

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

В. М. Охріменко

АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ
ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для здобувачів другого (магістерського)
рівня вищої освіти денної та заочної форм навчання
зі спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка)*

Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2022

УДК 621 311(057.8)

Охріменко В. М. Автоматизовані системи диспетчерського управління : конспект лекцій для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти денної та заочної форм навчання зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / В. М. Охріменко ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2022. – 140 с.

Автор

канд. техн. наук, доц. В. М. Охріменко

Рецензент

В. А. Маляренко, доктор технічних наук, професор, професор кафедри систем електропостачання та електроспоживання міст (Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова)

Рекомендовано кафедрою систем електропостачання та електроспоживання міст, протокол № 1 від 5 вересня 2022 р.

© В. М. Охріменко, 2022

© ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2022

ЗМІСТ

Перелік умовних позначень	6
Вступ	10
Тема 1 Електроенергетика як об'єкт автоматизованого управління	11
1.1 Особливості електроенергетики як об'єкта управління	11
1.1.1 Основні поняття та визначення	11
1.1.2 Особливості електроенергетики	12
1.2 Склад електроенергетичного комплексу України	14
1.2.1 Генерація	16
1.2.2 Енергоострів Бурштинської ТЕС	17
1.2.3 Регіональні електроенергетичні системи	18
1.2.4 Транспортування та розподіл електроенергії	18
1.2.5 Організаційне забезпечення	18
1.3 Завдання управління електроенергетикою	20
1.4 Оперативно-диспетчерське управління в електроенергетиці	21
Контрольні запитання	23
Тема 2 Оперативно-диспетчерське управління в електроенергетиці ...	23
2.1 Організація оперативно-диспетчерського управління	23
2.2 Планування режиму роботи об'єднаної енергосистеми України	26
2.3 Управління режимом роботи	31
2.4 Управління устаткуванням енергооб'єктів	37
2.5 Попередження та ліквідація технологічних порушень	39
2.6 Оперативно-диспетчерський персонал	42
Контрольні запитання	45
Тема 3 Планування енергетичних режимів	46
3.1 Задачі планування енергетичних режимів	46
3.2 Статистичний аналіз і перспективна оцінка енергоспоживання й характеристик електростанцій та мереж	49
3.2.1 Прогнозування електро- та теплоспоживання	49
3.2.2 Статистичний прогноз нерозрахованих статей балансів потужності електростанцій	52
3.2.3 Розрахунок обмежень щодо режимів роботи ТЕЦ	53
3.2.4 Розрахунок і аналіз техніко-економічних показників електростанцій та мереж	54
3.3 Формування балансів потужності та енергії	55
3.3.1 Формування балансу потужності	55
3.3.2. Формування балансу електроенергії	57

3.3.3	Формування балансу теплоти	58
3.3.4	Формування балансу палива	59
	Контрольні запитання	60
Тема 4	Оперативне управління режимом	60
4.1	Завдання та особливості оперативного управління режимом	60
4.2	Прогнозування, оцінювання стану й балансу потужності	62
4.2.1	Прогнозування	62
4.2.2	Оцінювання стану електроенергетичної системи	62
4.2.3	Формування балансу потужності	63
	Контрольні запитання	64
Тема 5	Автоматичне управління режимом	64
5.1	Основні положення	64
5.2	Оцінка стану системи в алгоритмах протиаварійного управління	65
5.3	Протиаварійна автоматика	65
5.3.1	Повторне включення після ліквідації збурення	65
5.3.2	Вироблення й реалізація управляючих впливів засобами протиаварійного управління.....	67
5.4	Автоматичне управління нормальними режимами	70
5.4.1	Автоматичне регулювання частоти й активної потужності	70
5.4.2	Автоматичне регулювання напруги в основній мережі	71
	Контрольні запитання	74
Тема 6	Диспетчерські служби підприємств електроенергетики	74
6.1	Організаційні структури підприємств електричних мереж	74
6.2	Райони розподільних мереж	75
6.2.1	Оперативне й технічне обслуговування розподільних мереж 0,38–10 кВ і підстанцій 35 100 кВ ОВБ розподільних мереж і підстанцій	78
6.2.2	Оперативно-диспетчерська група	79
6.2.3	Оперативно-ремонтний персонал	82
6.3	Обладнання диспетчерських служб	83
6.3.1	Диспетчерський пункт	83
6.3.2	Диспетчерський пульт	84
6.3.3	Диспетчерський щит	85
6.3.4	Мнемонічна схема	86
6.4	Засоби диспетчерського і технологічного управління.....	88
	Контрольні запитання	90

Тема 7 Автоматизовані системи диспетчерського управління	91
7.1 Основні відомості про АСДУ	91
7.2 Складові АСДУ	92
Контрольні запитання	94
Тема 8 Оперативні інформаційно-управляючі комплекси АСДУ.....	94
8.1 Мережа збору і передачі інформації	94
8.2 Технічні засоби оперативних інформаційно-управляючих комплексів	99
8.3 Автоматизовані системи контролю електроспоживання	110
Контрольні запитання	112
Тема 9 Автоматизована система диспетчерсько-технологічного зв'язку	113
9.1 Організація оперативного диспетчерського зв'язку	113
9.2 Види зв'язку в енергетиці	116
9.3 Автоматизовані системи передачі інформації	117
9.4 Канали зв'язку	118
9.5 Підсистема диспетчерського і селекторного зв'язку	124
9.5.1 Диспетчерська система з аналоговими каналами, цифровими потоками Е1 і мережею ІР-телефонії	124
9.5.2 Диспетчерська система з мережею ІР-телефонії	125
9.5.3 Система комплексного селекторного зв'язку	126
Контрольні запитання	127
Тема 10 Автоматизована система обліку електричної енергії	128
10.1 Постановка завдання обліку електричної енергії	128
10.2 Технічний і комерційний облік електроенергії	129
10.2.1 Загальні відомості	129
10.2.2 Вимоги до систем технічного й комерційного обліку	131
10.3 Загальні відомості про автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії	133
10.4 Приклад автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії району електричних мереж	134
Контрольні запитання	137
Список рекомендованих джерел	138

