

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЦЕНТРАЛЬНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ

Факультет
автоматики та енергетики

Кафедра електротехнічних
систем та енергетичного
менеджменту

ІНФОРМАЦІЙНО-КЕРУЮЧІ КОМПЛЕКСИ ТА СИСТЕМИ

*методичні рекомендації до самостійної
роботи та виконання контрольних робіт*

*для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня зі
спеціальності 141 "Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка" (освітні програми "Електротехнічні системи
електроспоживання" та "Енергетичний менеджмент")*

Кропивницький
2022

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЦЕНТРАЛЬНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ

Факультет
автоматики та енергетики

Кафедра електротехнічних
систем та енергетичного
менеджменту

ІНФОРМАЦІЙНО-КЕРУЮЧІ КОМПЛЕКСИ ТА СИСТЕМИ

***методичні рекомендації до самостійної
роботи та виконання контрольних робіт***

*для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня зі
спеціальності 141 "Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка" (освітні програми "Електротехнічні системи
електроспоживання" та "Енергетичний менеджмент")*

Затверджено
на засіданні кафедри
електротехнічних систем та
енергетичного менеджменту
Протокол № 13 від 05.05.2022 р.

Кропивницький
2022

Інформаційно-керуючі комплекси та системи: методичні рекомендації до самостійної роботи та виконання контрольних робіт для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня зі спеціальності 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" (освітні програми "Електротехнічні системи електроспоживання" та "Енергетичний менеджмент") / [уклад.: Н.Ю. Гарасьова, К.Г. Петрова, І.В. Савеленко], Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2022. – 54 с.

Укладачі: Н.Ю. Гарасьова – доц., к.т.н., доц. каф. ЕТС та ЕМ
К.Г. Петрова – доц., к.т.н., доц. каф. ЕТС та ЕМ
І.В. Савеленко – доц., к.т.н., доц. каф. ЕТС та ЕМ

Рецензент: В. В. Клименко – д.т.н., проф.каф. ЕТС та ЕМ ЦНТУ

© Гарасьова Н.Ю., Петрова К.Г.,
Савеленко І.В. 2022
© Центральноукраїнський
національний технічний університет,
2022

Зміст

Вступ	5
1. Загальні методичні вказівки по вивченню курсу	6
2. Зміст та робоча програма курсу	7
2.1. Питання до екзаменаційних білетів з дисципліни	9
2.2. Перелік лабораторних робіт	14
2.3. Короткі теоретичні відомості	14
3. Методичні вказівки до контрольних завдань	23
4. Завдання для контрольних робіт	41
Література	52
Додаток А	53
Додаток Б	54

Вступ

Облік витрат електроенергії має істотне значення для систематичного контролю електроспоживання, аналізу результатів використання електроенергії, введення науково - обґрунтованого нормування планування і прогнозування її споживання.

Облік витрати електроенергії на різні виробничі процеси допомагає розкрити нові резерви економії і поліпшити енергетичні показники підприємства.

Якщо виділити окремі характерні особливості, що визначають основні принципи формування тарифів на електроенергію, можна відзначити важливе значення електроенергії для економіки країни. Крім того необхідно зазначити її вплив на суспільство (практично жодна діяльність не може бути організована без електроенергії).

Електрична енергія вимагає дуже складної організації процесу. Вона має сильний технологічний фактор впливу на оточуюче природне середовище, через теплові, газові, пилові шкідливі викиди. Неможливість накопичення електроенергії у великих об'ємах, тому що генерація енергії і її використання має бути практично одночасним призводить до необхідності створення розгалуженої об'єднаної системи електричних мереж передачі енергії від генеруючих потужностей до споживачів.

Складний взаємозв'язок між суб'єктами ринку енергії і об'єднаною енергосистемою формує декілька задач, що потребують постійного вирішення. До них можна віднести формування балансу попиту – пропозиції, а також контроль за якістю електричної енергії.

1. Загальні методичні вказівки по вивченню курсу

Основна форма вивчення даного курсу – самостійна робота, що складається із елементів:

- вивчення матеріалу за допомогою підручників, навчальних посібників, спеціальної технічної літератури та технічної інформації на сайтах КНТУ або інших, що вказані в додатку А;
- самоперевірка по контрольним питанням, що приведені в методичних вказівках по темам курсу, контрольні питання можуть відповідати питанням екзаменаційних білетів;
- підготовка і виконання лабораторних робіт, що виконуються у відповідності з графіком;
- виконання контрольних робіт;
- комп'ютерне тестування по курсу.

У відповідності з учбовими планами на вивчення курсу вивчення поділяється на години самостійної роботи та години аудиторних занять, що складаються з лекційних та лабораторних занять. Передбачено виконання двох контрольних робіт на протязі семестру, контрольне тестування знань студентів за курс, 7 лабораторних робіт та підсумковий екзамен з дисципліни.

Приведений список літератури допоможе вивчити окремі питання. При вивченні матеріалу за підручником необхідно вести конспект, в який рекомендується вносити основну інформацію по принципу дії вимірювальних та інформаційно-вимірювальних систем, експлуатаційні характеристики обладнання для вимірювання електроенергії, схеми включення приладів при вимірюваннях.

2. Зміст та робоча програма курсу

№ теми	Назва теми та її зміст	Кількість годин	Кількість годин (сам. роботи)
1	Загальні відомості про інформаційно-керуючі комплекси та системи.	2	10
	Призначення та функції інформаційно-вимірювальних систем (ІВС). Способи класифікації інформаційно-вимірювальних систем. Узагальнена структурна схема ІВС. Структурні схеми передачі даних в інформаційно-вимірювальних системах ІВС. Застосування уніфікованих сигналів в інформаційно-вимірювальних системах ІВС.		
2	Основні принципи побудови систем обліку електроенергії		
	Основні принципи організації системи контролю, збору і обробки інформації. Основні вимоги до локального устаткування обліку електроенергії. Основні вимоги регіонального та центрального устаткування збору даних.	2	5
3	Правила користування електроенергією	2	10
	Взаємовідносини сторін при експлуатації електроустановок. Встановлення та експлуатація технічних засобів обліку і управління електроспоживанням. Відпуск електроенергії		

№ теми	Назва теми та її зміст	Кількість годин	Кількість годин (сам. роботи)
	споживачам та режими її споживання. Розрахунки за електричну енергію.		
4	Цифрові електронні прилади для обліку електроенергії	2	10
	Електронні лічильники електроенергії. Електронні лічильники з частотним виходом і механічним індикатором. Електронні лічильники з цифровим виходом і індикатором на рідких кристалах. Вимірювальні трансформатори - давачі напруги і струму. Технічна характеристика та функції пристрою збору та передачі даних маршрутизатор. Будова та принципи дії модуля "ПЗПД".		
5	АСКУЕ енергоринку	2	10
	Структура ринку електроенергії. Порядок виходу на ринок. Вимоги до інформаційного забезпечення ринку електричної енергії України. Етапи побудови АСКОВЕ на ринках електричної енергії України, АСКОВЕ суб'єктів ОРЕ. АСКОВЕ споживачів електропередавальних компаній.		
6	Системи обліку для конкуруючого оптового та роздрібного ринку електроенергії	2	10
	Ринок електроенергії. Порядок виходу на ринок. Терміни та визначення. Організація комерційного обліку. Системи комерційного		

№ теми	Назва теми та її зміст	Кількість годин	Кількість годин (сам. роботи)
	обліку на оптовому ринку. Організація інформаційно-вимірювальних каналів. Особливості побудови АСКОВ оптового ринку.		
7	Комплексна автоматизація обліку і контролю електроенергії та енергоносіїв на промислових і господарських об'єктах	2	10
	Загальні вимоги до побудови АСКОВ. Варіанти автоматизації об'єктів. Комерційні і технічні АСКОВ енергоресурсів. АСКОВ сонячної електростанції. АСКОВ комунального господарства.		

2.1. Питання до екзаменаційних білетів з дисципліни

1. Структура та призначення ІВС.
2. Технічні особливості та умови використання ІВК?
3. Класифікація ІВС за функціональним призначенням.
4. Класифікація ІВС за алгоритмом функціонування.
5. Інтеграція компонентів ІВС у сучасній АСКОВ?
6. Що являє собою підсистема комерційного обліку електричної енергії?
7. За яким принципом виконується узгодження допустимих похибок вимірювань на різних рівнях системи обліку?
8. Яким чином здійснюється підвищення точності вимірювань системи обліку?

9. Для чого використовується нормування вимог до допустимих похибок вимірювань?
10. Що необхідно врахувати при формуванні вимірювальних схем? Привести приклад, пояснити з чого складається.
11. Визначення результуючої похибки вимірювальної системи, яка складається з ТС, ТН, ЛЧ.
12. Як знімають покази в точках обліку? Розрахунок допустимої похибки розсинхронізації.
13. Яка мета проведення процедур перевірки точності і достовірності інформації?
14. Чому на рівнях системи обліку (1...5) здійснюється дублювання лічильника електричної енергії ?
15. В чому полягає верифікація на рівні ОО?
16. Для яких рівнів системи обліку значення допустимої похибки менше одиниці, а для яких – більше?
17. Чи існує різниця між значеннями допустимих похибок для оптового і для роздрібного ринку?
18. За рахунок чого здійснюється комплектація ЛУО?
19. Які вимоги ставляться до ЛУО?
20. У чому полягає уніфікація сигналів?
21. Від чого залежить застосування тих чи інших уніфікованих сигналів ?
22. Як узгоджуються похибки вимірювань на різних рівнях системи обліку ?
23. Структурна схема багаторівневої системи обліку.
24. Як визначається похибка системи обліку, що складається з трансформаторів струму та напруги і лічильників електроенергії ?

