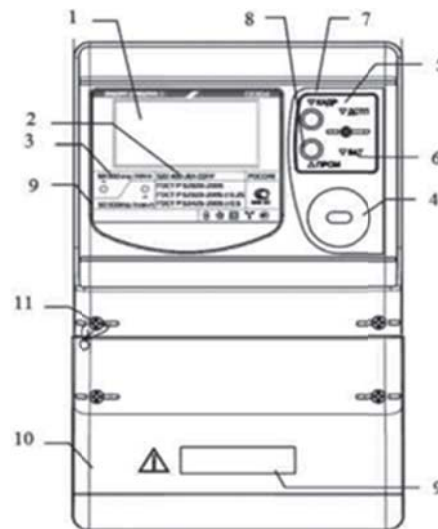


Рисунок 7.3. – Передня панель лічильника РЕ 304

1 – РКІ; 2 – світловий індикатор кількості реактивної енергії; 3 – світловий індикатор, кількості активної енергії; 4 – елементи оптичного порту (IrDA 1.0); 5 – кнопка ДСТП; 6 – літієва батарея; 7 – кнопка КАДР; 8 – кнопка ПРСМ; 9 – панель із написами; 10 – кришка затискної колодки; 11 – місце пломбування.

У корпусі розташовуються:

- плата лічильника (основна плата лічильника);
- модуль живлення;
- модуль імпульсних виходів;
- модуль імпульсних входів (при наявності, залежно від модифікації);
- один або два інтерфейсні модулі (залежно від модифікації);

- три вимірювальних трансформатори струму.

Відлік часу й ведення календаря здійснюють годинники реального часу (ГРЧ) розміщені в одному корпусі з FRAM. Для роботи ГРЧ при відсутності живлення використовується літієва батарея напругою 3 В.

Енергонезалежна пам'ять великого обсягу FLASH призначена для зберігання даних профілів навантаження по шести каналах обліку з різними часами усереднення.

Лічильник забезпечує обмін інформацією із зовнішніми пристроями обробки даних залежно від модифікації через оптичний порт або IrDA 1.0 і два інтерфейси.

Для зручності перегляду вся інформація, що виводиться, розділена на окремі групи. Кожна група може містити різне число параметрів.

Перегляд здійснюється користувачем за допомогою клавіатури (Кн) Виведена на РКІ інформація наведена на рис. 7.4.



Рисунок 7.4. – Приклад виведеної на РКІ інформації

У лічильнику є два світлових індикатори (СІ), що працюють із частотою основного передавального пристрою. Лівий світловий індикатор відображає активну енергію, правий - реактивну енергію. Світлові індикатори можуть бути використані для перевірки лічильника [63, 46, 64, 45, 46, 47, 49, 65].

7.3. Мікропроцесорний лічильник електричної енергії АСКОЕ фірми «ELSTER METRONICA «АЛЬФАМЕТ»

Вимірювально – обчислювальні комплекси (ВОК) для обліку електроенергії «Метроніка» підвищеної точності призначені для вимірів і обліку електричної енергії і потужності, а також автоматичного збору, накопичування, зберігання, обробки і відображення отриманої інформації.

Основне призначення комплексів – високоточний комерційний облік витрат електроенергії за фіксовані інтервали часу на енергоспоживаючих і енергозабезпечуючих підприємствах.

Автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) ВОК «Метроніка» поставлялася підприємством АББ ВЕВ Метроніка з 1995 року. В перших поставках система містила в собі лічильники електричної енергії АЛЬФА, комплекс технічних засобів для передачі даних від лічильника на комп'ютери збору даних цифровими і телефонними каналами зв'язку (мультиплексори-розширювачі MSU-12 і адаптери АББ для читання даних з лічильників Альфа, а також модеми).

Програмне забезпечення містило в собі базове програмне забезпечення (програми EMFPLUS і ALPHALITE), розроблене для середовища MS DOS. З його допомогою можна було програмувати і зчитувати інформацію про енергоспоживання і дані графіка навантаження з лічильників АЛЬФА як для підприємств Енергосистем, так і для промислового споживача.

На той період лічильники АЛЬФА і система АСКОЕ ВОК «Метроніка» була значним кроком уперед на шляху впровадження передових технологій комерційного обліку електричної енергії на підприємствах Росії та інших країн СНД.

Однак з часом стало очевидним, що можливості EMFPLUS трохи обмежені. І в 1995 році виникла концепція розробки комплексу технічних і програмних засобів з функціональними можливостями, відсутніми в програмі EMFPLUS.

Нове програмне забезпечення повинне було включити в себе наступні функціональні можливості:

- можливість підсумувати показання електричної енергії декількох лічильників;
- можливість знаходити об'єднаний максимум потужності групи лічильників в встановлені годинники фіксації максимумів потужності;
- можливість організації опитувань лічильників за різними схемами залежно від специфіки підприємств;
- для підприємств з лічильниками, розкиданими на великій території при відсутності гарних каналів зв'язку було потрібно організувати збір даних через оптичний порт;
- для підприємств з лічильниками, компактно розташованими на невеликій території (від декількох десятків метрів до кілометра), – збір даних безпосередньо через мультиплектори MSU – 12 і МПР – 16;
- для підприємств з лічильниками, розташованих на значних відстанях, але з якісними каналами зв'язку здійснюють збір даних телефонними каналами, зв'язком через модеми, а також з використанням радіо- й ВЧ- зв'язку;
- можливість поступового нарощування систем (спочатку купують лічильники АЛЬФА, потім устаткування для зчитування лічильників);
- система АСКОЕ повинна бути простою в установці й експлуатації;
- можливість споживачам систем самостійно (без допомоги розроблювачів системи) установлювати і конфігурувати програмно – технічні засоби АСКОЕ, з подальшим поступовим нарощуванням можливостей системи;
- система АСКОЕ повинна бути недорогою.

Ринкові відносини, що складають в економіці, знайшли відбиття в формулюванні основної мети нової розробки – програмне забезпечення Альфамет, що задовольняє поставленим вимогам, повинне сприяти збільшенню продажів лічильників АЛЬФА. В рамках вирішення цього

завдання і був розроблений варіант малої АСКОЕ ВОК «Метроніка» – Альфамет, розроблені нові технічні засоби (мультиплексор МПР-16, інтерфейс RS 422/485 для лічильника АЛЬФА) і програмне забезпечення Альфамет. Перший варіант програми Альфамет 2.01 був поставлений споживачам 11 січня 1996 року.

В АСКОЕ попереднього покоління пристрої збору даних (ПЗД) або пристрої збору й передачі даних (ПЗПД), побудованих на базі імпульсних лічильників, при втраті даних у системі відновити інформацію неможливо. Тому в основу концепції створення АСКОЕ Альфамет було закладено два основних принципи: використання переваг, обумовлених технічними характеристиками лічильників АЛЬФА і можливість повного контролю даних, отриманих з лічильників.

Оскільки АСКОЕ Альфамет будується на базі лічильників АЛЬФА, що не можуть втратити інформацію, то в випадку втрати даних або перекручування інформації в базі даних внаслідок будь-якого збою або спроби несанкціонованого доступу, дані завжди можуть бути відновлені з лічильника повторним зчитуванням. Крім того, завжди існує можливість повного контролю з боку організацій Енергозбуту. Для цього необов'язково звертатися до бази даних АСКОЕ підприємства: лічильник АЛЬФА в будь-який момент може бути зчитаний на глибину зберігання даних і в будь-який момент часу може бути отримана достовірна інформація.