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

А

- АВР – автоматичне включення резерву
АДЗ – автоматичне дозування збудження
АЕС – атомна електростанція
АЗД – автоматичне запам'ятовування дозування
АЗПС – автоматичне запобігання порушення стійкості
АОЗЧ – автоматичне обмеження зниження частоти
АЛАР – автоматика ліквідації асинхронного режиму
АОЗН – автоматичне обмеження зниження напруги
АОП – автоматичне обмеження потужності
АОПП – автоматичне обмеження перетікань потужності
АОПВ – автоматичне обмеження перевантаження встаткування
АОПН – автоматичне обмеження підвищення напруги
АОПЧ – автоматичне обмеження підвищення частоти
АПВ – автоматичне повторне включення:
КАПВ – комбіноване АПВ
ОАПВ – однофазне АПВ
ТАПВ – трифазне АПВ
ШАПВ – швидкодіюче АПВ
ЧАПВ – частотне автоматичне повторне вмикання
АППС – автоматичне попередження порушень стійкості
АРМ – автоматизоване робоче місце
АРЧ – автоматичне регулювання частоти
АРЧП – автоматичне регулювання частоти й активної потужності
АСДУ – автоматизована система диспетчерського управління
АСДТУ – автоматизована система диспетчерсько-технологічного управління
АСЗ – автоматизована система зв'язку
АСКУЕ – автоматизована система контролю і управління електроспоживанням
АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії
АСТОЕ – автоматизована система технічного обліку електроенергії
АТС – автоматична телефонна станція
АЧР – автоматичне частотне розвантаження

Б

- БДРЧ – база даних реального часу

В

- ВДЕ – відновлювані джерела енергії
ВКЗ – виділений канал зв'язку
ВОЛЗ – волоконно-оптична лінія зв'язку
ВН – висока напруга

Г

ГАЕС – гідроакумуюча електростанція,
ГЕС – гідроелектростанція
ГТУ – газотурбінна установка

Д

ДЕК – державна електрична компанія
ДЕМ – ділянка електричних мереж
ДП – диспетчерський пункт
ДПР – диспетчерський пункт району
ДРЕС – державна районна електростанція
ДТ – джерело теплопостачання
ДТС – диспетчерська телефонна станція

З

ЗБК – загальний блок контролю
ЗДТУ – засоби диспетчерсько-технологічного управління
ЗТП – закрита трансформаторна підстанція

Е

ЕГП – електрогідравлічний перетворювач
ЕДТС – електронна диспетчерська телефонна станція
ЕЕС – електроенергетична система
ЕМ – електрична мережа
ЕС – електрична станція

Є

ЄЕС – єдина енергетична система

І

ІУП – інформаційно-управляюча підсистема
ІОП – інформаційно-обчислююча підсистема

К

КЗ – коротке замикання
ККЗ – комутований канал зв'язку
КЕС – конденсаційна електростанція
КЛ – кабельна лінія
КП ТМК – контрольний пункт телемеханічного комплексу.

Л

ЛЗ – лінія зв'язку
ЛЕП – лінія електропередач
ЛМ – локальна мережа
ЛУЗОД – локальне устаткування збору та обробки даних

М

МДТП – мережа диспетчерських телефонних переговорів
МКР – мінімальний контрольний рівень
МККТТ – міжнародний консультативний комітет телефонії й телеграфії
МПОТІ – мережа передачі оперативно-технологічної інформації
МТПТП – мережа телефонних переговорів технологічного персоналу

Н

НВН – надвисока напруга
НЕК – національна енергетична компанія
НДЦ – національний диспетчерський центр
НКЗ – не комутований канал зв'язку
НКРЕ – національна комісія регулювання енергетики

О

ОВБ – оперативна виїзна бригада
ОЕС – об'єднана енергетична система
ОДГ – оперативно-диспетчерська група
ОДС – оперативно-диспетчерська служба
ОДУ – оперативно-диспетчерське управління
ОЗПД – обладнання збору і передачі даних
ОІУК – оперативний інформаційно-управляючий комплекс

П

ПБЗ – перемикання без збудження
ПЕМ – підприємство електричних мереж
ПЗ – програмне забезпечення
ПТЕ – правила технічної експлуатації
ПЛ – повітряна лінія
ПТМ – пристрій телемеханіки

Р

РЕМ – район електричних мереж
РЕЕС – регіональна електроенергетична система
РЗА – релейний захист і автоматика
РМ – розподільна мережа
РПН – регулювання під навантаженням
РРМ – район розподільних мереж
РУ – розподільна установка

С

САВН – спеціальна автоматика вимкнення навантаження
СК – синхронний компенсатор
СЗПІ – система збирання і передачі інформації

СППД – система приймання-передачі даних

Т

ТВ – телевимірювання

ТЕП – техніко-економічні показники

ТЕС – теплова електростанція

ТЕЦ – теплоелектроцентрально

ТІМ – телеінформаційна мережа

ТП – трансформаторна підстанція

ТС – телесигнал

ТУ – телеуправління

ТР – телерегулювання

У

УВ – управляючий вплив

Ц

ЦДС – центральна диспетчерська служба

ЦЛІ – цифрово-літерна інформація

ЦППС – центральна приймально-передаюча станція

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity, Асоціація Європейської мережі системних операторів з передачі електроенергії

ISDN – Integrated Serviced Digital Network, цифрова мережа з інтеграцією послуг

PSN – Packet Switching Net, сеть с пакетной коммутацией сообщений

ВСТУП

Конспект лекцій призначений для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти денної та заочної форм навчання, які навчаються за освітніми програмами «Електротехнічні системи електропостачання» та «Магістральні електричні мережі: управління, експлуатація та розвиток» спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вивчення дисципліни «Автоматизовані системи диспетчерського управління» базується на відомостях, отриманих при вивченні дисциплін «Електричні системи та мережі», «Електрична частина станцій та підстанцій», «Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем».