25. Як визначається допустима розсинхронізація проведення вимірювань в точках обліку ?
26. Від чого залежать вимоги до точності роботи системи обліку електроенергії ?
27. Принципи організації системи контролю та управління виробництва, поставки та споживання електроенергії.
28. Основні принципи організації та збору інформації.
29. Які заходи проводяться в системі обліку для підвищення точності виміру та обліку електроенергії ?
30. Які заходи проводяться для підвищення ефективності збору та обробки інформації ?
31. Основні вимоги до локального пристрою обліку.
32. Основні вимоги до регіонального обладнання збору даних.
33. Основні вимоги до центрального обладнання збору даних.
34. Структура якої системи АСКУЕ співпадає з трирівневою схемою обліку?
35. В яких системах збір інформації з віддалених ПВП здійснюється через МАРШРУТИЗАТОР?
36. З чого складається автоматизована система комерційного обліку електроенергії?
37. Що таке точка обліку?
38. Яка пропускну здатність каналів зв'язку від споживачів, що виступають суб'єктами оптового ринку?
39. Що розуміють під вимірювальним каналом системи обліку?
40. Які групи суб'єктів можуть бути присутніми на оптовому ринку електроенергії?
41. На основі яких документів здійснюється електропостачання підприємств ?

42. Яким документом регламентуються взаємовідносини між споживачем та субспоживачем ?
43. Хто вирішує суперечливі запитання та спори між споживачем електроенергії та постачальником електроенергії або електропередаючої організації ?
44. Як здійснюється підключення споживачів до енергосистеми (основні етапи) ?
45. Які основні вихідні дані, вимоги та рекомендації повинні мати технічні умови на підключення електрообладнання ?
46. Що таке границя балансової належності ?
47. Де установлюється система обліку електроенергії ?
48. З яких апаратів та приладів складається первина система обліку електроенергії ?
49. Що таке комерційний облік електроенергії ?
50. Що таке технічний облік електроенергії ?
51. Які лічильники електроенергії можна використовувати для системи обліку електроенергії ?
52. Як та коли здійснюється повірка приладів та апаратів системи обліку електроенергії ?
53. Коли та яким чином здійснюється заміна розрахункових засобів обліку електроенергії ?
54. Хто відповідний стан засобів обліку електроенергії та цілісність пломб системи обліку ?
55. Що повинно бути опломбовано в системі обліку електроенергії ?
56. Хто та коли повинен проводити технічну перевірку розрахункових засобів обліку ?
57. Яким чином споживач замовляє в електропостачальну організацію об'єм електроенергії, що буде спожито ?

58. Коли споживач отримує відповідь від електропостачальної організації про об'єм поставки електроенергії, та які умови задоволення його заявки.
59. Що за данні указуються електропостачальною організацією перед кожним розрахунковим періодом щодо режиму електроспоживання ?
60. Як здійснюються розрахунки за поставлену електроенергію споживачами та субспоживачами електроенергії ?
61. Як здійснюється розрахунок за перетікання реактивної електроенергії?
62. Які правила розрахунку за спожиту електроенергію, якщо завантаження трансформаторів струму системи обліку менше 5 % ?
63. Які правила розрахунку за спожиту електроенергію, якщо засоби обліку знаходяться в приміщенні, що не відповідає потрібному температурному режиму?
64. В якій точці електричної мережі повинна бути встановлена система обліку електроенергії ?
65. Які санкції впроваджуються при перевищенні споживачем договірних величин спожитої електроенергії та максимальної потужності в часи максимуму енергосистеми ?
66. Які санкції впроваджуються при виявленні у споживачів змін в системі обліку електроенергії, або при підключенні електроприймачів без системи обліку ?
67. Які умови припинення або обмеження відпуску електроенергії ?

2.2. Перелік лабораторних робіт

1. Дослідження параметрів мережі 0,4 кВ за допомогою індукційних лічильників електричної енергії.
2. Дослідження будови електронних лічильників електричної енергії.
3. Дослідження передачі інформації в трирівневих системах з використанням імпульсних каналів лічильників і малоканалних контролерів.
4. Дослідження похибки вимірювань при застосуванні різних схемних рішень при підключенні приладів обліку електроенергії.
5. Дослідження системи обліку при застосуванні схем прямого та трансформаторного включення лічильників.
6. Дослідження можливостей моделі автоматизованої системи керування обліком електричної енергії при використанні PCL-технологій.
7. Ознайомлення з програмою для контролю рівня підготовки з дисципліни.

2.3. Короткі теоретичні відомості

Тема 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ІНФОРМАЦІЙНО-КЕРУЮЧІ КОМПЛЕКСИ ТА СИСТЕМИ

Теоретичні відомості. Складність технічних процесів сучасного виробництва, розвиток наукових досліджень у різних напрямках призводить до необхідності вимірювати чи контролювати одночасно тисячі фізичних величин.

Для виміру великого числа фізичних величин, обробки вимірювальної інформації, впливу на об'єкт у процесі іспитів і т.д., застосовують інформаційно-вимірювальні системи (ІВС).

В останні роки набули застосування вимірювально-обчислювальні комплекси (ІВК), що являють собою автоматизовані засоби виміру й обробки вимірювальної інформації. Їх відмітною рисою є наявність ЕОМ.

ІВС – сукупність функціонально об'єднаних вимірювальних, обчислювальних і інших допоміжних технічних засобів для одержання вимірювальної інформації, її перетворення, обробки з метою надання споживачу у необхідному вигляді або автоматичному здійсненні логічних функцій контролю, діагностування, ідентифікації.

За функціональним призначенням ІВС поділяються на вимірювальні системи, системи автоматичного контролю, системи технічної діагностики.

За способом організації передачі інформації між функціональними вузлами (ФВ), що є приймачами і передавачами інформації, розрізняють ланцюгову, радіальну і магістральну структури ІВС.

Фізичні величини, що вимірюються і контролюються за допомогою ІВС, дуже різноманітні. Для того щоб ІВС були універсальні, величини, що контролюють представляють уніфікованими електричними сигналами. ІВС застосовують безперервні, імпульсні та кодоімпульсні.

Інформаційно-обчислювальні комплекси служать для отримання інформації про витрату енергоресурсів на підприємствах, а також для побудови локальних багаторівневих інформаційно-обчислювальних систем. Впровадження ІОК дає можливість вести контроль за споживанням енергоресурсів та автоматизувати облік на підприємствах. Прив'язка комплексу до конкретних умов залежить від програмного коду. Функціональність ІОК залежить від підключених модулів та типу ліній зв'язку.

Питання для самоперевірки

1. Загальне призначення ІВС та її різновиди.

2. Класифікація ІВС за функціональним призначенням.
3. Структура ІВС.
4. Основні конструктивні блоки системи ІВС та їх призначення.
5. Призначення ІОК на підприємстві?
6. Основні функціональні вузли ІОК?
7. Які вимоги пред'являють до технічної сумісності модулів ІОК?
8. Принцип побудови багаторівневої інформаційно-обчислювальної системи.

Тема 2. ОСНОВНІ ПРИНЦИПИ ПОБУДОВИ СИСТЕМ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Теоретичні відомості. На рівнях системи обліку 1...5 ОРЕ повинно бути забезпечено дублювання лічильника електричної енергії. На рівні ЛУО поряд із збором і обробкою даних повинна бути передбачена верифікація вимірювальної інформації по кожному об'єкту обліку (00), що контролюється ЛУО. Основні параметри устаткування збору і обробки даних переважним чином визначаються ЛУО і його вимірювальним компонентом ПО. Основні компоненти РУЗД повинні базуватися на обчислювальних засобах підвищеної надійності, що відповідає промисловим стандартам. В Україні значна кількість точок обліку має різні за типом і класами точності засоби вимірювання, більш 50% з них застаріли морально і фізично. У багатьох точках обліку порушені умови експлуатації вимірювальних схем. На поточний момент ще не існує в Україні виробництва ЛЧ, ТС і ТН, які б задовольнили вимоги щодо асортименту, якості та відповідали якості класу. На цей час працює фрагментарна система міждержавного обліку вимірювальної інформації, системи обліку визначаються похибками вимірювань в точках

обліку різних рівнів, а також синхронізацією проведення вимірювань. Підвищення точності вимірювань системи обліку може бути досягнуто тільки пропорційним підвищенням точності вимірювань на всіх її рівнях. При формуванні вимірювальних схем, які складаються з ТС, ТН, ЛЧ, необхідно враховувати техніко-економічні показники.

РУЗД повинні бути оснащені стандартними засобами зв'язку з ЛУО, локальною обчислювальною мережею і глобальною мережею передачі даних.