Альфамет 2.19 забезпечує вимір наступних параметрів в рамках вирішення завдань обліку енергоспоживання на підприємстві:

- споживання активної і реактивної енергії за задані часові інтервали за окремих лічильниках, заданим групам лічильників і підприємству в цілому з обліком багатотарифності;
- середні (півгодинні) значення активної потужності (навантаження) й середній (півгодинний) максимум активної потужності (навантаження) в години ранкового й вечірнього максимумів навантаження по окремих лічильниках, заданим групам лічильників і підприємству в цілому;

– здійснює функції побудови графіків півгодинних навантажень, необхідних для організації раціонального енергоспоживання підприємства.

Для захисту метрологічних характеристик ІВК Метроника – Альфамет 2.19 від несанкціонованих вимірів (корегувань) передбачений багатоступінчастий доступ до поточних даних і параметрів настроювання системи (механічні пломби, електронні ключі, індивідуальні паролі і програмні засоби для захисту файлів і бази даних).

В системі реалізовані наступні способи організації збору даних з лічильників АЛЬФА: з використанням радіо; ВЧ; телефонного зв'язку; опитування лічильників прямо через мультиплексор і оптичний порт.

Підсистема збору дані програми Альфамет 2.19 будується як дворівнева система, що складається з об'єктів (наприклад, підстанцій) і приписаних до них лічильників. Зібрана з лічильників АЛЬФА інформація передається на комп'ютер збору дані підприємства і зберігається в його базі даних. Ці дані можна переглянути за допомогою вбудованих засобів Альфамет, вивести на друк у вигляді звітів, формованих засобами генерації звітів Альфамет, або передати на файл-сервер, звідки вони можуть бути доступні іншим службам підприємства-замовника (керівництву, відділу головного енергетика, бухгалтерії та ін.).

Інформація, яка зчитується з лічильників, доступна також для організацій типу АТ «Енергозбут», які можуть зчитувати її як прямо з лічильників, так і з комп'ютера збору даних підприємства, використовуючи канали радіозв'язку, ВЧ – зв'язку, телефонного зв'язку або Notebook.

Можливість використання досить простих (не інтелектуальних) мультиплексорів-розширників забезпечується наявністю в лічильників сімейства АЛЬФА протоколу установки зв'язку з зовнішнім пристроєм. Усі лічильники підключають до загальних шин МПР і прослуховують лінію. На зв'язок виходить тільки той лічильник, що розпізнав свій код запиту. Такий підхід зводить функції мультиплексора до функцій пристрою, що збільшує кількість лічильників, які приєднують до

нього, для подальшої передачі інформації через інтерфейс RS232 або RS422/485.

Мікропроцесорні лічильники електроенергії можуть бути пов'язані з мультиплексором за одному з цифрових інтерфейсів – «Струмова петля» або RS422/485. Застосування цифрових інтерфейсів дозволяє найбільше повно реалізувати з робочого місця оператора через існуючі канали зв'язку, функціональні можливості лічильника.

Необхідність розробки систем АСКОЕ, що базують на підході «інтелектуальний лічильник і неінтелектуальний концентратор», була викликана в першу чергу потребою створення недорогих комерційних систем обліку електроенергії, що володіють високою надійністю роботи, розширеними функціональними можливостями і високими споживчими якостями.

16-канальний мультиплексор-розширювач МПР-16-2(М) призначений для створення систем АСКОЕ на базі лічильників електроенергії сімейства АЛЬФА і перетворення рівнів сигналів різних інтерфейсів і може встановлюватися на комунальних і промислових об'єктах (рис. 7.5).



Рисунок 7.5. – Загальний вид мультиплексора-розширювача МПР-16-2(М)

Мультиплексор містить:

– перетворювач сигналів інтерфейсу RS232 в сигнали інтерфейсів – «Струмова петля» й RS422/485 і назад з гальванічною

розв'язкою;

– перетворювач сигналів інтерфейсу RS422/485 в сигнали інтерфейсів – «Струмова петля» і RS422/485 і назад з гальванічною розв'язкою.

Кожен МПР дозволяє підключати на загальні шини «запис/читання» до 16 лічильників сімейства АЛЬФА через інтерфейс «Струмова петля», і поєднувати до 16 мультиплексорів через інтерфейс RS 422/485.

Передачу інформації від лічильників на персональний комп'ютер можна здійснювати по інтерфейсу RS232 від МПР-16-2 (М) через нуль – модемний кабель, на відстань до 15 м., або по інтерфейсу RS422/485 на відстань не більше 1,2 км.

Передачу інформації від лічильників на відстані понад 1,2 км виконують через телефонний модем, що підключається до контактів інтерфейсу RS232 МПР– 16– 2(М), причому використовують тільки один модем на всю об'єднану групу мультиплексорів.

Одночасна присутність ліній зв'язку всіх лічильників на загальних шинах збільшує ефект впливу перешкод на якість прийому або передачі інформації лічильник – мультиплексор, що в ряді випадків робить практично неможливим обмін інформацією між цими пристроями. Для зменшення впливу різних перешкод на канали зв'язку в МПР-16-2(М) введена функція поканальної комутації, що забезпечує підключення в цей момент часу до загальних шин мультиплексора тільки одного опитуваного лічильника зі своїми лініями зв'язку.

Конструктивна відмінність МПР-16-2(М) від попередніх модифікацій МПР-16 полягає в наявності додаткової плати з мікроконтролером (РК), що і забезпечує комутацію каналів мультиплексора [89-97].

7.4. АСКОВЕ фірми «ELSTER METRONICA «АЛЬФА СМАРТ»

Незважаючи на безліч переваг, система обліку електроенергії Альфамет

страждає локальністю, оскільки орієнтована тільки на підприємства з невеликою кількістю об'єктів і каналів.

Наступною системою обліку компанії Ельстер Метроніка стала цифрова АСКОЕ з розподіленою обробкою Альфа СМАРТ (рис. 7.6).

АСКОЕ Альфа СМАРТ призначена для оперативного контролю споживання електроенергії і потужності безпосередньо на об'єкті і облік споживання електроенергії і потужності в розподіленій енергосистемі.

Системне вирішення АСКОЕ Альфа СМАРТ у вигляді ієрархічної системи з розподіленою обробкою дозволяє:

- збільшити надійність системи;
- збільшити продуктивність системи;
- знизити вимоги до пропускну здатності каналів зв'язку;
- зменшити вартість системи в порівнянні з іншими системними рішеннями.

Основними елементами системи АСКОЕ Альфа СМАРТ є:

- мікропроцесорні лічильники електроенергії серії АЛЬФА, Євро-Альфа та ін.;
- спеціалізовані ПЗПД серії RTU-300, розроблені на основі мережних промислових контролерів SMART, IUC і контролерів стандарту VME;
- канали збору даних з лічильників, модеми, мультиплексори та ін.;
- програмне забезпечення верхнього рівня під Windows 95, NT.

Пристрої збору, обробки і передачі даних (ПЗПД) серії RTU-300 призначені для збору, обробки, зберігання даних, зібраних з лічильників електроенергії і передачі їх на верхній рівень. Вони призначені для роботи в ієрархічних системах комерційного і технічного обліку енергії і потужності (АСКОЕ) з розподіленою обробкою. На базі ПЗПД будують локальні (об'єктові) системи, які є одним з основних компонентів систем АСКОЕ.

У сімейство ПЗПД входять три серії пристроїв RTU-300, RTU-310, RTU-320.

Усі модифікації RTU можуть поставлятися для роботи як в звичайному температурному діапазоні (0 ... +75 °С), так і для роботи при температурі відмінус 40 до плюс 75°С .