Навчальна література з диспетчерського управління підприємствами електроенергетики досить обмежена і, в основному, застаріла. Докорінні зміни останніх десятиліть в програмному і апаратному забезпеченні систем диспетчерського управління обумовили появу нових підходів до побудови цих систем, які на сьогодні ще не знайшли достатнього відображення в навчальній літературі.

Наведений лекційний матеріал також може бути корисний здобувачам спеціальності «Електричний транспорт», науковим працівникам, аспірантам, працівникам диспетчерських служб підприємств електроенергетики.

Тема 1

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА ЯК ОБ'ЄКТ АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ

1.1 Особливості електроенергетики як об'єкта управління

1.1.1 Основні поняття та визначення

Електроенергетика – це галузь економіки, основною функцією якої є забезпечення споживачів електричною і тепловою енергією. Технологічний процес в електроенергетиці включає вироблення електричної і теплової енергії, її передачу, розподіл і споживання.

Електроенергетика як базова галузь є основою функціонування економіки країни і життєзабезпечення її громадян. В ринкових умовах господарювання між підприємствами електроенергетики й споживачами існують комплекс економічних відносин, які виникають в процесі виробництва, передачі, збуту і споживання енергії. Основними учасниками цих відносин є виробники енергії, мережеві організації, енергозбутові організації та споживачі енергії.

Виробниками (постачальниками) енергії (електричної, теплової) визнаються власники генерувальних суб'єктів, що здійснюють вироблення енергії з метою її продажу.

Мережевими є організації, що володіють на правах власності об'єктами електромережевого господарства, і використовують їх з метою надання послуги з передачі енергії (електричної, теплової), а також здійснюють у встановленому порядку технологічне приєднання енергоприймаючих пристроїв (енергетичних установок) юридичних і фізичних осіб до електричних (теплових) мереж.

Споживачами енергії (електричної, теплової) є юридичні та фізичні особи, які одержують електричну і теплову енергію для власних побутових і (або) виробничих потреб.

Енергозбутовими (енергопостачальними) організаціями визнаються організації, що здійснюють як основний вид діяльності продаж іншим особам виробленої або придбаної електричної чи теплової енергії.

Електроенергію виробляють на електростанціях. Залежно від виду первісної енергії основними в Україні є класичні теплові, атомні теплові і гідравлічні електростанції.

Теплові електростанції (ТЕС), які одночасно з електроенергією виробляють тепло (пар) і гарячу воду, називаються **теплоелектроцентралями** (ТЕЦ). Воду використовують для опалювання. Передача тепла здійснюється на відстані до 20 км, тому ТЕЦ розміщують поблизу великих міст.

ТЕС і ТЕЦ працюють на вугіллі, природному газі і дизельному паливі.

Найдешевшу електроенергію виробляють **гідро та гідроакumuлюючі електростанції** (ГЕС та ГАЕС). Вони виробляють електроенергію на базі гідроресурсів. Вироблення енергії на ГЕС залежить від кліматичних умов і змінюється за сезонами. Найбільшими гідроелектростанціями України є Дніпрогес, Кременчуцька, Каховська, Середньодніпровська, Канівська,

Київська (на Дніпрі), Дністровська (на Дністрі), Костянтинівська (на Південному Бузі). Важливе господарське значення мають гідроелектростанції, побудовані на малих річках. Вони мають малу потужність і забезпечують електроенергією невеликі території. Усього на малих річках працює близько 60 станцій.

Найважливішу роль в електроенергетиці відіграють **атомні електростанції** (АЕС). На них для виробництва електроенергії використовують уран. Один кг урану виділяє стільки ж тепла, скільки дає 2,5 тис. т вугілля.

Важливими елементами енергетики є високовольтні **лінії електропередачі** (ЛЕП), підстанції, розподільні мережі. Перша в Україні ЛЕП була побудована в 1926 р. в Донбасі, а перша високовольтна ЛЕП у 1940 р. У середині 60-х років ХХ століття в Україні були введені в дію ЛЕП постійного струму, а згодом споруджена найбільша міжнародна підстанція і перші в Європі міждержавні ЛЕП з виходом в Словаччину і Румунію.

Електроенергетична система (ЕЕС) – відокремлений підрозділ ДП Національна Енергетична Компанія (НЕК) «Укренерго», який діє на підставі Положення, затвердженого керівником ДП НЕК «Укренерго», і виконує експлуатацію магістральних, міждержавних (на території України) електричних мереж та диспетчерське (оперативно-технологічне) управління режимами виробництва, передачі та розподілу електричної енергії на території регіонів (областей) України, підпорядкованих йому в частині централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

Енергетика за своєю структурою та характером функціонування є складною динамічною соціально-економічною й одночасно виробничо-технічною системою, що значною мірою впливає на розвиток держави.