Питання для самоперевірки

1. Які технічні засоби відносяться до приладів обліку?
2. Які вимоги висуває РУЗД?
3. Який рівень контролює НКРЕ?
4. На якому рівні необхідне збереження інформації?
5. Призначення ЛУО. Його основні функції.
6. Призначення ПО.
7. Які схеми включення лічильних електроенергії Вам відомі
8. Як визначити клас точності приладу?
9. Від чого залежить похибка вимірювання?
10. Чим визначається похибка вимірювального кола?
11. На що впливає розсинхронізація у часі?
12. Структура приладів обліку електроенергії

Тема 3. ПРАВИЛА КОРИСТУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЄЮ

Технічні умови на підключення електроустановок споживачів. Взаємовідносини сторін при експлуатації електроустановок. Встановлення та експлуатація технічних засобів обліку і управління

електроспоживанням. Відпуск електроенергії споживачам та режими її споживання. Розрахунки за електричну енергію. Умови припинення або обмеження відпуску електричної енергії.

Питання для самоперевірки

1. Документ, що регламентує взаємовідносини між споживачем та субспоживачем ?
2. Як здійснюється підключення споживачів до енергосистеми (основні етапи) ?
3. Які основні вихідні дані, вимоги та рекомендації повинні мати технічні умови на підключення електрообладнання ?
4. Що таке границя балансової належності ?
5. Де устанавлюється система обліку електроенергії ?
6. З яких апаратів та приладів складається первина система обліку електроенергії ?
7. Що таке комерційний облік електроенергії ?
8. Що таке технічний облік електроенергії ?
9. Які лічильники електроенергії можна використовувати для системи обліку електроенергії ?
10. Як та коли здійснюється повірка приладів та апаратів системи обліку електроенергії ?

Тема 4. ЦИФРОВІ ЕЛЕКТРОННІ ПРИЛАДИ ДЛЯ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Теоретичні відомості. Сучасні механічні лічильники не можуть виконати поставлені задачі при умові оптимального співвідношення ціна/якість. Перевагами цифрових систем керування на базі мікроконтролерів є гнучкість і багатофункціональність, що досягаються

не апаратно, а програмно, і не вимагає додаткових матеріальних витрат. Основними елементами цих лічильників є вимірювальні мікросхеми.

Трансформаторні давачі складніші за резистивні, але мають ряд переваг. Вони узгоджують кола живлення і навантаження, та більш економічні за споживанням. Для контролю струму використовують трансформаторні давачі двох типів.

Питання для самоперевірки

1. Будова простішого електронного лічильника.
2. Лічильники яких класів точності використовують для комерційного обліку енергії?
3. Принцип дії електронного лічильника.
4. По яким каналам зв'язку можуть передавати інформацію електронні лічильники?
5. В якому випадку необхідно встановлювати ПЗПД?

Тема 5. АСКУЕ ЕНЕРГОРИНКУ

Теоретичні відомості. Трирівнева схемою АСКОЕ. Децентралізована АСКОЕ будується на базі недорогих малоканалних контролерів обліку (ПЗПД). Структури АСКОЕ, які використовують внутрішньо заводські або міські телефонні лінії, також працюють з інтерфейсом RS-232. Інтерфейс RS-485 дозволяє будувати розгалужені децентралізовані АСКОЕ за багатоточковою схемою. Технічна реалізація АСКОЕ ОПЕ базується на впровадженні SCADA систем, що забезпечують рішення проблем інтегрування ЛУЗОД та АСКОЕ ПРТ до єдиної повномасштабної розподіленої АСКОЕ ринку електричної енергії, з принципами відкритої архітектури.

Питання для самоперевірки

1. Призначення АСКОВЕ на підприємстві.
2. Які інтерфейси використовуються для передачі даних?
3. Принцип побудови послідовного інтерфейсу.
4. Коли використовується інтерфейс СL?
5. Які типи ліній використовують у якості каналів зв'язку?
6. Від чого залежить швидкість передачі інформації по лініям зв'язку?
7. В якій АСКОВЕ використовується пристрій збору передачі даних (ПЗПД)?
8. В якому випадку використовують інтерфейс RS-232, а коли RS-485

Тема 6. СИСТЕМИ ОБЛІКУ ДЛЯ КОНКУРУЮЧОГО ОПТОВОГО ТА РОЗДРІБНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Теоретичні відомості. Головною умовою роботи на ринку електроенергії є наявність у підприємства автоматизованої системи контролю та обліку електроенергії (АСКОВЕ), що відповідає сучасним вимогам. Для зниження витрат на енерговитрати промислові підприємства можуть виходити на оптовий енергоринок. В країні встановленні граничні умови для виходу на ринок в залежності від річного споживання електроенергії та приєднаної потужності. До АСКОВЕ оптового ринку пред'являються додаткові технічні вимоги зі боку органів керування енергетичним виробництвом. Системи комерційного обліку (у т.ч. АСКОВЕ) суб'єктів ринку створюються таким чином, щоб перетин постачання і перетин обліку для них збігалися, а на кожен зону

постачання приходилося дві зони обліку з обох сторін від зони постачання. Основу вимірювального каналу системи комерційного обліку складають вимірювальні трансформатори струму (ТС), вимірювальні трансформатори напруги (ТН), їхні вторинні кола, лічильник електричної енергії.

Питання для самоперевірки

1. Вимоги до АСКОВЕ на оптовому ринку.
2. Вимоги до параметрів вимірювального каналу.
3. Які параметри регламентуються для приладів вимірювального каналу?
4. Які підприємства мають право виконувати купівлю на оптовому ринку електроенергії?
5. Які вимоги висуває НКРЕ до технічних засобів АСКОВЕ?
6. Призначення та будова вимірювальних трансформаторів струму та напруги.

Тема 7. КОМПЛЕКСНА АВТОМАТИЗАЦІЯ ОБЛІКУ І КОНТРОЛЮ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА ЕНЕРГОНОСІЇВ НА ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВАХ І ГОСПОДАРСЬКИХ ОБ'ЄКТАХ

Теоретичні відомості. За призначенням АСКОВЕ підприємства підрозділяють на системи комерційного і технічного обліку. За принципом реалізації і доступу до інформації АСКОВЕ як комерційного, так і технічного обліку можна підрозділити на централізовані і децентралізовані. Вимірювально-обчислювальні комплекси (ВОК) АСКОВЕ призначені для виміру та обліку електричної енергії і потужності, а також автоматичного збору, обробки і збереження даних з лічильників електроенергії та відображення отриманої інформації в зручному для аналізу вигляді.

Задачі комплексної автоматизації обліку енергоресурсів передбачають контроль споживання всіх енергоносіїв. Різноманітність пристроїв обліку обумовлює необхідність використання уніфікованих протоколів передачі даних. Для всіх автоматизованих систем, нормативною вимогою є наявність імпульсних каналів зв'язку.

Питання для самоперевірки

1. Які функції виконує АСКОВ на підприємстві?
2. За яким фактором підрозділяються АСКОВ?
3. З яких елементів складається АСКОВ промислового підприємства?
4. Призначення комерційного обліку.
5. Які прилади використовуються для контролю теплоти?
6. Використання яких каналів зв'язку є більш ефективним в комунальному господарстві
7. Переваги та недоліки систем з передачею інформації по проводах силової мережі?

3. Методичні вказівки до контрольних завдань

Методичні вказівки до задачі № 1

Теорія вимірювання потужності й енергії в трифазних електричних колах викладена в [2, с.68...73, 128...134].

Основні теоретичні положення справедливі для багатоеlementних трифазних ватметрів лічильників, схеми включення окремих елементів яких цілком збігаються з схемами включення одного, двох і трьох одноelementних ватметрів для вимірювання активної і реактивної потужностей.

При виборі числа і схеми включення ватметрів (елементів лічильників) необхідно керуватися ступенем несиметрії системи, а також наявністю або відсутністю нульового проводу.

Для вимірювання потужності в трифазних колах при нерівномірному навантаженні необхідно використовувати три ватметри (рис. 3.1). Загальна активна потужність, спожита навантаженням, дорівнює сумі показів трьох ватметрів.

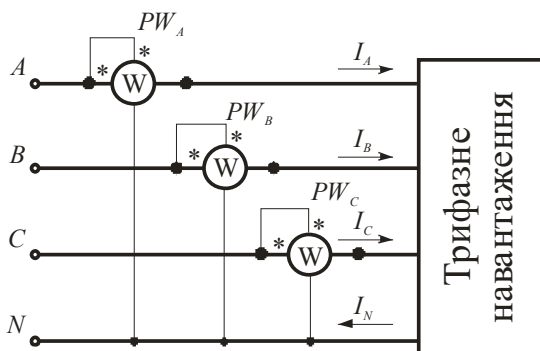


Рис. 3.1. Вимірювання активної потужності в трифазному колі за допомогою трьох ватметрів.

Загальна активна потужність кола визначається:

$$P_{3\phi} = P_A + P_B + P_C \quad (3.1)$$

Якщо нульовий провід відсутній, то вимірювання потужності проводиться двома ватметрами, рис. 3.2. В цьому випадку сума показів двох ватметрів (схема вимірювання потужностей за методом Арона) дорівнює потужності спожитої трифазним навантаженням.

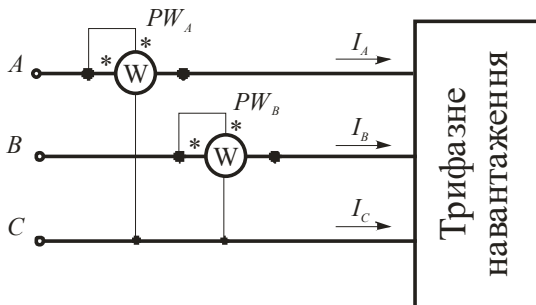


Рис. 3.2. Вимірювання активної потужності в трифазному колі за допомогою двох ватметрів.