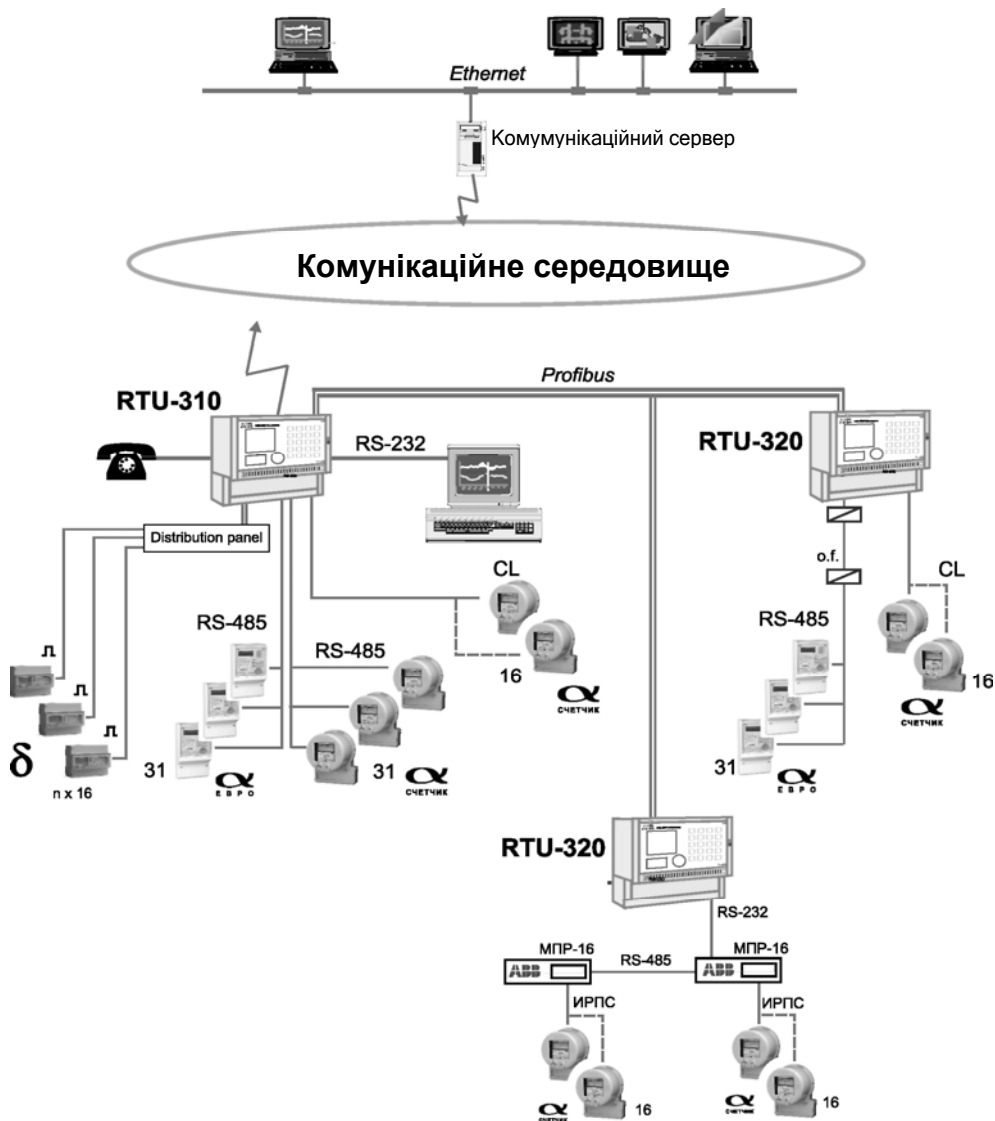


Рисунок 7.6. – Структурна схема системи АСКОЕ Альфа СМАРТ

Загальними компонентами для всіх типів ПЗПД є:

- система корпусів із захистом ІР65 (або варіант шафової конструкції);
- плата керування з рідкокристалічним дисплеєм, клавіатурою і оптопортом;
- крос-блок для введення кабелів;

- джерело живлення для імпульсних прийомо-передавачів лічильників електроенергії;
- модем (для шафової конструкції).

ПЗПД відрізняють типом контролерів і можуть нарощуватися, як за рахунок переходу від однієї серії ПЗПД до іншої, так і шляхом ввімкнення додаткових модулів в контролери.

Всі контролери працюють під операційною системою реального часу OS- 9 і мають єдине прикладне програмне забезпечення. Збір даних здійснюється цифровими каналами з лічильників типу АЛЬФА і ЄвроАльфа («струмова петля», RS-232 і RS-422/485) і імпульсним каналам з лічильників, що задовольняють типовим технічним вимогам до засобів автоматизації і обліку електроенергії і потужності для АСКОЕ енергосистем.

Зовнішній вигляд ПЗПД RTU-320 представлено на рисунку 7.7.



Рисунок 7.7. – Пристрій збору і передачі даних RTU-320

Основні функції ПЗПД RTU-320:

- Збір з лічильників і датчиків первинних вимірів.
- Обробка первинних вимірів.
- Ведення архівів.
- Контроль працездатності локальної системи.

- Комунікації з вищестоящим і локальним рівнями.
- Захист від несанкціонованого доступу.
- Настроювання (конфігурування) під конкретний об'єкт.
- Транспортний режим роботи.

Основні завдання, розв'язувані ПЗПД RTU-320:

- збір вимірів і сервісних даних з лічильників Альфа і ЄвроАЛЬФА;
- виявлення й підрахунок імпульсів з лічильників електроенергії з метою розрахунку середніх потужностей і енергій;
 - розрахунок іменованих фізичних величин по окремих і групових каналах виміру;
 - ведення архівів вимірюваних величин відповідно до типових вимог щодо систем АСКОЕ;
 - розрахунок двох графіків навантажень з двома різними інтервалами усереднення (наприклад: 1 хв. і 30 хв.), що використовують з метою комерційного обліку і технічного обліку в сполученні з комерційним керуванням;
 - пошук максимальних потужностей (включаючи групові максимуми) на заданих тимчасових інтервалах;
 - багатотарифний облік енергії і потужності (до 48 тарифів, 48 тарифних зон);
 - ведення календаря з чотирма сезонами й чотирма типами днів тижня;
 - підтримка єдиного системного часу з заданою точністю;
 - порівняння вимірюваних величин з заданими допусками і формування відповідних повідомлень на верхній рівень, а при необхідності видача керуючих впливів;
 - розрахунок «балансу» об'єкта;
 - підтримка локальної мережі (Ethernet);
 - передача даних за виділеним і комутованим лініям зв'язку (включаючи вузькосмугові канали телемеханіки 50...100 Бод);
 - перевірка працездатності лічильників, що виконують

самотестування, або не роблять цього;

- вбудований контроль працездатності;
- ведення журналу подій;
- захист від несанкціонованого доступу на рівні програмного забезпечення і конструкції;
- режим настроювання (конфігурування) ПЗПД на об'єкт [89-97].

7.5. АСКОЕ фірми «ELSTER METRONICA» АЛЬФА ЦЕНТР

У 2000 році компанія АББ ВЕВ Метроніка випустила на ринок нову систему обліку електроенергії Альфа ЦЕНТР. Нова АСКОЕ заснована на системах ВОК Метроніка (Альфамет) і Альфа СМАРТ.

Програмний комплекс Альфа ЦЕНТР базується на принципах клієнт-серверної архітектури і працює в операційних системах Windows NT/2000, UNIX; використовує базу даних СУБД ORACLE.

Альфа ЦЕНТР призначені для виміру і обліку електричної енергії і потужності, а також автоматичного збору, обробки та зберігання даних з лічильників електроенергії і відображення отриманої інформації в зручному для аналізу вигляді.

Програмні пакети серії Альфа ЦЕНТР (АЦ) дозволяють задовольнити потреби в автоматизації комерційного і технічного обліку електроенергії як споживачів з декількома лічильниками, так і розподілених підприємств з більшою кількістю об'єктів і користувачів. Усі варіанти програмного забезпечення повністю сумісні на рівні довідників і даних.