Енергетика як система складається з великої кількості елементів, ієрархічно організованих і об'єднаних численними інформаційними та фізичними зв'язками. Ця система управляється на основі інформації, отриманої в контрольних точках системи, виробленої в показниках, документах, звітах, планах тощо. Інформаційні дані мають бути достовірними за своєю сутністю, а в процесі функціонування системи самі виступають як елементи управління.

1.1.2 Особливості електроенергетики

Електроенергія як енергоносіє має ряд особливостей, зумовлених її фізичними властивостями, що впливають на організацію і функціонування як фізичної інфраструктури електроенергетики, так і ринку електроенергії:

- безперервність і збіг у часі (одночасність) процесів виробництва і споживання;
- неможливість створення запасів (складування, переадресування, повернення) електроенергії у промислово значущих обсягах;
- істотні коливання попиту, залежно від часу доби, днів тижня, сезону, – отже складність прогнозування споживання/виробництва;
- високий ступінь невизначеності прогнозування обсягів споживання та виробництва електроенергії певними видами генерації;

– неможливість визначення виробника електроенергії, використаної тим чи іншим споживачем (анонімність виробника);

– жорстка «прив'язка» електроенергії до мереж передачі, що обмежує вибір напрямків транспортування, а також зумовлює певні втрати електроенергії під час її транспортування (чим більша протяжність ліній, тим більшими є втрати; задовільними вважаються втрати, що не перевищують 4–5 %, максимально припустимими – 10 % обсягу електроенергії, яка передається мережами).

На інших ринках товарної продукції нетривалий дисбаланс між виробленням і споживанням не призводить до втрати стійкості ринку, оскільки він може бути усунений складськими запасами та/або товарами-замінниками. Натомість **ринок електроенергії може нормально працювати винятково за умови, що в кожен момент часу забезпечується баланс виробництва і споживання**. Ця умова спричиняє наступні наслідки:

1. Необхідність оперативного балансування енергосистеми в умовах змінного навантаження потребує наявності генерувальних потужностей, що можуть працювати в різних режимах роботи: **базових**, що працюють з постійною заданою потужністю, та **маневрових**, здатних швидко і в широких межах змінювати величину виробництва електроенергії. Маневрові потужності поділяються на пікові (максимальне навантаження упродовж доби) та напівпікові (помірні зміни обсягів споживання). Для забезпечення стабільної роботи об'єднаної енергосистеми України у структурі генерувальних потужностей **базові потужності повинні складати 50–55 %, напівпікові – 30–35%, пікові – 10–15 %**.

2. Неможливість створення запасів готової продукції призводить до **необхідності створення резервів генерувальних потужностей**, пропускну здатності електромереж і запасів палива на електростанціях. Величина резервів нормується, а витрати на їх підтримання враховуються у вартості електроенергії.

3. Нормальна робота електрообладнання потребує, щоб електричний струм, який воно використовує, мав необхідні значення характеристик, серед яких найважливіші – частота та напруга. Значні відхилення характеристик від необхідних значень можуть призводити до появи системних аварій і «розвалу» енергосистеми. Тому величини відхилення характеристик струму нормуються і вважаються показниками його якості.

4. Забезпечення балансу потужностей за підтримання частоти та напруги відповідно до нормативних показників якості електроенергії потребує централізованого **оперативного управління енергосистемою (диспетчеризації)**.

5. Жорстка «прив'язка» електроенергії до мереж передачі, а також втрати, що зростають із збільшенням відстані, часто призводять до **необхідності створення регіональних енергосистем**, які є частиною загальних (об'єднаних) енергосистем.

Ринки електроенергії, як правило, мають дуже складну структуру, оскільки для забезпечення балансу між попитом і пропозицією необхідно постійно синхронізувати процеси купівлі/продажу, планування та диспетчеризації. Тому на

цих ринках виникає потреба у специфічних видах послуг – балансувальних послугах, системному та мережевому контролі, резервуванні потужностей тощо.

Важливими є також наступні особливості енергетики:

- поділ економічного планування та диспетчерського управління в господарському механізмі управління;
- роз'єднання виробничо-господарської та збутової діяльності;
- динамічність виробничих і транспортних процесів, що полягає у великій швидкості їх протікання та у постійній зміні величини навантаження в часі;
- тверда залежність виробництва і транспорту енергії від режиму її споживання та у цьому зв'язку визначальна роль оперативно-диспетчерського управління роботою галузі та її підприємств;
- розбіжність за обсягом величини виробництва енергії і її транспорту в енергооб'єднаннях (транзитний характер енергобалансу);
- тверда централізація управління виробництвом, що обмежує самостійність електричних станцій і мережних підприємств у прийнятті рішень;
- паралельна робота на одну транспортну мережу багатьох електричних станцій і енергооб'єднань;
- наявність великої кількості зовнішніх факторів, які впливають на результати виробничо-господарської діяльності і які не залежать від персоналу підприємств і об'єднань;
- велика територіальна довжина електричних мереж;
- багаторівнева структура мереж.

1.2 Склад електроенергетичного комплексу України

Основою електроенергетики України є *Об'єднана електроенергетична система* (ОЕС) – «сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, інших суб'єктів електроенергетики, які об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної й теплової енергії при централізованому управлінні цим режимом» [12]. ОЕС здійснює централізоване енергопостачання внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами сусідніх держав, забезпечує експорт та імпорт електроенергії. До її складу входять *вісім регіональних електроенергетичних систем* (РЕЕС) (рис. 1.1): Дніпровська, Донбаська (тимчасово окупована територія), Західна, Кримська (тимчасово окупована територія), Південна, Південно-Західна, Північна і Центральна. РЕЕС пов'язані між собою системоутворюючими та міждержавними лініями електропередачі напругою 220–750 кВ.