У даному випадку покази ватметрів повинні відповідати значенням, що можна виразити формулами:

$$P_1 = U_{\text{л}} I_{\text{л}} \cos(\varphi - 30^\circ) \quad (3.2)$$

$$P_2 = U_{\text{л}} I_{\text{л}} \cos(\varphi + 30^\circ) \quad (3.3)$$

Сума показів ватметрів:

$$P_1 + P_2 = U_{\text{л}} \cdot I_{\text{л}} \cdot [\cos(\varphi - 30^\circ) + \cos(\varphi + 30^\circ)] = \sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cdot I_{\text{л}} \cdot \cos \varphi \quad (3.4)$$

Враховуючи, що косинуси кутів в отриманій формулі можуть бути як додатними, так і від'ємними, в загальному випадку активна потужність приймача, вимірюється за методом двох ватметрів і дорівнює алгебраїчній сумі показів.

При симетричному приймачі свідчення ватметрів P_1 і P_2 будуть рівними тільки при $\varphi = 0^\circ$. Якщо $\varphi > 60^\circ$, то покази другого ватметра P_2 будуть від'ємними.

При симетричному навантаженні активну потужність можна виміряти одним ватметром, схема включення якого, приведена на рис 3.3 (а). Тоді, наприклад, при включенні приладу у фазу А, потужність споживачів трифазної системи визначається:

$$P_{3\phi} = 3 \cdot P_A \quad (3.5)$$

Якщо навантаження з'єднано в зірку з недоступною нульовою точкою або трикутником, то можна застосувати схему з штучною нульовою точкою рис. 3.3 (б). В цьому випадку опори повинні бути рівні $R_{BT} + R_A = R_B = R_C$.

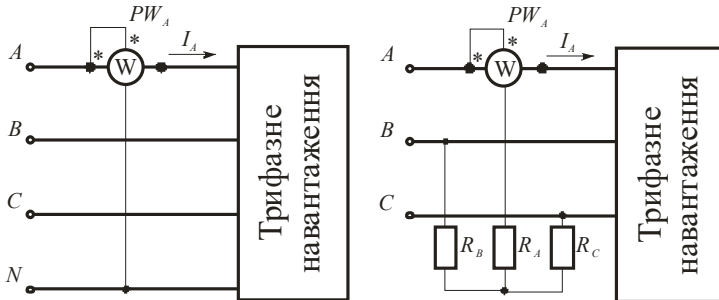


Рис 3.3. Схема вимірювання активної потужності трифазного змінного струму одним ватметром

а) з доступною нульовою точкою;

б) з штучною нульовою точкою

За допомогою одного ватметра при симетричному режимі роботи ланцюга можна виміряти її реактивну потужність. Для вимірювання реактивної потужності струмові виходи ватметра включають в розтин будь-якої фази, а кінці обмотки напруги - на дві інші фази (рис. 3.4).

Навіть при незначній асиметрії фаз застосування даного методу дає значну похибку.

Потужність, що вимірюється ватметром визначається:

$$P_1 = U_{\text{л}} I_{\text{л}} \cos(90 - \varphi) = U_{\text{л}} I_{\text{л}} \sin \varphi = \frac{Q}{\sqrt{3}} \quad (3.6)$$

Таким чином, загальна реактивна потужність:

$$Q = \sqrt{3} \cdot P_1 \quad (3.7)$$

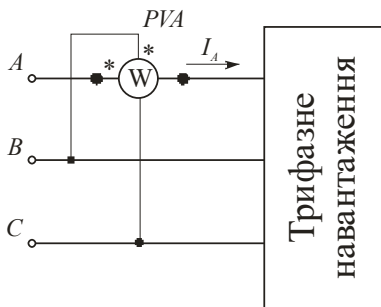


Рис. 3.4. Схема вимірювання реактивної потужності трифазного змінного струму одним ватметром

Методом двох ватметрів можна користуватися при симетричному і несиметричному навантаженні фаз. При вимірюванні реактивної потужності можна застосовувати схему рис. 3.5, а з штучною нульовою точкою. Для створення нульової точки необхідно виконати умову рівності опорів обмоток напруги ватметрів і резистора R . Реактивна потужність при використанні двох ватметрів визначається за формулою:

$$Q = \sqrt{3} \cdot (P_1 + P_2) \quad (3.8)$$

де P_1 и P_2 - покази ватметрів.

За цієї формулою можна обчислити реактивну потужність при рівномірному завантаженні фаз. Перевага цього способу в тому, що при

одній і тій же схемі можна визначити активну і реактивну потужності. При рівномірному завантаженні фаз реактивна потужність може бути виміряна за схемою на рисунку 3.5 (б).

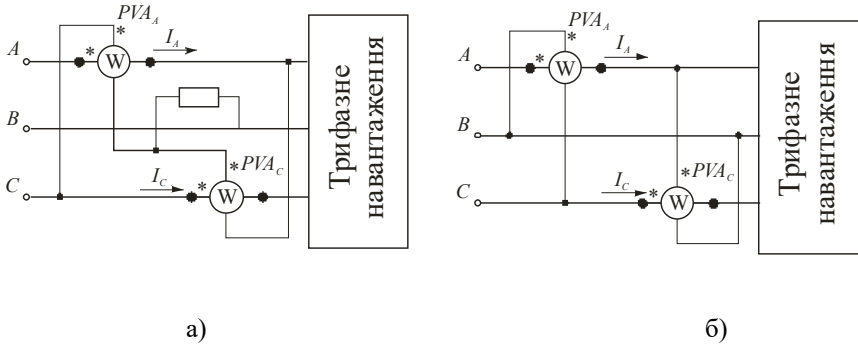


Рис. 3.5. Схеми вимірювання реактивної потужності трифазного змінного струму двома ватметрами

Щоб розширити межу вимірювання, можна застосувати всі вказані схеми при підключенні ватметрів через вимірювальні трансформатори струму і напруги.

При виборі числа і схеми включення трансформаторів струму необхідно також керуватися ступенем несиметрії і числом проводів у трифазній системі.

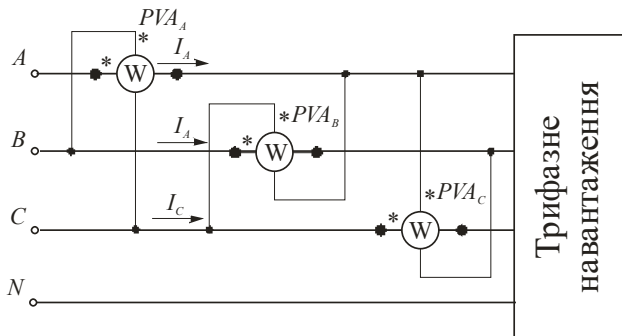


Рис. 3.6. Схеми вимірювання реактивної потужності трьома ватметрами

Реактивна потужність для трьох- і чотирьопровідних мереж вимірюється за схемою на рисунку 3.6 і визначається за формулою:

$$Q = \frac{(P_A + P_B + P_C)}{\sqrt{3}} \quad (3.9)$$

де P_A, P_B, P_C - покази ватметрів, включених у фази А, В, С.

При відсутності нульового проводу достатньо двох трансформаторів струму, оскільки струм у третій фазі, наприклад у фазі С, однозначно визначається сумою струмів двох інших фаз: $I_a + I_b = -I_c$. При необхідності включення трьох ватметрів через два трансформатори струму третя котушка повинна бути включена на сумарний струм двох других фаз (рис. 3.7,а). При наявності нейтралі необхідно вимірювати струм у всіх трьох фазах, для чого потрібно три трансформатори струму (рис. 3.7,б).

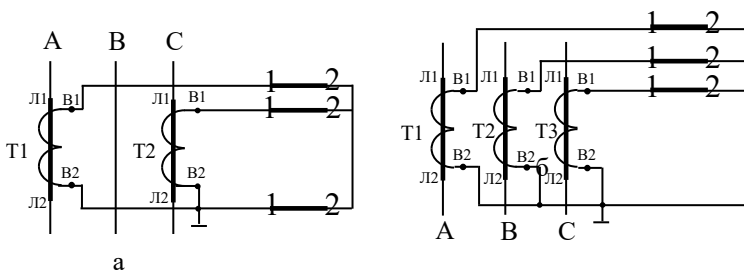


Рис. 3.7. Схеми включення трьох струмових котушок приладів через два (а) і три (б) трансформатори струму

Аналогічно вибирають число і схему включення трансформаторів напруги. Так, при наявності нульового проводу три однофазних трансформатори напруги (чи один трифазний) повинні бути включені в зірку (рис. 3.8,а). При відсутності нульового проводу досить двох

однофазних трансформаторів напруги, з'єднаних за схемою відкритого трикутника (рис. 3.8,б).