Альфа ЦЕНТР використовують для комерційного і технічного обліку електроенергії на електростанціях, підстанціях, промислових підприємствах і організаціях, що поставляють і споживають електричну енергію.

Альфа ЦЕНТР служить для створення систем АСКОЕ:

- в енергосистемах (на електростанціях, підстанціях, у розподільних мережах);

- на промислових підприємствах;
- на залізницях (на тягових підстанціях, вокзалах, у депо);
- в житлово-комунальному господарстві;
- в довільних організаційних структурах енергопостачальників і енергоспоживачів.

Система в паралельному режимі (одночасно) робить повністю автоматичні:

- збір даних з лічильників і контролерів через виділені і комутовані канали зв'язку;
- самодіагностику і діагностику компонентів нижнього рівня;
- проведення розрахунків;
- аналіз повноти даних і проведення дорозрахунків і дозбору відсутніх даних.

Альфа ЦЕНТР будують на базі центрів збору й обробки даних. Центри збору й обробки даних можуть поєднуватися в ієрархічні багаторівневі комплекси.

Центри збору й обробки даних поєднують технічні і програмні засоби, щодозволяють збирати необхідні дані комерційного обліку з:

- лічильників електроенергії серії АЛЬФА (АЛЬФА Плюс, Євроальфа, АЛЬФА А1000), об'єднаних або через мультиплексори-розширники МПР-16 (необов'язковий елемент) або через інтерфейси в різних комбінаціях з набору: RS-232, RS-485, RS-422, «струмова петля» (ІРПС);
- пристроїв збору й передачі даних (ПЗПД) (необов'язковий елемент) серії RTU-300, ПЗПД можуть бути зв'язані в мережу на основі інтерфейсу RS-485 (Ethernet) і забезпечують збір даних з лічильників з цифровим або імпульсним (телеметричним) виходом;
- інших комплексів апаратно-програмних засобів для обліку електроенергії.

Передача даних може бути здійснена як безпосередньо з ПЗПД або лічильників, так і іншими способами (наприклад, за лініях зв'язку з використанням модемів, радіомодемів, по обчислювальних мережах).

На кожному з центрів збору й обробки можуть бути сформовані розрахункові групи лічильників. Групи мають період дії і складаються з попередженням (заздалегідь).

Програмне забезпечення дозволяє формувати розрахункові групи з лічильників, установлених на різних об'єктах. Програмне забезпечення розрахункового сервера робить автоматичні розрахунки по групах лічильників з урахуванням повноти даних, що прийшли, і автоматичні дорозрахунки.

Для безпосереднього опитування окремих ПЗПД, або опитування лічильників, що підключені до одного мультиплектору (наприклад, в випадку ушкодження лінії зв'язку), передбачається використання переносного портативного комп'ютера типу Notebook з наступним завантаженням даних у центр збору і обробки даних.

ІВК «Альфа ЦЕНТР» вирішує наступні завдання:

- вимір параметрів, зазначених в таблиці 7.1;
- автоматичні розрахунки відповідно до описів розрахункових груп і відповідних їм описам тимчасових зон;
- ведення архівів за результатами розрахунків;
- діагностика повноти даних;
- підтримка єдиного системного часу з метою забезпечення синхронних вимірів;

відстеження перевищення потужності заданих лімітів.

Для захисту вимірювальних даних і параметрів комплексу від несанкціонованих змін передбачена багаторівнева система захисту.

Усі види прикладного ПЗ передбачають автоматичний рестарт після провалля – поновлення живлення.

Таблиця 7.1 Параметри, вимірювані ІВК «Альфа ЦЕНТР»

Найменування параметра	Примітка
Показання лічильників	Розрахунок здійснюють по активній і реактивній енергії в двох напрямках
Середні потужності на інтервалі усереднення 1/3/5/10/15/30 хв.	Розрахунок здійснюють по активній і реактивній енергії в двох напрямках. При цьому з різних точок обліку можуть зніматися профілі з різним інтервалом усереднення, але комерційний інтервал устанавлюється єдиний на всю систему
Максимальна середня потужність на комерційному інтервалі з урахуванням тимчасових зон	Розрахунок здійснюють по розрахункових групах з розкладкою по часових зонах. Часові зони можуть призначатися з дискретністю до 1 хвилини. Варіантів розбивки доби на часові зони може бути не обмежена кількість (варіанти часових зон). Прив'язка варіантів часових зон здійснюється до розрахункових груп
Споживання активної і реактивної енергії за добу, місяць, рік	Розрахунок здійснюють по групах в цілому і з розкладкою по часових зонах
Індикація ряду параметрів якості електричної енергії	Для безпосереднього опитування лічильників АЛЬФА і Євроальфа (минаючи ПЗПД), без нормування точності: частота, фазні струми і напруги, фазні кути зсуву між струмами і напругою, фазна потужність

Для забезпечення високого ступеня працездатності комплекс здійснює вбудований контроль працездатності і фіксує всі випадки несправності у власному журналі подій.

Усі кабелі, що приходять на лічильник від вимірювальних трансформаторів і сигнальні кабелі від лічильника, кросуються в відсіку лічильника, що пломбується.

В рамках системи виділяють 4 варіанти автоматизації об'єктів.

Розглянемо два з них.

1. Об'єкт з лічильниками, об'єднаними по інтерфейсу RS-485 (рис. 7.8). Лічильники об'єднані за інтерфейсу «струмова петля» на мультиплексор (типу МПР-16) або на загальну шину за RS-485. Між лічильниками і центром збору немає зв'язку.

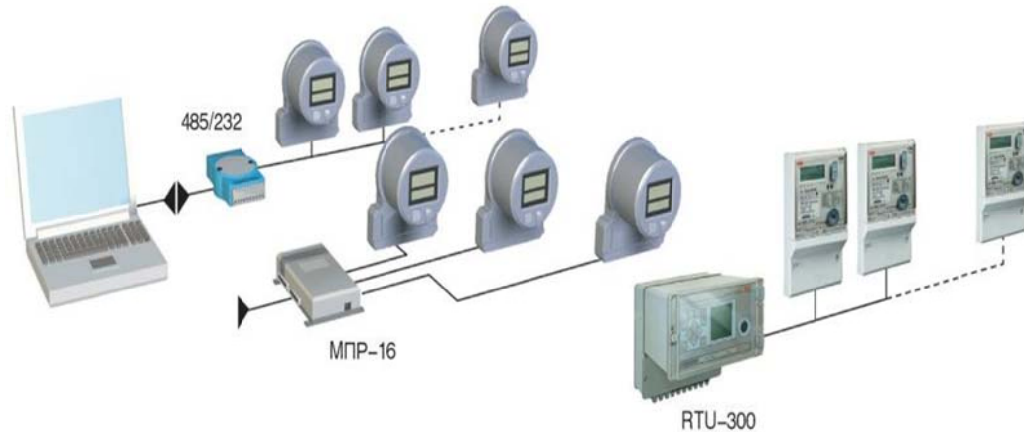


Рисунок 7.8. – Перший варіант схеми автоматичного обліку

Опитування виконують за допомогою програми, розміщеної у переносному комп'ютері, що формує файл результатів опитування. На сервері збору даних програмні модулі, що формують файл-завдання на опитування, завантажують інформацію в основну БД.

Синхронізація часу лічильників відбувається в процесі опитування переносного комп'ютера. Синхронізація часу комп'ютера виконується сервером БД у момент прийому файлів завдань на опитування лічильників.

2. Вузол збору і обробки даних з лічильників за прямих лініях на базі комп'ютера (рис. 7.9).