Централізоване вироблення електричної енергії в ОЕС здійснюють 17 найпотужніших теплових та вісім гідравлічних електростанцій, які входять до складу шести державних та приватних акціонерних енергогенерувальних компаній: Західенерго, Центренерго, Дніпроенерго, Київенерго, Донбасенерго підпорядкованих Мінпаливенерго України, та чотири АЕС, які входять до складу Національної атомної енергогенерувальної компанії «Енергоатом».



Рисунок 1.1 – Об’єднана енергетична система України

Розподіл електроенергії в ОЕС здійснюють обласні акціонерні енергопостачальні компанії.

Транспортування електричної енергії від енергогенерувальних до енергопостачальних компаній магістральними та розподільними електромережами країни забезпечує Національна енергетична компанія «Укренерго», до складу якої входять вісім згаданих вище РЕЕС.

ОЕС України працює синхронно (паралельно) з енергетичними системами Білорусі, Молдови, та через «Бурштинський енергоострів» з об'єднаними енергетичними системами країн Західної, Центральної та Східної Європи, – колишнього УСТЕ (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*) – Польщі, Словаччини, Угорщини, Румунії, що дозволяє експортувати електроенергію як у східному, так і західному напрямках.

1.2.1 Генерація

Централізоване вироблення електроенергії здійснюють насамперед сімнадцять найбільших теплових електростанцій (чотирнадцять ТЕС і три ТЕЦ), чотири атомних (АЕС) і вісім гідравлічних (ГЕС і ГАЕС). Порівняно невелику частку електроенергії виробляють також малі ТЕЦ, ГЕС і станції, що працюють з використанням *відновлюваних джерел енергії* (надалі ВДЕ) – вітрові, сонячні та ті, що виробляють електроенергію біомаси. У складі ОЕС є також блок-станції¹, які працюють з використанням різних видів енергії.

Сумарна встановлена потужність електростанцій ОЕС України (включно з блок-станціями) становить понад 50 млн кВт. Найбільша частка цієї потужності (понад 51 %) припадає на ТЕС, що належать до генерувальних компаній, найменша (близько 0,6 %) – на електростанції, що працюють з використанням ВДЕ.

З урахуванням законсервованих блоків, блоків, що знаходяться на реконструкції, та мережевих обмежень загальна встановлена потужність, готова до експлуатації, складає близько 47 млн кВт. Для покриття максимуму навантаження на енергосистему можуть бути використані енергоблоки сумарною потужністю близько 32 млн кВт. Резерви потужності в ОЕС України складають близько 32 %.

Основою генерації є атомна енергетика, яка, маючи 26 % загальної встановленої потужності всіх електростанцій країни, виробляє близько половини всього обсягу електроенергії. Другу позицію посідає теплова електроенергетика (понад 63 % загальної встановленої потужності; майже 44 % обсягу виробництва). Частка ГЕС у загальній встановленій потужності становить лише 8,6 % (близько 6 % обсягу виробництва).

Встановлена потужність електростанцій ОЕС України складає 52 млн кВт, зокрема потужності ТЕС – 31,8 млн кВт (61 %), АЕС – 12,8 (25 %), ГЕС – 4,7 млн кВт (9 %).

¹ Блок-станція – електростанція, що належить споживачеві, але працює в ОЕС України та підпорядковується її диспетчерському управлінню.

Основу теплової енергетики складають 104 енергетичних блоки потужністю 150–800 МВт.

Атомна генерація. Атомна енергетика представлена 15 енергоблоками потужністю 440–1000 МВт. Вона виробляє найбільшу частину загального обсягу електроенергії (49 %). Всього в Україні діють чотири АЕС, що належать до НАЕК «Енергоатом». На АЕС працюють 15 блоків сумарною встановленою потужністю 13 835 МВт.

Атомні електростанції: Запорізька АЕС (6 блоків 1 000 МВт), Південноукраїнська АЕС (4 блоки по 300 МВт і 3 блоки по 800 МВт), Рівненська АЕС (2 блоки по 400 МВт і 2 блоки по 1 000 МВт), Хмельницька АЕС (2 блоки по 1 000 МВт, 2 блоки по 1 000 МВт – будуються).

Теплова генерація (ТЕС і ТЕЦ). До великих теплових електростанцій України належать 14 ТЕС п'яти генерувальних компаній – Дніпроенерго, Донбасенерго, Західенерго, Східенерго та Центренерго. Переважна частина обладнання цих електростанцій введена в експлуатацію в 1960–1970 роках. На цей час їх середній ККД становить близько 32 % (проти 45 % у розвинутих країнах), технічний стан характеризується високим рівнем зношеності основного обладнання, через перевищення розрахункового ресурсу та використання їх енергоблоків у маневрових режимах, що прискорює спрацювання обладнання.

Гідрогенерація. Великі ГЕС і ГАЕС об'єднані в ПАТ «Укргідроенерго». Це насамперед ГЕС Дніпровського каскаду (Дніпровська, Середньодніпровська, Київська (встановлена потужність – 408,5 МВт, потужність гідроагрегатів – 11×22 МВт, $9 \times 18,5$ МВт), Канівська (встановлена потужність – 444 МВт, потужність гідроагрегатів – $24 \times 18,5$ МВт), Каховська, Кременчуцька), а також Дністровська ГЕС та Київська і Дністровська ГАЕС (таблиця 1.1). Названі ГЕС введені в експлуатацію переважно в 1960–1970-х роках.