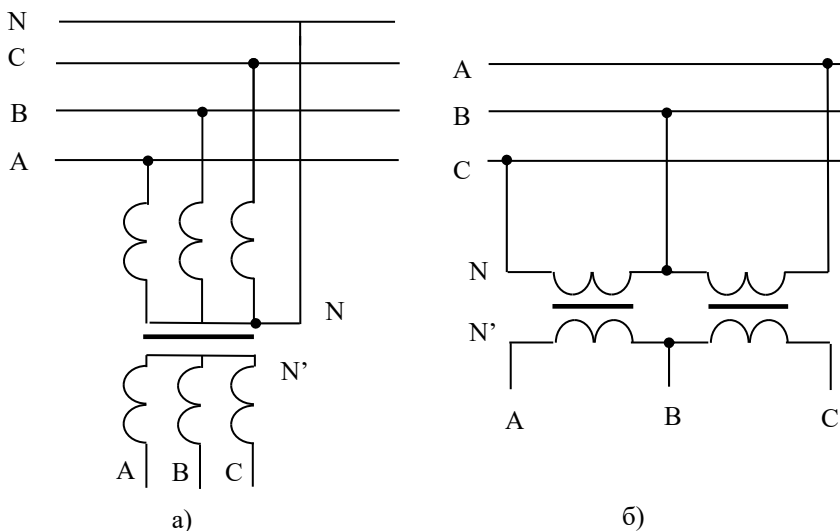


Рис. 3.8. Схема включення трансформаторів напруги в зірку (а) та відкритий трикутник (б).

Методичні вказівки до задачі №2

В промисловості для сплати за електроенергію використовувалися декілька тарифних моделей. В промисловості, як правило, використовувався двохставковий тариф. Він мав декілька різновидів [7]. Найбільш поширеним був тариф з фіксованою приєднаною (заявленою) потужністю, що регламентувалася в години пікового навантаження енергосистеми. При розрахунку двоставкового тарифу для варіантів, в яких друга цифра коду менше 5 максимум припадає на 10:00 годину, для варіантів друга цифра в яких більше 5 максимум припадає на 18:00 годину.

Плата за електроенергію при використанні двохставкового тарифу з заявленою потужністю визначається за формулою:

$$P_e = \alpha \cdot P_{max} + \beta \cdot W \quad (3.10)$$

де α – тарифна ставка, що враховує участь підприємства у максимумі енергосистеми, $\alpha = 3,5$ \$/кВт*год; P_{max} – потужність, що приймає участь у формуванні максимуму енергосистеми; β – тарифна ставка, що характеризує обсяги споживання підприємства за розрахунковий період $\beta = 0,05$ \$/кВт*год; W – електрична енергія, що спожита протягом розрахункового періоду.

В даній роботі розрахунковий період дорівнює тривалості року (365 днів). Тому необхідно після визначення плати за електроенергію за добу необхідно розрахувати і плату за електроенергію протягом розрахункового періоду.

Для населення та інших непромислових споживачів при розрахунках за електроенергію використовується одноставковий тариф. При використанні одноставкового тарифу сплату за електроенергію визначаємо за формулою:

$$P_e = C_0 \cdot W \quad (3.11)$$

де C_0 – вартість електроенергії, що визначається згідно діючих на поточний період тарифів на електроенергію.

При переході на ринкові умови роботи для розрахунків за електроенергію був впроваджений багатоставковий тариф, диференційований за періодами часу. Співвідношення тарифних ставок пікової, напівпікової та нічної зон до середнього тарифу можна визначаються згідно діючої постанови НКРЕ або використовується співвідношення:

$$1,5 : 1,0 : 0,45.$$

Добова плата за електроенергію при використанні диференційованого тарифу визначається за формулою:

$$П_e = \alpha_{\Pi} \cdot W_{\Pi} + \alpha_{\Pi\Pi} \cdot W_{\Pi\Pi} + \alpha_N \cdot W_N \quad (3.12)$$

де α_{Π} , $\alpha_{\Pi\Pi}$, α_N – тарифи для пікової, напівпікової та нічної зони відповідно; W_{Π} , $W_{\Pi\Pi}$, W_N – споживання електроенергії в піковій, напівпіковій та нічній зонах протягом доби.

Тривалість пікової, напівпікової та нічної зон протягом доби:

$t_{\Pi} = 8$ годин (з 23.00 до 7.00);

$t_{\Pi\Pi} = 11$ годин (з 7.00 до 8.00; з 11.00 до 20.00; з 22.00 до 23.00);

$t_N = 5$ годин (з 8.00 до 11.00; з 20.00 до 22.00).

Для кожної енергопостачальної компанії НКРЕ затверджує співвідношення тарифних ставок та тривалість тарифних зон протягом доби.

Різниця між платою за електроенергію між існуючим тарифом та диференційованим тарифом, вказує на доцільність впровадження даного заходу. Різниця платою за електроенергію між диференційованим та існуючим тарифами:

$$П^r_e = П^r_{e_диф} - П^r_{e_існ} . \quad (3.13)$$

Методичні вказівки до задачі № 3

Вимірювально-обчислювальні комплекси (ВОК) АСКУЕ призначені для вимірювання та обліку електричної та теплової енергії, потужності, а також автоматизованого збору, обробки та збереження даних з лічильників теплової, електричної енергії і відображення отриманої інформації у зручному для аналізу вигляді. При впровадженні автоматизованих систем контролю та управління енергоспоживанням

(АСКУЕ), необхідно виконувати техніко-економічний розрахунок доцільності застосування АСКУЄ. Згідно дослідних даних впровадження АСКУЄ приводить до зменшення затрат, пов'язаних з енергетикою на 5-15 %. Тому необхідно виконувати порівняльний аналіз варіантів енергопостачання з впровадженням АСКУЄ і без впровадження АСКУЄ. Для країн з розвинутою ринковою структурою ефективними вважаються такі проекти, строк окупності яких не перевищує 3 років.

Розрахунок економічної ефективності системи АСКУЄ.

Розрахунок річного економічного ефекту системи АСКУЄ проводиться за формулою:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_r - E_H \cdot K_{\mathcal{E}}^A, \quad (3.14)$$

де, $\mathcal{E}$ – річний економічний ефект від створення АСКУЄ ;

$\mathcal{E}_r$ – річна економія від створення АСКУЄ;

$E_H = 0,15$ - єдиний нормативний коефіцієнт економічної ефективності капіталовкладень на створення АСКУЄ ;

$K_{\mathcal{E}}^A$ – одночасні затрати на створення АСКУЄ .

Ефективність капітальних вкладень на створення АСКУЄ визначається показниками:

$$E_p = \frac{\mathcal{E}_r}{K_K^A} \quad (3.15)$$

та

$$T = \frac{K_K^A}{\mathcal{E}_r} \quad (3.16)$$

де E_p — розрахунковий коефіцієнт ефективності капітальних вкладень;

T — термін окупності капітальних вкладень;

K_9^A — капітальні вкладення на створення АСКУЕ (вартість обладнання, споруд, будівельно-монтажних робіт і т. д.).

При цьому E_p повинен бути ≥ 0.39 .

При визначенні річної економії ($\mathcal{E}_T$) від створення АСКУЕ враховуються наступні фактори:

$$\mathcal{E}_T = \Delta\mathcal{E}_q + \Delta\mathcal{E}_\Pi + \Delta\mathcal{E}_3 + \Delta\mathcal{E}_{\Pi C} \quad (3.17)$$

$\Delta\mathcal{E}_q$ — економія умовного палива в енергосистемі за рахунок зниження електроспоживання промисловими і привієняними до них споживачами, на власні потреби електростанцій і виробничі потреби енергосистеми, а також в результаті вдосконалення контролю лімітів електроспоживання і зниження витрат енергоресурсів; $\Delta\mathcal{E}_\Pi$ — економія умовного палива за рахунок переносу виробництва електроенергії з пікової зони в не пікову; $\Delta\mathcal{E}_3$ — економія зарплати від зниження чисельності умовно вивільненого інспекторського персоналу Енергонагляду; $\Delta\mathcal{E}_{\Pi C}$ — економія за рахунок зменшення втрат в мережах із-за зниження споживання потужності в пікових зонах.

Річна економія $\mathcal{E}_T$ (4) визначається по сумі доданків, де $\Delta\mathcal{E}_q$ може складати до 3% економії від значення пікового навантаження підприємств, що охоплені АСКУЕ (за середньостатистичними даними ряду енергосистем і досвіду деяких закордонних країн). Тому економію умовного палива можна визначити за формулою:

$$\Delta\mathcal{E}_q = \Delta\mathcal{E} \cdot \epsilon \cdot \Pi_T,$$

де ϵ — питома витрата палива на виробіток 1 кВт·год електроенергії в кг/кВт·год; C_T — вартість одиниці умовного палива, грн/т. ум. пал.; $\Delta\mathcal{E}$ — економія електроенергії, яку визначаємо:

$$\Delta\mathcal{E} = \kappa \cdot P \cdot \tau \cdot \left(\frac{1 \div 3}{100} \right),$$

де P — припустиме сумарне навантаження підприємств, які входять в систему АСКУЕ на рік впровадження; τ — час в годинах (за рік/роботи в пікових зонах (складає від 10^{00} до 21^{50} годин або від 3-х до 6-ти годин на добу),

Додаткові вихідні дані, які потрібні для розрахунку $\mathcal{E}_T$ для обленерго (за даними енергосистеми) задаються викладачем.

Час максимальних втрат:

$$\tau = \left(0,0124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right) \cdot 8760 \quad (3.18)$$

де $T_{\max}$ — приймається з розрахункових значень задачі №3, год; κ — знижувальний коефіцієнт, який враховує співвідношення площ пікової частини графіка навантаження і його прямокутного еквівалента $\kappa = 0,95 \div 0,8$.