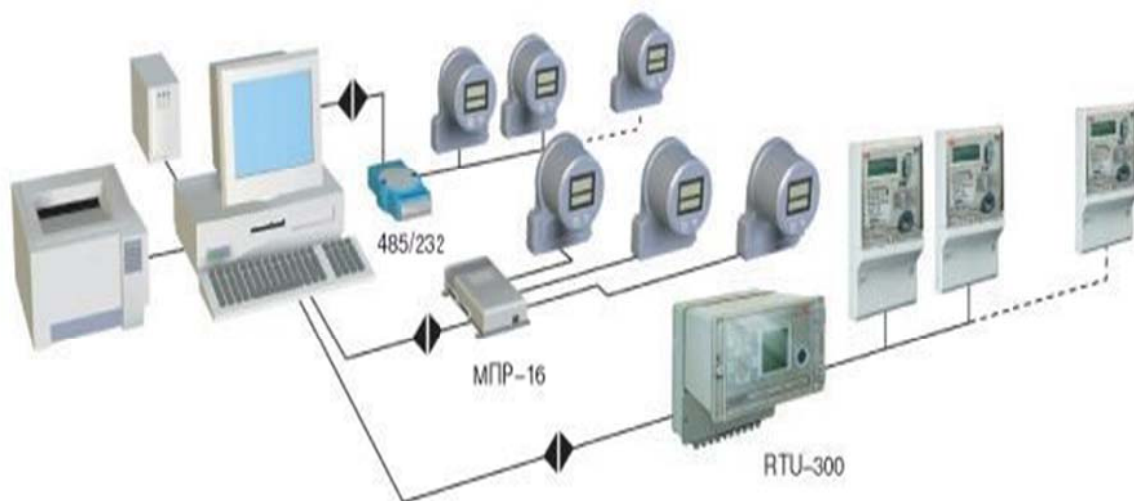


Рисунок 7.9. – Другий варіант схеми автоматичного обліку

На локальному комп'ютері відбувається збір даних з заданим періодом. На ньому ж відбувається їхня обробка. Залежно від кількості користувачів, кількості лічильників і інтервалів їхнього профілю, кваліфікації користувачів, складності математичної обробки та ін. Локальна БД може функціонувати або під MS Access, або під СУБД ORACLE8.X.

Збір даних в центральну БД відбувається періодично. Первинна інформація для центральної БД зчитується прямо з лічильників. Синхронізація часу на лічильниках здійснюється по годиннику або переносного, або локального комп'ютера [89-97].

7.6. Система дистанційного обліку енергоресурсів DATAGYR C2000

Фірма Landis & Gyr (Швейцарія) давно і з успіхом використовує комплексний системний підхід до розробки і впровадження систем АСКОЕ. Пропоновані фірмою технічні рішення дозволяють побудувати систему АСКОЕ будь-якого рівня, починаючи від обліку міжсистемних перетоків на ПЛ надвисокої напруги і закінчуючи побутовими споживачами. Класична розробка компанії Landis & Gyr – система дистанційного обліку енергоресурсів DATAGYR C2000.

Система являє собою програмно-технічний комплекс засобів для

дистанційного енергообліку, керування навантаженням і тарифами. Простота використання досягається за допомогою дружнього графічного інтерфейсу користувача. Модульна побудова програмного забезпечення і потужна апаратна платформа становлять базу цієї перспективної системи. Система DATAGYR C2000 збирає дані з приладів обліку, передає їх каналами зв'язку в центральну станцію (ЦС) і зберігає в реляційній базі даних, а також обробляє дані і видає результат. В складних ієрархічних системах з багаторівневим обліком використовують кілька комп'ютерів, один з яких обирається головним – центральним сервером системи. Дані на об'єктах збираються за допомогою віддалених терміналів системи – транскодерів, що здійснюють також первинну обробку інформації і передачу її каналами зв'язку в ЦС, де виконуються:

- перевірка технічного стану лічильників, транскодерів, мережі передачі даних з видачею сигналів тривоги в випадку виникнення збоїв;
- математичні обчислення і статистичний аналіз, що дозволяють на основі показань лічильників вести розрахунки за перетікання енергії з іншими енергетичними комплексами, визначати усереднену потужність і споживання електроенергії, вести аналіз зібраних моделей, статистики споживання і прогнозів навантаження;
- вибір тієї або іншої тарифної програми.

Результати обробки інформації видають в табличній і графічній формах. Є гнучкі засоби формування звітів по групах споживачів і по системі в цілому для звітних інтервалів часу і різних інтеграційних періодів. Система видає також користувачеві інформацію про свій стан і команди на віддалені термінали. Це реалізується шляхом використання мови структурованих запитів до бази даних SQL. В якості ЦС використовують альфа-станцію виробництва фірми DEC, що працює під керуванням 64– розрядної операційної системи Digital UNIX. Для запису і зберігання даних використовують реляційну базу даних ORACLE. Комплекс програмних засобів системи DATAGYR C2000 містить наступні основні блоки:

- блок конфігурування системи, що визначає користувачів системи і їхні паролі (передбачений різний рівень доступу до системи для різних типів користувачів), склад віддалених терміналів системи і їхніх параметрів, списки даних, лінії зв'язку з віддаленими терміналами (задаються тип і параметри), системні пристрої, яким будуть видаватися повідомлення, описуються інші елементи системи (приймач сигналів точного часу);

- блок контролю технічного стану системи і обробки сигналів тривоги з лічильників і транскодерів;

- планувальник, що визначає порядок виконуваних системою автоматичних дій, в тому числі збір даних, запис у базу даних, обробку, експорт і импорт даних і складання звітів;

- блок формування тарифів;

- блок формування звітів і графіків;

- блок ведення журналу системних повідомлень;

- блок комунікацій за протоколом SCTM.

Система являє собою складний комплекс різних пристроїв, синхронно взаємодіючих один з одним під керуванням центрального сервера:

- центральні і регіональні станції;

- транскодери – віддалені термінали, зв'язані через канали зв'язку з ЦС;

- лічильники, що передають інформацію в транскодер.

Регіональні і центральні станції (альфа-станції фірми DEC з потужним продуктивним 64-розрядним процесором і 64-розрядною операційною системою Digital UNIX) забезпечує істотне підвищення швидкості обробки графічної інформації й роботи з базою даних. Станції оснащують розширювачем портів з інтерфейсом SCSI, що дозволяє підключати до нього різноманітне периферійне устаткування (модеми для виділених ліній зв'язку, що комутуються, частотно-модульований канал, принтери, приймач сигналів точного часу).

Транскодери FAG і FBC – універсальні прилади, що служать для збору,

обробки, зберігання і передачі даних з первинних приладів обліку – лічильників. Транскодери дозволяють мати від 16 до 144 каналів обліку залежно від набору вхідних модулів. Транскодер FAG зібраний на одному шасі і складається з різних зйомних модулів, з'єднаних між собою шиною даних. Набір використовуваних модулів визначається конкретними умовами застосування системи.

Пристрій може мати наступні модулі: до чотирьох вхідних (імпульсних або послідовних), частотно-модульованого каналу для передачі даних за виділених лініях у вузькій смузі частот, радіогодинника для одержання сигналів точного часу і синхронізації, запису даних про електроспоживання на чип- карту ємністю 4 Мб (строк зберігання до 999 днів). Збір даних з лічильників здійснюється як через імпульсні виходи, так і через послідовний інтерфейс RS-485, що забезпечує щохвилинне опитування оригінальних показань регістрів лічильників за протоколом STOM (Serial Transmission Original Metering).

Імпульсний вхідний модуль дозволяє обробляти до 20 імпульсних каналів обліку. Імпульси після вхідного контролю підсумуються, визначаються хвилинні значення електроенергії, при необхідності здійснюється підсумовування даних по окремих приладах обліку або інших обчислень, потім визначаються середні значення за інтеграційний період і дані записуються в циклічний буфер пам'яті.