Таблиця 1.1 – Характеристики ГАЕС

Назва електростанції	Кількість агрегатів	Встановлена потужність, МВт	
		в генераторному режимі	в насосному режимі
Київська ГАЕС	6	235,5	135
Дністровська ГАЕС		7×324	7×421
Канівська ГАЕС (будується)	8	1 800	2 000

1.2.2 Енергоострів Бурштинської ТЕС

Створений у 1995–2002 рр. на базі найбільшої в західному регіоні електростанції, Бурштинської ТЕС, з метою організації експорту електроенергії до країн Європи. Охоплює територію Закарпатської, частини Львівської та Івано-Франківської областей загальною площею 27 тис. км². Окрім Бурштинської (встановлена потужність 2 300 МВт) на «острові» працюють також Калуська ТЕЦ (200 МВт) і Теребля-Рікська ГЕС (30 МВт). «Острів» поєднано міждержавними лініями передачі з Угорщиною (одна ЛЕП 750 кВ, одна – 400 кВ, дві – по 220 кВ), із Словаччиною (одна ЛЕП 400 кВ) та з Румунією (одна ЛЕП 400 кВ).

1.2.3 Регіональні електроенергетичні системи

РЕЕС охоплюють усю територію України та поєднані між собою магістральними ЛЕП напругою 220, 330, 400, 500, 750 і 800 кВ. Нині діють шість із восьми РЕЕС (рис. 1.1): Дніпровська, Західна, Південна, Південно-Західна, Північна, Центральна енергосистеми. Дві енергосистеми – Кримська і Донбаська тимчасово окуповані.

Державна електрична компанія (ДЕК) «Укрелектропередача» є замкненою багатоконтурною вузловою системоутворюючою мережею напругою 220, 330, 400, 500, 750, 800 кВ. Вузлові точки – це підстанції різної напруги і розподільні пристрої електростанцій.

1.2.4 Транспортування та розподіл електроенергії

Здійснюється магістральними (в т.ч. міждержавними) мережами (близько 23 тис. км ЛЕП різної напруги та 133 трансформаторні підстанції) та розподільними мережами (понад 890 тис. км повітряних і кабельних ЛЕП напругою 0,4–150 кВ, понад 200 тис. трансформаторних підстанцій напругою 0,4-35 кВ). До складу електромереж належать **трансформаторні підстанції** (ТП), **розподільні установки** (РУ) та власне ЛЕП.

Магістральні електромережі перебувають в оперативному та технологічному управлінні державного підприємства Національна енергетична компанія «Укренерго» (далі – НЕК «Укренерго»).

Розподільні (локальні) мережі належать енергопостачальним (розподільним) компаніям різних форм власності, які забезпечують транспортування і продаж електроенергії споживачам.

Оперативно-технологічне управління ОЕС, управління режимами енергосистеми, а також забезпечення надійності та умов паралельної роботи з енергосистемами інших країн покладено на НЕК «Укренерго».

Електростанції та магістральні ЛЕП представлені на рисунку 1.2.

1.2.5 Організаційне забезпечення

Законодавче врегулювання роботи електроенергетичної галузі здійснює Парламент (Комітет з питань паливно-енергетичного комплексу, ядерної політики та ядерної безпеки). Головним органом у системі центральних органів виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичній галузі є Міністерство енергетики та вугільної промисловості України (Міненерговугілля), діяльність якого спрямовує і координує безпосередньо Кабінет Міністрів. Міненерговугілля реалізує корпоративні права держави в підприємствах електроенергетики через Національну акціонерну компанію (НАК) «Енергетична компанія України» (далі – НАК «ЕКУ»).