Таким чином, економія палива в грошовому вираженні дорівнює

$$\Delta\mathcal{E}_q = \kappa \cdot P \cdot \tau \cdot \left(\frac{1 \div 3}{100} \right) \cdot \epsilon \cdot C_T \quad (3.18)$$

$$\mathcal{E}_T = \Delta\epsilon \cdot C_T,$$

де $\Delta\epsilon$ — зниження витрат палива за рахунок різниці відносних приростів в піковій і не піковій частинах навантаження в тонах умовного палива т. ум.п.

$$\Delta B = \kappa \cdot \Delta P \cdot \tau \cdot (\varphi_1 - \varphi_2) \quad (3.19)$$

$$\Delta\mathcal{E}_T = \kappa \cdot \Delta P \cdot \tau \cdot (\varphi_1 - \varphi_2) \cdot C_T \quad (3.20)$$

де ΔP — величина навантаження підприємств, яка переноситься з пікової зони в не пікову за рахунок впровадження АСКУЕ $\Delta P = (3 \div 15\%)$ від P за середньостатистичними даними ряду енергосистем; φ_1 — середній відносний приріст витрати палива кг/кВт·год електроенергії в піковій частині графіка навантаження; φ_2 — те ж в базовій частині графіка навантаження.

Значення відносних приростів φ_1 , φ_2 визначаються для кожної енергосистеми з урахуванням її особливостей.

$$\Delta \mathcal{E}_3 = n \cdot \Phi.З.П., \quad (3.21)$$

де n — чисельність умовно вивільнених інспекторів з урахуванням набору додаткових працівників для обслуговування систем АСКУЕ, $\Phi.З.П.$ — середній річний фонд зарплати одного інспектора з урахуванням преміальних виплат. Цей фонд визначається за штатним розкладом і може бути прийнятий в межах 18000÷24000 грн на одну людину.

$$\Delta \mathcal{E}_{П.С} = \kappa \cdot P \cdot \tau \cdot \eta_{П.С} \cdot \beta \cdot C, \quad (3.22)$$

де $\eta_{П.С}$ — середній відсоток втрат в мережах, що складає в середньому 8 ÷ 10 %, а коефіцієнт β показує долю зменшення втрат в мережах за рахунок обмеження споживання потужності в пікових зонах; C — вартість електроенергії в коп/кВт·год.

$$\beta = \frac{P_{ПМК} - P_H}{P_H} = \frac{I_{ПМК}^2 \cdot r - I_{\kappa}^2 \cdot r}{I_{\kappa}^2 \cdot r} \quad (3.23)$$

Одноразові затрати на створення АСКУЕ

$$K_{\mathcal{E}} = K_1 + K_2 + K_3 + K_4, \quad (3.24)$$

де K_1 — затрати на придбання обчислювальної техніки і використання існуючої (таблиця 7); K_2 — затрати на обладнання систем збору і

передачі інформації (таблиця 8); K_3 — затрати на придбання обладнання системи АСКУЕ (таблиця 9); K_4 — інші затрати.

Приведені в таблицях 7-9 коефіцієнти зношення обладнання (α_1) і коефіцієнти участі обладнання в створенні системи АСКУЕ (α_2) визначаються в кожному випадку по даним енергосистеми.

Річний економічний ефект від впровадження системи АСКУЕ для умовної енергосистеми визначається по формулі:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_r - E_H \cdot K_3^A, \quad (3.25)$$

де $\mathcal{E}_r$ — річна економія від створення АСКУЕ визначається за формулою (3.24)

Таблиця 3.1 Визначення капітальних вкладень в обчислювальну техніку для АСКУЕ(K1)

№ п/п	Найменування обладнання	Вартість в тис. грн.	Кількість	Сума в т.грн	Коеф. зносу на момент включення АСКУЕ α_1	Відрахування по коеф. зносу	Коеф. участі в АСКУЕ α_2	Відрахування по коеф. участі	Вартість з урахуванням $\alpha_1 + \alpha_2$
1	МОДЕМ	4,0	4	16	0,5	8	0,1	0,05	24,05
2	Мережеве обладнання	4,0	4	16	0,8	12,8	0,3	0,24	29,04
3	ПК	23,0	23	529	0,8	423	0,3	0,24	952,44
4	Комутаційне обладнання	12,0	12	144	0,5	72	0,6	0,3	216,3

5	Принтер	6,0	6	36	0,5	18	0,5	0,25	54,25
	Всього			741					1276,08

Таблиця 3.2. Визначення капітальних вкладень в систему збору та передачі даних (К₂).

№ п/п	Найменування обладнання	Вартість в тис. грн.	Кількість	Сума в т.грн	Коеф. знос на момент вкл. АСКУЕ α_1	Відрахування по коеф. знос в АСКУЕ α_2	Коеф.участі в АСКУЕ α_2	Відрахування по коеф. участі	Вартість з урахуванням $\alpha_1 + \alpha_2$
1	RS232/485	0,6	20	12	0,8	9,6	0,2	0,16	21,8
2	МАРШРУТИЗАТОР	25,0	25	625	0,4	250	0,2	0,08	875,1
3	Радіомодем	1,5	70	105	0,55	57,8	0,5	0,28	163,0
	Всього			742					1059,9

Таблиця 3.3. Визначення капітальних вкладень на обладнання системи АСКУЕ (К₃).

№ п/п	Найменування обладнання	Вартість в тис. грн..	Кіль- кість	Сума в тис. грн.	Коеф. знос α_1	Вартість з ура- хуванням	Обґрун- тування вартості
1	Датчик імпульсів, УП-3	0,06	14000	840	1	1680	
2	Контролер ІТЕК-210	1	20	20	0,2	24	
3	Контролер ІТЕК-220	2	8	16	0,2	19,2	
	Всього					1723,2	

Таблиця 3.4. Параметри енергокомпанії та енергетичних ресурсів до розрахунку АСКУЕ

№ вар.	P, МВт	B, кг/кВт*год	Ц _т , грн/т.ум.п	n ₁	n ₂	C, грн/кВт*год	φ ₁ -φ ₂
	2600	0,33	3400	41	11	3,4	0,05

Економія умовного палива в енергосистемі за рахунок зниження електроспоживання промисловими і прирівняними до них споживачами, на власні потреби електростанцій і виробничі потреби енергосистеми:

$$\Delta \mathcal{E}_q = \kappa \cdot P \cdot \tau \cdot \left(\frac{1 \div 3}{100} \right) \cdot \varepsilon \cdot C_T = 0,85 \cdot 2600 \cdot 3350 \cdot 0,02 \cdot 0,33 \cdot 3400 = 1564 \text{ тис. грн.}$$

Економія умовного палива за рахунок переносу виробництва електроенергії з пікової зони в не пікову:

$$\Delta \mathcal{E}_n = \kappa \cdot \Delta P \cdot \tau \cdot (\varphi_1 - \varphi_2) \cdot C_T = 0,85 \cdot 156 \cdot 3350 \cdot (0,05) \cdot 3400 = 710,7 \text{ тис. грн.}$$

Економія зарплати від зниження чисельності умовно вивільненого інспекторського персоналу Енергонагляду:

$$\Delta \mathcal{E}_3 = n \cdot \Phi ЗП = 20 \cdot 18554 = 371,1 \text{ тис. грн.}$$

Кількість умовно вивільнених інспекторів з врахуванням набору додаткових працівників для обслуговування систем АСКУЕ:

$$\Delta n = n_1 - n_2 = 41 - 11 = 30.$$

Умовно звільнюється 30 інспекторів, але 10 чоловік повинні забезпечувати функціонування системи АСКУЕ в подальшому.

Середній фонд заробітної плати приймається рівним 18554 грн. на одного працівника за рік.

Економія за рахунок зменшення втрат в мережах через зниження споживання потужності в пікових зонах:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ПС}} = k \cdot P \cdot \tau \cdot \eta_{\text{ПС}} \cdot \beta = 0,85 \cdot 2600 \cdot 3350 \cdot 0,09 \cdot 0,21 \cdot 0,81 = 113334 \text{ тис. грн.}$$

У випадку, якщо обмеження максимальних струмів за рахунок АСКУЕ на 10%, то:

$$\beta = \frac{I_{\text{П}}^2 - I_{\text{Н}}^2}{I_{\text{Н}}^2} = \frac{(1,1)^2 - (1)^2}{1^2} = 0,21$$

Таким чином економія за рахунок впровадження АСКУЕ:

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_I &= \Delta \mathcal{E}_q + \Delta \mathcal{E}_I + \Delta \mathcal{E}_3 + \Delta \mathcal{E}_{\text{ПС}} = 1563,5 + 710,7 + 371,1 + 113334 = \\ &= 115979,3 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Одноразові затрати на створення АСКУЕ, вибираються з таблиць 1-3 складають:

$$K_3^A = K_1 + K_2 + K_3 + K_4 = 1276,1 + 1059,9 + 1723 + 405,9 = 4465,1 \text{ тис. грн,}$$

де, K_4 - приймається рівним 10%($K_1 + K_2 + K_3$).

$$K_4 = 0,1(K_1 + K_2 + K_3) = 0,1 \cdot (1276,1 + 1059,9 + 1723,2) = 405,9 \text{ тис. грн.}$$

Річний економічний ефект від впровадження АСКУЕ складає:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_r - E_n \cdot K_{\mathcal{E}}^A = 115979 - 0,33 \cdot 4465,1 = 114505 \text{ тис. грн.}$$

де, $K_{\mathcal{E}}^A$ - вартість споруд, споруд і будівельно-монтажних робіт необхідних для АСКУЕ (150% від $K_{\mathcal{E}}^A$) $K_{\mathcal{E}}^A = 6697$ тис. грн.