Модуль послідовних входів має біля шести ліній, до кожної з яких можна підключити порядку восьми лічильників, обладнаних інтерфейсом RS-485, що передають оригінальні показання рахункових механізмів по протоколу STOM. Один послідовний модуль здатний обробляти до 36 регістрів лічильників.

Транскодер FAG посилає щохвилини команду на підключені лічильники, по якій показання «заморожуються» (фіксуються) і пересилаються у відповідні регістри лічильника. Потім ці регістри послідовно один за одним опитуються і показання передаються для

подальшої обробки.

Цей принцип має переваги: при виникненні збоїв у лінії зв'язку з лічильників не потрібно корегувати показання транскодера (як це було б у випадку імпульсної передачі), оскільки після відновлення порушеного зв'язку транскодер продовжує працювати з оригінальними поточними показаннями лічильника. Крім того, істотно заощаджуються витрати праці на прокладання кабелів: для передачі даних 36 регістрів потрібно всього один кабель (дві кручені пари).

Синхронізація може здійснюватися трьома способами:

- від радіогодинника, що приймає сигнали точного часу;
- від внутрішніх годинників приладу, які можна установлювати вручну або від радіогодинника;
- за командою з ЦС.

Прилад дозволяє одночасно працювати з даними по трьох інтеграційних межах.

Пристрій може мати до чотирьох комунікаційних портів RS-232 для передачі даних в ЦС частотно-модульованим каналом або через модеми виділеними лініям зв'язку або тими, що комутуються. Для параметрування транскодера використовують сервісну програму, що функціонує на звичайному портативному комп'ютері, який підключають до транскодеру через інтерфейс RS-232.

У системі DATAGYR C2000 використовують комбіновані електронні лічильники Z.B і Z.V/Z.V.

Лічильники Z.B обладнані імпульсним виходом і виходом типу «струмова петля» (стандарт МЭК1107), вимірюють активну й реактивну енергію в двох напрямках з розбивкою по чотирьох квадрантах і усередненій максимальній потужності. Клас точності 0.5, 1.0, 2.0.

Вимірювальний елемент являє собою датчик Холу (використовується метод прямого виміру електромагнітного поля й потужності). Передбачено зберігання профілів навантаження в пам'яті лічильника протягом 200 днів

(15- ти хвилинні значення) і робота з декількома тарифами. Лічильники підключають до імпульсного входу транскодера.

Лічильники Z.V/Z.V призначені для виміру більших значень електроенергії, мають клас точності 0,2s і 0,5s. Активну й реактивну енергії вимірюють у двох напрямках з розбивкою по чотирьох квадрантах. В лічильник Z.V додатково вимірює втрати активної і реактивної енергії, що дозволяє більш точно вести облік електроенергії.

В вимірювальних елементах реалізовано принцип широтно-частотної модуляції. Коректна робота лічильника забезпечується при наявності напруги хоча б на одній фазі. Основне живлення здійснюється безпосередньо від вторинної обмотки вимірювального трансформатора. Разом з тим передбачене резервне живлення, що дає можливість зберігати інформаційний зв'язок з лічильником навіть в випадку повного обриву в ланцюгах вимірювальних трансформаторів.

Основна відмінність лічильників Z.B від Z.V/Z.V полягає в наявності послідовного інтерфейсу RS-485, за яким здійснюється двосторонній обмін даними і командами між лічильником і транскодером відповідно до протоколу STOM. Наявність протоколу обміну на порядок підвищує надійність і точність передачі даних у порівнянні з традиційним імпульсним способом.

Загальним для всіх лічильників фірми Landis & Gyr є наявність оптичного порту, через який за допомогою оптичної головки і персонального комп'ютера можна зчитувати дані і параметрувати прилад за допомогою сервісної програми.

В системі DATAGYR C2000 існують три шляхи обміну даними.

Лічильник – транскодер. Дані передаються, як правило, по території підстанцій або електростанцій при наявності електромагнітних полів, що створюють сильні перешкоди для проходження сигналу. В цих умовах імпульсна передача (особливо якщо відстань між лічильником і транскодером велика) не завжди забезпечує необхідну надійність. При будь-

якому збої в передачі імпульсів потрібне ручне узгодження даних лічильника і транскодера, тому потрібен постійний контроль з боку персоналу і періодичне звіряння показань лічильників і транскодерів.

Транскодер – комп'ютер. Обмін даними між транскодером і комп'ютером здійснюється за кожним з двох можливих протоколів:

- SCTM (Serial Coded Tele Metering);
- IEC 870-5-102.

Дані від віддалених терміналів в ЦС передаються як за виділеними, так і комутованими каналами зв'язку. Лінії зв'язку можуть бути будь-якої природи: оптоволокну, ВЧ-зв'язок за ЛЕП, радіозв'язок, телефонна мережа загального користування та ін.

Комп'ютер – комп'ютер. В системі, що складається з декількох комп'ютерів, обмін даними організується засобами системи UNIX і програмного забезпечення DATAGYR C2000. Міжмашинний обмін інформацією каналами зв'язку здійснюється за протоколом SLIP (Serial Line Internet Protocol) [89-97].

Контрольні питання до розділу 7

1. Охарактеризуйте сучасні високоточні електронні лічильники-датчики.
2. Поясніть роботу мікропроцесорних лічильників концерну «ЕНЕРГОМЕРА».
3. Поясніть роботу мікропроцесорного лічильника електричної енергії АСКОЕ фірми «ELSTER METRONICA «АЛЬФАМЕТ».
4. Поясніть роботу АСКОЕ фірми «ELSTER METRONICA «АЛЬФА СМАРТ».
5. Поясніть роботу АСКОЕ фірми «ELSTER METRONICA» АЛЬФА ЦЕНТР.
6. Охарактеризуйте Систему дистанційного обліку енергоресурсів DATAGYR C2000.

ЛІТЕРАТУРА

1. Конспект лекцій з дисципліни „Ринок енергії” для студентів напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» денної та заочної форм навчання / Н.І.Кулик, Рівне: НУВГП, 2017. – с. 52.
2. Федішин Б.П. Економіка енергетики. Навчальний посібник для студентів енергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів. – Тернопіль, 2003 – 182 с.
3. Энергетический менеджмент / А.В. Праховник, А.І. Соловей, В.В. Прокопенко и др. – К.: ІЕЕ НТУУ „КПІ”, 2001. – 472 с.
4. Енергетика України. Виклики та ініціативи / Омельченко В., Чекунова С., Білявський М. Київ: Центр Разумкова, 2020. - 63 с.
5. Халатов А.А. Енергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи // А.А. Халатов. - Вісн. НАН України. – 2016. - № 6. – С. 53-61.
6. Постанова від 5 травня 2000 р. N 755 Про утворення державного підприємства "Енергоринок".
7. Маркевич К. Ціноутворення на енергетичних ринках: досвід ЄС та України. / К.Маркевич, В.Омельченко//Аналітична доповідь. – Київ: Заповіт, 2016. – 56с.
8. Фінальний варіант проекту Енергетичної стратегії України на період до 2035 року, 09.06.2015
<http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>
9. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. Схвалена Розпорядженням КМУ №1071 від 24.07.2013. <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/n0002120-13/para3#n3>
10. Закон України и «Про ринок електричної енергії»
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text>
11. Energy Technology perspectives 2012. Pathway to a Clean Energy System, IEA, 2012
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ETP2012_free.pdf