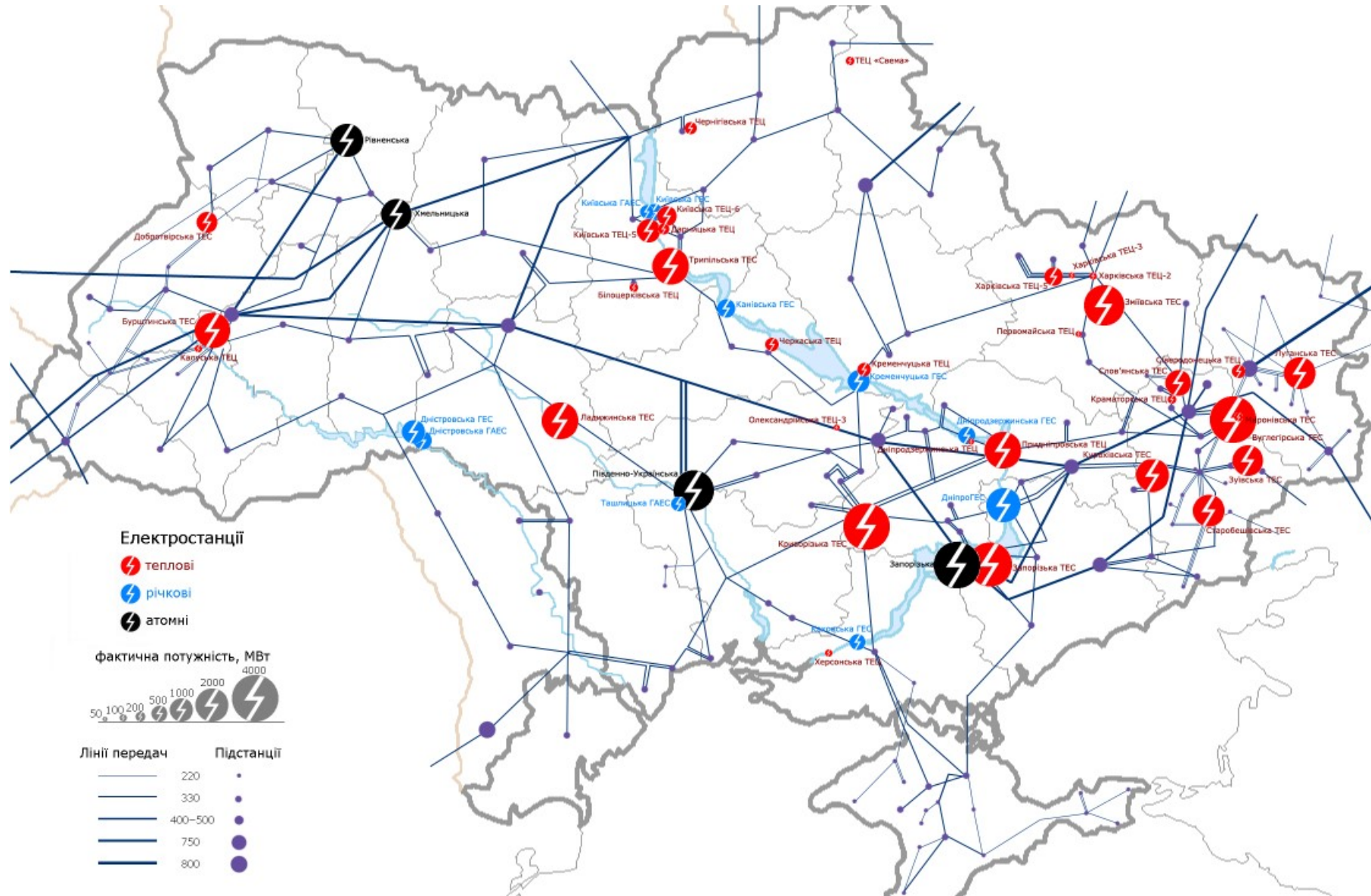


Рисунок 1.2 – Електростанції та магістральні ЛЕП України

1.3 Завдання управління електроенергетикою

Серед завдань управління електроенергетикою відзначимо завдання, що вирішуються в рамках сучасних інформаційно-управляючих систем.

1. Управління економікою реалізується в наступних фазах.

Перспективне управління:

розрахунок оптимальних точок розмикання електричних мереж за критерієм мінімуму втрат електричної енергії.

Поточне управління:

– контроль і управління виробленням, споживанням та збутом електричної енергії;

– контроль за дотриманням режимів споживання електричної енергії;

– розрахунок обмежень споживання електричної енергії;

– розрахунок економічної ефективності заходів.

Оперативне управління:

– контроль балансу потужностей та електричної енергії;

– оперативний розрахунок втрат електричної енергії;

– оперативний контроль дотримання режимів електроспоживання.

2. Управління якістю режимів реалізується в наступних фазах.

Перспективне управління:

– перспективне планування режимів електричних мереж;

– оцінка режимних наслідків введення в роботу нових суб'єктів;

– розрахунок уставок релейного захисту і автоматики;

– оптимізація режимів електричних мереж за рівнями напруги;

– прогноз якості електричної енергії в мережах;

– ведення нормативно-довідкової бази даних;

– розрахунок струмів короткого замикання (К.З.) в електричних мережах.

Поточне управління:

– поточне планування режимів електричних мереж;

– ведення звітної документації;

– дозвіл диспетчерських замовлень;

– виявлення і ліквідація ожеледних утворень;

– ведення журналу навантажень.

– оперативне управління:

– оперативне планування режимів електричних мереж;

– контроль параметрів режиму;

– контроль параметрів якості електричної енергії;

– визначення відстані до місця пошкодження;

– оперативне управління комутаційним обладнанням;

– визначення виду К.З.;

– ведення оперативної бази даних;

– оперативний контроль навантажень.

Автоматичне управління мережею:

– автоматичне управління режимом електричної системи;

– фіксація параметрів режиму при виникненні К.З. або пікових кидках;

– фіксація параметрів перехідних процесів при К.З. або пікових кидках;

– реєстрація роботи пристроїв *релейного захисту і автоматики* (РЗА) та

комутаційного обладнання;

- захист усіх елементів станцій та повітряних ЛЕП;
- резервування відмов вимикачів;
- контроль роботи обладнання підстанцій.

3. Управління безпекою.

Перспективне управління:

- розрахунок/аналіз і прогноз надійності схем мережі;
- управління проведенням переатестації персоналу з техніки безпеки;
- складання типових «бланків перемикачів».

Поточне управління:

- підвищення кваліфікації і контроль знань персоналу;
- навчання і тренування режимного та оперативного персоналу на тренажерах.

Оперативне управління:

- контроль та управління діями персоналу з виконання режимних робіт;
- забезпечення безпеки робіт;
- складання допуску до виконання робіт.

4. Управління експлуатацією.

Перспективне управління:

- розробка і коректування нормальної та ремонтної схеми мереж;
- розробка типових ремонтних схем;
- складання графіків проведення чергових, поточних і капітальних ремонтів та технічного обслуговування обладнання.

Поточне управління:

- облік і аналіз технічного стану ЛЕП (виявлення дефектів опор, ізоляції, проводів, кабелів, грозозахисних тросів, лінійної арматури);
- аналіз технічного стану електричних мереж для визначення об'ємів ремонту і техобслуговування;
- діагностика обладнання підстанцій і ЛЕП.

Оперативне управління:

- контроль схем електричних мереж;
- облік та аналіз технічного стану підстанцій та їх елементів
- облік та аналіз стану роботи систем автоматизації;
- облік ресурсів обладнання підстанцій та ЛЕП.

1.4 Оперативно-диспетчерське управління в електроенергетиці

Система *оперативно-диспетчерського управління* (ОДУ) в електроенергетиці включає комплекс заходів з централізованого управління технологічними режимами роботи суб'єктів електроенергетики та енергоприймальних установок споживачів в межах Єдиної енергетичної системи й технологічно ізольованих територіальних електроенергетичних систем, здійснюваному суб'єктами оперативно-диспетчерського управління, уповноваженими на здійснення вказаних заходів у порядку, встановленому законодавством України.