Ефективність капітальних вкладень на створення АСКУЕ.

Розрахунковий коефіцієнт ефективності капітальних вкладень:

$$E_p = \frac{115979}{4465,1} = 25,9 > 0,39 \cdot$$

Що більше нормативного коефіцієнта ефективності капітальних вкладень в АСУ і обчислювальну техніку.

Загальний обсяг капіталовкладень в проект:

$$K_K^A = K_{\mathcal{E}}^A + K_{\mathcal{Z}}^A = 4465,1 + 6697 = 11162 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності, років:

$$T = \frac{K_K^A}{\mathcal{E}_r} = \frac{11162}{115979} = 0,09 \text{ року.}$$

4. Завдання для контрольних робіт

Задача № 1

У трифазному електричному ланцюзі, режим якого заданий у таблиці 4.1,4.2 необхідно виміряти активну і реактивну потужності та енергію, для цього необхідно:

- вибрати мінімально можливе число ватметрів (елементів лічильників активної і реактивної енергії);
- скласти схему прямого включення приладів у трифазний електричний ланцюг,
- розрахувати показання приладів, а також активну і реактивну потужності та енергію в ланцюзі (прийняти час виміру енергії в ланцюзі 24 год.);
- скласти схему включення приладів через вимірювальні трансформатори струму і напруги, вибравши їхнє мінімальне число;
- розрахувати показання ватметрів або лічильників активної і реактивної енергії, включених через вимірювальні трансформатори струму і напруги, а також активну і реактивну потужності та енергію, що витрачаються в ланцюзі, обравши номінальні коефіцієнти трансформації трансформаторів струму і напруги, вважаючи, що первинні струми і напруги в ланцюзі збільшені в n_1 і n_U раз відповідно (див. табл. 4.2).
- Зробити висновки

Таблиця 4.1. Вихідні дані до задачі

Значення напруги	Перша цифра									
	I	2	3	4	5	6	7	8	9	0
$U_{л}, В$	105	230	400	680	95	210	360	640	100	380
n_u	100	44	25	15	63	29	17	9	350	92

Таблиця 4.2. Вихідні дані до задачі

Значення струму і кута фазового зрушення	Друга цифра									
	I	2	3	4	5	6	7	0	9	0
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$I_a, А$	4	3	4	4	2	4	5	5	4	4
$I_b, А$	4	4	3	5	5	3	4	5	3	5
$I_c, А$	4	5	8	4	5	7	9	5	3	6
$\varphi_A, ^\circ$	30	0	45	30	90	60	0	20	20	0
$\varphi_B, ^\circ$	30	30	0	60	0	45	30	20	30	90
$\varphi_C, ^\circ$	30	45	50	0	20	30	15	20	60	50
Наявність нейтралі	-	+	-	+	-	+	-	-	+	-
n_i	120	100	50	20	60	40	30	60	20	40

Примітка. У таблиці позначено "+" - ланцюг з нульовим проводом, "-" - без нульового проводу.

Задача 2

Для підприємств галузі, згідно завдання, побудувати добовий графік електроспоживання та розрахувати плату за електроенергію:

- відповідно заданого графіка галузі таблиця 4.3 розрахувати вартість електричної енергії за рік по заданій тарифній системі обліку;

Таблиця 4.3. Вихідні дані до розрахунку

Перша цифра														
1(6)			2(7)			3(8)			4(9)			5(0)		
Т, год		Р, %	Т, год		Р, %	Т, год		Р, %	Т, год		Р, %	Т, год		Р, %
Характерні добові графіки ремонтно-механічних під-ств	1	35	Характерні добові графіки машинобудування	1	40	Характерні добові графіки хімічної промисловості	1	75	Характерні добові графіки переробної промисловості	1	85	Характерні добові графіки кольорової металургії	1	80
	2	35		2	45		2	75		2	85		2	80
	3	35		3	40		3	75		3	85		3	80
	4	35		4	40		4	75		4	85		4	80
	5	35		5	40		5	85		5	82		5	80
	6	35		6	45		6	85		6	95		6	85
	7	35		7	45		7	85		7	100		7	85
	8	75		8	60		8	85		8	100		8	85
	9	100		9	90		9	85		9	90		9	85
	10	100		10	100		10	100		10	90		10	85
	11	95		11	95		11	100		11	90		11	85
	12	80		12	80		12	75		12	90		12	95
	13	50		13	85		13	92		13	90		13	95
	14	70		14	90		14	100		14	90		14	95
	15	90		15	90		15	90		15	90		15	95
	16	85		16	85		16	90		16	90		16	85
	17	70		17	85		17	90		17	100		17	85
	18	95		18	80		18	90		18	100		18	100
	19	85		19	75		19	75		19	90		19	100
	20	100		20	65		20	75		20	90		20	100
	21	95		21	68		21	75		21	90		21	100
	22	80		22	65		22	75		22	90		22	90
	23	70		23	55		23	75		23	85		23	90
	24	50		24	40		24	75		24	85		24	90

- визначити доцільність переходу з існуючого тарифу (табл. 4.4) на диференційований тариф за період часу.
- зробити висновок про доцільність переходу підприємств даної галузі на диференційовані тарифи.
- Зробити висновки.

Таблиця 4.4. Вихідні дані до задачі 3

Друга цифра										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Р _{мах} , кВт	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000	5000
Т _{мах} , год	5000	3000	3100	3200	3300	3400	3500	3600	3700	6000
Вид тарифу	1- ставко -вий	2- ставко -вий	1- ставко -вий	2- ставко -вий	1- ставко -вий	2- ставко -вий	1- ставко -вий	2- ставко -вий	1- ставко -вий	2- ставко -вий

Задача 3

Визначити показники ефективності функціонування АСКУЕ, а також економічний ефект від впровадження АСКУЕ. Вихідні дані до розрахунку приведені в таблицях 4.5-4.8. Зробити висновок про доцільність впровадження АСКУЕ на підприємстві. В таблицях 4.5-4.7 вибір даних за варіантом виконувати за першою цифрою залікової книжки, інших за другою.

Таблиця 4.5 Капітальні вкладення в обчислювальну техніку для АСКУЕ (K_1)

№ варіанту	Найменування обладнання	Вартість в тис. грн.	Кількість	Коеф. зношення на момент вкл. АСКУЕ, α_1	Коеф.участі в АСКУЕ, α_2
1	2	3	4	6	8
1	Ноутбук	2,5	22	0,5	0,1
	БФП	1,5	12	0,8	0,3
	Фільтр	0,45	20	0,8	0,3
	Модем	2	8	0,5	0,6
	Мережеве обладнання	1	8	0,5	0,5

Таблиця 4.5 Капітальні вкладення в обчислювальну техніку для АСКУЕ (K_1)

№ варіанту	Найменування обладнання	Вартість в тис. грн.	Кількість	Коеф. зношення на момент вкл. АСКУЕ , α_1	Коеф.участі в АСКУЕ , α_2
2	Ноутбук	2,5	20	0,5	0,1
	БФП	1,5	10	0,8	0,3
	Фільтр	0,45	15	0,8	0,3
	Модем	2	6	0,5	0,6
	Мережеве	1	6	0,5	0,5
	обладнання				
3	Ноутбук	2,5	24	0,5	0,1
	БФП	1,5	5	0,8	0,3
	Фільтр	0,45	16	0,8	0,3
	Модем	2	4	0,5	0,6
	Мережеве	1	6	0,5	0,5
	обладнання				
4	Ноутбук	2,5	18	0,5	0,1
	БФП	1,5	4	0,8	0,3
	Фільтр	0,45	12	0,8	0,3
	Модем	2	2	0,5	0,6
	Мережеве	1	6	0,5	0,5
	обладнання				
5	Ноутбук	2,5	20	0,5	0,1
	БФП	1,5	4	0,8	0,3
	Фільтр	0,45	12	0,8	0,3
	Модем	2	4	0,5	0,6
	Мережеве	1	3	0,5	0,5
	обладнання				

Таблиця 4.5 Капітальні вкладення в обчислювальну техніку для АСКУЕ (K_1)

№ варіанту	Найменування обладнання	Вартість в тис. грн.	Кількість	Коеф. зношення на момент вкл. АСКУЕ , α_1	Коеф.участі в АСКУЕ , α_2
6	Ноутбук	2,5	23	0,5	0,1
	БФП	1,5	16	0,8	0,3
	Фільтр	0,45	20	0,8	0,3
	Модем	2	3	0,5	0,6
	Мережеве обладнання	1	6	0,5	0,5
7	Ноутбук	2,5	22	0,5	0,1
	БФП	1,5	4	0,8	0,3
	Фільтр	0,45	14	0,8	0,3
	Модем	2	4	0,5	0,6
	Мережеве обладнання	1	2	0,5	0,5
8	Ноутбук	2,5	16	0,5	0,1
	БФП	1,5	3	0,8	0,3
	Фільтр	0,45	10	0,8	0,3
	Модем	2	3	0,5	0,6
	Мережеве обладнання	1	3	0,5	0,5
9	Ноутбук	2,5	23	0,5	0,1
	БФП	1,5	6	0,8	0,3
	Фільтр	0,45	12	0,8	0,3
	Модем	2	4	0,5	0,6

Таблиця 4.5 Капітальні вкладення в обчислювальну техніку для АСКУЕ (K_1)

№ варіанту	Найменування обладнання	Вартість в тис. грн.	Кількість	Коеф. зношення на момент вкл. АСКУЕ , α_1	Коеф.участі в АСКУЕ , α_2
	Мережеве обладнання	1	4	0,5	0,5
0	Ноутбук	2,5	26	0,5	0,1
	БФП	1,5	6	0,8	0,3
	Фільтр	0,45	12	0,8	0,3
	Модем	2	5	0,5	0,6
	Мережеве обладнання	1	5	0,5	0,5

Таблиця 4.6. Капітальні вкладення в систему збору та передачі даних (K_2).