12. Krzysztof Gierulski. Energy Efficiency Indicators in the EU. SGUA, презентація 13.10.2015.
13. EU Energy in Figures. Statistical Pocketbook 2014.
14. Матеріали Міжнародної Асоціації централізованого енергопостачання (International District Energy Association) <http://www.districtenergy.org/blog/2015/07/14/13939/energiewende-2050-targets-schope-2015-chart/>
15. Renewables 2015. Global Status Report <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>
16. IRENA (2014), REmap 2030: A Renewable Energy Roadmap, June 2014. http://www.irena.org/remap/IRENA_REmap_Report_June_2014.pdf
17. Go 100% Renewable Energy project <http://www.go100percent.org/cms/index.php?id=19>
18. A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050. COM(2011) 112 final, 8.3.2011 <http://eurlex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:5db26ecc-ba4e-4de2-ae08-dba649109d18.0002.03/D0C1&format=PDF>
19. Energy Roadmap 2050. COM(2011) 885 final, 15.12.2011. <http://eurlex.europa.eu/legalcontent/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0885&from=EN>
20. Гелетуха Г.Г., Железна Т.А., Дроздова О.І. Аналіз основних положень Дорожньої Карти ЄС з енергетики до 2050 року // Промислова теплотехніка. - 2012, т. 34, № 6, с.64-69.
21. RE-Thinking 2050. A 100% Renewable Energy Vision for the European Union. EREC, 2010. http://www2.warwick.ac.uk/fac/soc/csgr/green/foresight/energyenvironment/2010_erec_rethinking_2050.pdf
22. World Energy Scenarios. Composing energy futures to 2050. Prepared by World Energy Council, 2013. <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/World-Energy-Scenarios-Composing-energy-futures-to-2050-Full-report.pdf>
23. Енергетичний баланс України за 2019 рік. Експрес-випуск

Державної служби статистики України від 28.11.2019 № 510/0/08.4вн-14.

24. Постанова КМУ № 902-р від 01.10.2014 «Про Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року»
<http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80>

25. Energy Strategy 2050 - from coal, oil and gas to green energy (Denmark), 2011. <http://www.efkm.dk/sites/kebmin.dk/files/news/from-coal-oil-and-gas-to-green-energy/Energy%20Strategy%202050%20web.pdf>

26. Організаційні основи енергозабезпечення підприємств: Конспект лекцій / Укладачі: М.І. Сотник, С.О. Хованський. – Суми: Вид-во СумДУ, 2009. – 132 с.

27. Мельник Л.Г., Карінцева О.І., Сотник І.М. Економіка енергетики: Навч. посібник. - Суми: ВТД „Університетсь-ка книга”, 2006. - 238 с.

28. Новий ринок електроенергії. Аналіз першого року діяльності та проблемні питання/ Київ: Центр Разумкова, 2020. - 20 с. <https://zakarpat.energy/upload/iblock/9b0/9b0e404e9b2b04df426836286cc74ff7.pdf>

29. Басова Т.Ф., Кожевников Н.Н., Леонова Э.Г. Экономика и управление в энергетике. - М.: Академия, 2003. –384 с.

30. Renewables 2015. Global Status Report <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>

31. IRENA (2014), REmap 2030: A Renewable Energy Roadmap, June 2014. http://www.irena.org/remap/IRENA_REmap_Report_June_2014.pdf

32. *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*. COM(2011) 112 final, 8.3.2011 <http://eurlex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:5db26ecc-ba4e-4de2-ae08-dba649109d18.0002.03/D0C1&format=PDF>

33. *RE-Thinking 2050*. A 100% Renewable Energy Vision for the European Union. EREC, 2010. http://www2.warwick.ac.uk/fac/soc/csgr/green/foresight/energyenvironment/2010_erec_rethinking_2050.pdf

34. World Energy Scenarios. Composing energy futures to 2050. Prepared by World Energy Council, 2013. <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/World-Energy-Scenarios-Composing-energy-futures-to-2050>

Full-report.pdf

35. Постанова КМУ № 902-р від 01.10.2104 «Про Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року»
<http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80>

36. Energy Strategy 2050 - from coal, oil and gas to green energy (Denmark), 2011. [http://www.efkm.dk/sites/kebmin.dk/files/news/from-coal-oil-and-gas-to-green-energy/Energv%20Strategv%202050%20web.pdf](http://www.efkm.dk/sites/kebmin.dk/files/news/from-coal-oil-and-gas-to-green-energy/Energiv%20Strategv%202050%20web.pdf)

37. Закон України «Про ринок електричної енергії»
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text>

38. Директива з маркування етикеткою енергетичної ефективності 2010/30/EU <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010L0030&from=EN>

39. Eurostat news release 43/2015 of 10.03.2015 <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/6734513/8-10032015-AP-EN.pdf/3a8c018d-3d9f-4f1d-95ad-832ed3a20a6b>

40. Sweden to become one of world's first fossil fuel-free nations
<http://ecowatch.com/2015/09/25/%E2%80%8Bsweden-fossil-fuel-free/>

41. Закон України «Про альтернативні джерела енергії»
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15#Text>

42. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Розвиток інтелектуальних електричних мереж України на основі положень концепції Smart Grid//Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. Спец. вип. – К.: ІЕД НАН України, 2012. – С. 5–13.

43. Пивняк Г. Г. Автоматизация однородных объектов управления / Г. Г. Пивняк, Н. І. Стадник, В. В. Ткачев. – Днепропетровск: Национальный горный университет, 2007. – 160 с. – (Монографія).

44. Технічні засоби автоматизації / [В. В. Ткачов, М. І. Стадник, В. І. Шеченко та ін.]. – Дніпро: НТУ «Дніпровська політехніка», 2018. – 142 с. – (Навчальний посібник).

45. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Розвиток

інтелектуальних електричних мереж України на основі положень концепції Smart Grid//Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. Спец. вип. – К.: ІЕД НАН України, 2012. – С. 5–13.

46. Денисюк С. П. Технологічні орієнтири реалізації концепції Smart Grid в електроенергетичних системах/С.П/ Денисюк//Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2014. – № 1. – С. 7–20.
www.oe.energy.gov/Smart Grid.htm

47. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення//Техн. електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.

48. Стаднік, А. А. Видмиш. // Техніка, енергетика, транспорт АПК. – 2018. – С. 98–104.

49. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі: світовий досвід і перспективи України//Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. Спец. вип. Ч. 1. – К.: ІЕД НАН України, 2011. – С. 5–20.

50. Технічні засоби автоматизації / [В. В. Ткачов, М. І. Стадник, В. І. Шеченко та ін.]. – Дніпро: НТУ «Дніпровська політехніка», 2018. – 142 с. – (Навчальний посібник).

51. Конституція України
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/254%D0%BA/96%D0%B2%D1%80#Text>

52. Нова Енергетична стратегія України: безпека, енергоефективність, конкуренція, 07.08.2015 <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>

53. The All-of-the-above Energy Strategy (USA) https://www.whitehouse.gov/sites/default/files/docs/clean_energy_record.pdf, <http://sae.gov.ua/uk/news/935>

54. Очікуваний національно-визначений внесок України
http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published%20Documents/Ukraine/1/150930_Ukraine_INDC

.pdf

55. Energy scenario for Sweden 2050, IVL Swedish Environmental Research Institute,

2011 http://www.wwf.se/source.php/1409709/Energiv%20Scenario%20for%20Sweden%202050_bakgrund_srapport%20IVL_sep%202011.pdf

56. <http://motherboard.vice.com/read/california-will-run-on-100-percent-clean-energy-by-2050-stanford-professor-says>

57. <http://ecowatch.com/2015/06/11/hawaii-renewable-energy-standard/>

58. <http://www.iea.org/newsroomandevents/graphics/20150909-china-electricity-generation-by-source-and-co2-intensity.html>

59. Energieperspektiven 2050 Zusammenfassung, Swiss Energy Agency, 2013 <http://energytransition.de/>

60. House Bill 623, Hawaii, 2015 http://www.capitol.hawaii.gov/session2015/bills/HB623_CD1_.HTM

61. Волянський Р.С. Конспект лекцій з дисципліни “Системи вимірювання, обліку та керування енерговикористанням” для студентів спеціальності 141-“Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка” /Дніпродзержинськ, ДДТУ, 2016.- 120 с.