№ п/п	Найменування обладнання	Вартість в тис. грн.	Кількість	α_1 коефіцієнт зношення на момент включ. АСКУЕ	α_2 коеф. участі в АСКУЕ
1	Перетворювач інтерфейсів	0,6	30	0,8	0,2
	Маршрутизатор	3,1	20	0,4	0,2
	Радіомодем	1,5	70	0,55	0,5
2	Перетворювач інтерфейсів	0,6	35	0,8	0,2
	Маршрутизатор	3,1	25	0,4	0,2
	Радіомодем	1,5	65	0,55	0,5

Таблиця 4.6. Капітальні вкладення в систему збору та передачі даних (K₂).

№ п/п	Найменування обладнання	Вартість в тис. грн.	Кіл-сть	α_1 коефіцієнт зношення на момент включ. АСКУЕ	α_2 коеф. участі в АСКУЕ
3	Перетворювач інтерфейсів	0,6	25	0,8	0,2
	Маршрутизатор	3,1	15	0,4	0,2
	Радіомодем	1,5	55	0,55	0,5
4	Перетворювач інтерфейсів	0,6	30	0,8	0,2
	Маршрутизатор	3,1	25	0,4	0,2
	Радіомодем	1,5	70	0,55	0,5
5	Перетворювач інтерфейсів	0,6	35	0,8	0,2
	Маршрутизатор	3,1	20	0,4	0,2
	Радіомодем	1,5	55	0,55	0,5
6	Перетворювач інтерфейсів	0,6	25	0,8	0,2
	Маршрутизатор	3,1	15	0,4	0,2
	Радіомодем	1,5	55	0,55	0,5
7	Перетворювач інтерфейсів	0,6	35	0,8	0,2
	Маршрутизатор	3,1	20	0,4	0,2
	Радіомодем	1,5	75	0,55	0,5
8	Перетворювач інтерфейсів	0,6	18	0,8	0,2
	Маршрутизатор	3,1	36	0,4	0,2

Таблиця 4.6. Капітальні вкладення в систему збору та передачі даних (K₂).

№ п/п	Найменування обладнання	Вартість в тис. грн.	Кіл- сть	α_1 коефіцієнт зношення на момент включ. АСКУЕ	α_2 коеф. участі в АСКУЕ
	Радіомодем	1,5	55	0,55	0,5
9	Перетворювач	0,6	20	0,8	0,2
	інтерфейсів	3,1	25	0,4	0,2
	Маршрутизатор	1,5	70	0,55	0,5
	Радіомодем				
0	Перетворювач	0,6	30	0,8	0,2
	інтерфейсів	3,1	30	0,4	0,2
	Маршрутизатор	1,5	60	0,55	0,5
	Радіомодем				

Таблиця 4.7. Капітальні вкладення в обладнання системи АСКУЕ (K₃).

№ п/п	Найменування обладнання	Вартість в тис. грн.:	К-сть	α_1 коеф. зношення на момент вкл. АСКУЕ
1	Датчик імпульсів, УП-3	0,06	10000	1,0
	Контролер ІТЕК-210*	2	10	0,2
	Контролер ІТЕК-220	1	6	0,2
2	Датчик імпульсів, УП-3	0,06	12000	1,0
	Контролер ІТЕК-210*	2	12	0,2
	Контролер ІТЕК-220	1	6	0,2

Таблиця 4.7. Капітальні вкладення в обладнання системи АСКУЕ (К₃).

№ п/п	Найменування обладнання	Вартість в тис. грн.:	К-сть	α_1 коеф. зносення на момент вкл. АСКУЕ
3	Датчик імпульсів,УП-3	0,06	15000	1,0
	Контролер ІТЕК-210*	2	15	0,2
	Контролер ІТЕК-220	1	12	0,2
4	Датчик імпульсів,УП-3	0,06	11200	1,0
	Контролер ІТЕК-210*	2	12	0,2
	Контролер ІТЕК-220	1	6	0,2
5	Датчик імпульсів,УП-3	0,06	14000	1,0
	Контролер ІТЕК-210*	2	14	0,2
	Контролер ІТЕК-220	1	6	0,2
6	Датчик імпульсів,УП-3	0,06	11000	1,0
	Контролер ІТЕК-210*	2	10	0,2
	Контролер ІТЕК-220	1	9	0,2
7	Датчик імпульсів,УП-3	0,06	16000	1,0
	Контролер ІТЕК-210*	2	10	0,2
	Контролер ІТЕК-220	1	10	0,2
8	Датчик імпульсів,УП-3	0,06	8000	1,0
	Контролер ІТЕК-210*	2	10	0,2
	Контролер ІТЕК-220	1	6	0,2
9	Датчик імпульсів,УП-3	0,06	14000	1,0
	Контролер ІТЕК-210*	2	20	0,2
	Контролер ІТЕК-220	1	8	0,2
0	Датчик імпульсів,УП-3	0,06	10000	1,0
	Контролер ІТЕК-210*	2	15	0,2

Таблиця 4.7. Капітальні вкладення в обладнання системи АСКУЕ (К₃).

№ п/п	Найменування обладнання	Вартість в тис. грн..	К-сть	α_1 коеф. зношення на момент вкл. АСКУЕ
	Контролер ІТЕК-220	1	10	0,2

Таблиця 4.8. Параметри енергокомпанії та енергетичних ресурсів до
розрахунку АСКУЕ (за другою цифрою)

№ вар.	P, МВт	ϵ , кг/кВт*год	Ц _т , грн/т.ум.п	n ₁	n ₂	С, грн/кВт*год	φ ₁ -φ ₂
1	1000	0,25	3400	25	7	прийняти значення з задачі 2	0,01
2	1200	0,26	3200	27	7		0,01
3	1400	0,27	3300	29	8		0,02
4	1600	0,28	3200	31	8		0,02
5	1800	0,29	3600	33	9		0,03
6	2000	0,3	3400	35	9		0,03
7	2200	0,31	4100	37	10		0,04
8	2400	0,32	3300	39	10		0,04
9	2600	0,33	3200	41	11		0,05
0	2800	0,35	3600	43	11		0,05

Література

1. Черемісін М.М., Зубко В.М. Автоматизація обліку та управління електроспоживання: Посібник для вищих навчальних закладів. Х. : Факт, 2005. – 192 с.
2. Інформаційно-керуючі комплекси та системи. Курс лекцій. /Плешков П.Г., Савеленко І.В., Кіровоград.: РВЛ, 2010 р.
3. ДСТУ 5003.2:2008 Автоматизовані системи обліку електричної енергії. Терміни та визначення понять 2.
4. ДСТУ 5003.1:2008 Автоматизовані системи обліку електричної енергії. Загальні положення
5. .ІЕС 60044-1:2008 Трансформаторы измерительные. Часть 1. Трансформаторы тока 26.ДСТУ ІЕС 61038:2002 Вимірювання електричні. Тарифікація і контроль навантаження. Особливі вимоги до реле часу
6. ДСТУ ІЕС 60687:2004 Лічильники активної електроенергії змінного струму. Класи точності 0,2S та 0,5S
7. Правила користування електричною енергією. Затверджено НКРЕ Постановою №28 від 31.07.96 із змінами №1196 від 14.09.1999, №998 від 22.09.2000, №1072 від 18.10.2000 р.

Перелік сайтів інформаційної підтримки студентів

1. <http://mpe.kmu.gov.ua> - сайт Мінпалевенерго; -
2. <http://www.nas.gov.ua/> - сайт НАН України;
3. <http://www.necin.gov.ua/> - сайт Національного агентства з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів;
4. <http://www.kievenergo.com.ua/> - сайт Київенерго;
5. <http://www.nerc.gov.ua/> - сайт НКРЕ;
6. <http://www.vit.zp.ua/> - сайт ВІТ – Українського науково-дослідного проектно-конструкторського і технологічного інституту трансформаторобудування;
7. <http://www.grifre.kiev.ua/> - сайт Галузевого резервно-інвестиційного фонду розвитку енергетики;
8. <http://www.eltema.com.ua/> - сайт редакції газети ЕлектроТЕМА;
9. <http://www.niivn.dn.ua/> - сайт НДІ високих напруг;
10. <http://www.ukrhydroenergo.org/> - сайт Асоціації Укргідроенерго;
11. <http://emp@lviv.abbon.net/> - сайт Львівського філіалу Укренергомережпроекту;
12. <http://www.iaea.org/index.html/> - сайт МАГАТЕ;
13. <http://user.web.cern.ch/User/Welcome.asp/> - сайт CERN European Organization for Nuclear Research;

Додаток Б

Таблиця Б1. Значення температури навколишнього середовища для робочих умов приладу

Впливаючий фактор	Значення впливаючого фактора для заданої групи засобів вимірювання		
	2	4	5
Температура навколишнього середовища, °C	10...35	-10...+40	-30...+50