62. Організаційні основи енергозабезпечення підприємств: Конспект лекцій / Укладачі: М.І. Сотник, С.О. Хованський. – Суми: Вид-во СумДУ, 2009. – 132 с.

63. «Інтелектуальні системи в електроенергетиці. Теорія та практика: навчальний посібник. / Стаднік М. І., Видмиш А. А., Штуць А. А., Колісник М. А. Вінниця: ТОВ «ТВОРИ», 2020. 332 с.

64. Кобец Б. Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. – М.: ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.

65. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні//Техн. електродинаміка. – 2012. – № 5. – С. 52–67.

66. Анохин П.К. Принципиальные вопросы общей теории функциональных систем; 1973 год (<http://www.raai.org/library/books/anohin/anohin.htm>).
67. Егоров А.А. Интеллектуальная энергетика: мифы и реальность//Автоматизация и IT в энергетике. – 2011. – № 12. – С. 15–22.
68. Сучасні прилади контролю та обліку електроенергії/Д. М.Калюжний, П. П. Рожков, С. Е. Рожкова, Д. В. Бородін. – Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2017. – 343 с. – (Навчальний посібник).
69. Денисюк С. П. Технологічні орієнтири реалізації концепції smart grid в електроенергетичних системах/П. Денисюк.//Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2014. – С. 7–20.
70. Рожков П. П. Контроль та облік електричної енергії/П. П. Рожков, С.Е. Рожкова. – Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2018. – 107 с. – (Конспект лекцій).
71. Technology Roadmap Smart Grids. – Paris: OECD/IEA, 2011. – 52 p.
72. Стасюк О. І. Принципи і методи комп'ютерної інтелектуалізації мереж електропостачання залізниць/О. І. Стасюк, Л. Л. Гончарова.//інформаційно – керуючі системи на залізничному транспорті. – 2016. – №6. – С. 10–18.
73. Коцар О.В., Расько Ю.О. Формування інформаційного забезпечення комерційних розрахунків в ОРЕ України//Енергетика: економіка, технології, екологія. 2014. – №3 – С.38 – 45.
74. Праховник А.В., Коцар О.В., Прокопєць В.І. Сучасні принципи побудови АСКОЕ суб'єктів ОРЕ та АСКОЕ споживачів в умовах енергоринку України//Енерг. и электрификация, 2006. – №4 – С.2 – 7.
75. Коцарь О.В. Базовые технические решения при построении распределенных АСКУЕ//Метрологічне забезпечення обліку електричної енергії в Україні. 5-а Науково- практична конференція – Матеріали, Київ, 2005. – С.126 – 133.
76. Калетнік Г. М. Біопалива. Ефективність їх виробництва та

споживання в АПК України. / Г. М. Калетнік, В. М. Пришляк. – Вінниця: ВНАУ, 2008. – 192 с. (Навчальний посібник).

77. EPRI's IntelliGridSM initiative. [Electronic resource] – Mode of access: <http://intelligrid.epri.com>

78. Стаднік М. І. Дослідження пуску стрічкових конвеєрів / М. І. Стаднік, А. А. Видмиш. // Техніка, енергетика, транспорт АПК. – 2018. – С. 98–104.

79. Рубаненко О. О. Аналіз роботи ВДЕ в розподільних мережах та шляхи компенсації їх нестабільності / О. О. Рубаненко, В. П. Янович, А. А. Видмиш. // Вісник Хмельницького національного університету. – 2019. – С. 263–268.

80. Strategic Research Agenda Update of the Smart Grids. SRA 2007 for the needs by the year 2035. – 2012. 72 p. [Electronic resource] – Mode of access: <http://www.Smart Grids.eu/documents/sra2035.pdf>

81. Праховник А.В., Коцар О.В. Визначення обсягів метрологічної атестації під час побудови АСКОЕ суб'єктів ринку електричної енергії України//Український метрологічний журнал, 2009. – №2 – С.15 – 28.

82. Коцарь О.В. Применение АСКУЕ для контроля текущих параметров режимов электропотребления на промышленных предприятиях//Энерг. и электрификация, 2004. – №6 – С.24 – 29.

83. Grid 2030: A national vision for electricity's second 100 years. – Office of Electric Transmission and Distribution, United States Department of Energy. – July 2003. – 89 p.

84. Коцарь О.В., Мазан В.В. Некоторые особенности создания АСКУЕ электроэнергетических компаний//Энерг. и электрификация, 2003. – №9 – 10 – С.37 – 46.

85. Коцар О.В., Романько В.М. Методи та засоби синхронізації вимірювань під час диференційованого обліку електричної енергії в ОРЕ України//Український метрологічний журнал, 2009. – №4 – С.8 – 16.

86. Проблеми створення шкали єдиного часу вимірювальних систем

электроэнергетики Украины/О.С.Клейман, О.В.Коцар, П.О.Кравченко та ін.//Энерг. и электрификация, 2007. – №1 – С.42 – 49.

87. Праховник А.В., Коцар О.В. Концептуальні підходи до забезпечення стійкого функціонування АСКОВЕ в умовах РДДБР/Метрологічне забезпечення обліку електричної енергії в Україні//VIII Науково-практична конференція – Матеріали, Київ, 2011. – С.7 – 28.

88. Правила Оптового ринку електроенергії України (Правила ринку). Додаток 2 до Договору між членами Оптового ринку електроенергії/Затв. Радою Оптового ринку електроенергії України 02.10.1997 р.

89. Рожков П. П. Контроль та облік електричної енергії: конспект лекцій (для студентів денної та заочної форм навчання освітнього рівня «магістр» за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітні програми «Електротехнічні системи електроспоживання» та «Електротехнічні системи електроспоживання (освітньо-наукова)») / П. П. Рожков, С. Е. Рожкова. – Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 107 с.

90. Эксплуатационная документация многофункционального счетчика электрической энергии типа АЛЬФА. АББ ВЭИ «Метроника». – М. : Метроника, 1995. – 32 с.

91. ЕвроАЛЬФА (Многофункциональный микропроцессорный счетчикэлектрической энергии). Руководство по эксплуатации. Вер. 0.96. АББ ВЭИ «Метроника». – М. : Метроника, 1997. – 42 с.

92. Дельта – новый микропроцессорный счетчик для бытового потребителя. Новые решения в учете электроэнергии. АББ ВЭИ «Метроника». –М. : Метроника, 1999. – № 2. – С. 6–9.

93. Альфа А1000 – счетчик нового тысячелетия. Новые решения в учете электроэнергии. – М.: Метроника, 2000. – № 7. – С. 20.

94. АЛЬФА А1200 Новый микропроцессорный счетчик

электроэнергии Эльстер Метроника // Измерение.RU, 2002. – № 6.
–С. 18–20

95. Счетчик АЛЬФАПлюс – коммерческий учет и контроль ПКЭ.
Новые решения в учете электроэнергии // АББ ВЭИ «Метроника», М. :
Метроника, 1999. – № 4. – С. 12–14.

96. Специальное предложение. Счетчик АЛЬФАПлюс А2R-0L-C8-T-
635. Новые решения в учете электроэнергии // АББ ВЭИ «Метроника». –
М. : Метроника, 2000. – № 1. – С. 20.

97. Голуб В. Электронные счетчики электроэнергии и измерительные
трансформаторы тока / В. Голуб // CHIP NEWS Украина, 2004. – №
7. – С. 10–17.

НАВЧАЛЬНЕ ВИДАННЯ

Касаткіна Ірина Віталіївна
Бойко Сергій Миколайович
Жуков Олексій Анатолійович

КОНТРОЛЬ ТА ОБЛІК СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Навчальний посібник

Підписано до друку _____
Формат х / . Ум. др. арк.
Тираж 300 прим.