Метою діяльності системи ОДУ в електроенергетиці є забезпечення надійного енергопостачання і якості електричної енергії, що відповідають

вимогам технічних регламентів та іншим обов'язковим вимогам, встановленим нормативними актами, і вживання заходів для забезпечення виконання зобов'язань суб'єктів електроенергетики за договорами, що укладаються на оптовому та роздрібних ринках.

В електроенергетиці України діє єдина централізована диспетчерська система оперативно-технологічного управління виробленням, передачею та постачанням електричної енергії. Функції диспетчерського (оперативно-технологічного) управління об'єднаною енергетичною системою України виконує державне підприємство, яке визначається центральним органом виконавчої влади, що здійснює управління в електроенергетиці. Централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління поширюється на суб'єкти підприємницької діяльності, суб'єкти електроенергетики яких підключені до об'єднаної енергетичної системи України.

Централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління передбачає:

- планування та оперативне управління потужностями електростанцій України з урахуванням режимів централізованого тепlopостачання;

- планування та контроль за додержанням режиму роботи об'єднаної енергетичної системи України;

- запобігання аварійним ситуаціям і ліквідацію їх наслідків в об'єднаній енергетичній системі України шляхом підтримки необхідного балансу потужності та енергії, забезпечення надійного і сталого функціонування об'єднаної енергетичної системи України та її паралельної роботи з енергетичними системами інших держав;

- розроблення і здійснення контролю за впровадженням нових систем протиаварійної автоматики та захисту, засобів зв'язку і диспетчерського (оперативно-технологічного) управління;

- здійснення нагляду за експлуатацією систем протиаварійної автоматики та захисту.

Усі оперативні команди і розпорядження державного підприємства, що здійснює диспетчерське (оперативно-технологічне) управління відповідно до законодавства України, підлягають беззаперечному виконанню всіма суб'єктами підприємницької діяльності, суб'єктами електроенергетики яких підключені до об'єднаної енергетичної системи України. Втручання в диспетчерське (оперативно-технологічне) управління об'єднаною енергетичною системою України з боку державних органів, політичних партій і рухів та інших громадських організацій не допускається, крім випадків, передбачених законодавством України.

Суб'єкти підприємницької діяльності, суб'єкти електроенергетики яких підключені до об'єднаної енергетичної системи України, зобов'язані подавати державному підприємству, що здійснює диспетчерське (оперативно-технологічне) управління, звіти та інформацію, передбачені нормативно-технічними документами.

Контрольні запитання

1. Поясніть роль енергетики в економіці країни.
1. Як основні особливості електроенергетики?
2. Поясніть призначення магістральних електричних мереж.
3. На які групи поділяють електростанції? Надайте їхню характеристику.
4. Які завдання управління економікою?
5. Які завдання управління якістю режимів?
6. Які завдання управління експлуатацією?
7. Поясніть завдання ОДУ в енергетиці.

Тема 2 ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСЬКЕ УПРАВЛІННЯ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ

2.1 Організація оперативного-диспетчерського управління

В електроенергетиці України діє єдина централізована диспетчерська система оперативного-технологічного управління виробленням, передачею і розподілом електричної енергії з урахуванням режимів централізованого теплопостачання.

Централізоване диспетчерське управління поширюється на всі суб'єкти електроенергетики, підключені до ОЕС України, а також на міждержавні електричні зв'язки з енергосистемами суміжних держав.

Функції централізованого диспетчерського управління суб'єктами основної мережі ОЕС України виконують НЕК «Укренерго» та її підрозділи (регіональні ЕЕС). Вони забезпечують:

- надійну паралельну роботу електричних станцій у складі ОЕС України і ОЕС України з енергосистемами суміжних держав;
- підтримування збалансованого режиму в ОЕС України;
- надійну та безперебійну передачу електроенергії через основну мережу ОЕС України енергопостачальним компаніям та споживачам, які живляться від основної мережі ОЕС;
- дотримання вимог енергетичної безпеки ОЕС України.

Обласні електропостачальні компанії забезпечують надійне та безперебійне енергопостачання споживачів, які живляться від електричних мереж цих компаній.

В ОЕС України оперативного-диспетчерське управління організоване за ієрархічною структурою, що передбачає розподіл функцій оперативного управління між окремими рівнями, а також обов'язкову підпорядкованість нижчих рівнів оперативного управління вищим.

Організаційну структуру оперативного-диспетчерського управління в ОЕС України від рівня НЕК «Укренерго» до рівня енергопостачальних компаній і електростанцій системного значення енергогенерувальних компаній (ТЕС з енергоблоками, АЕС, ГЕС Дніпровського та Дністровського каскадів) визначає

НЕК «Укренерго» як орган вищого рівня оперативно-диспетчерського управління ОЕС України.

Структуру оперативного управління на енергосуб'єктах несистемного значення в енергогенерувальних та енергопостачальних компаніях або самостійних суб'єктів електроенергетики встановлює керівництво цих енергокомпаній (суб'єктів) з дотриманням вимог Правил [16] і за узгодженням з регіональними ЕЕС.

Функції оперативного управління виконують:

- в ОЕС України – диспетчерська служба НЕК «Укренерго»;
- в ЕЕС – **центральна диспетчерська служба** (ЦДС) ЕЕС, а в структурних підрозділах ЕЕС магістральних електричних мережах – **оперативно-диспетчерська служба** (ОДС) або **оперативно-диспетчерські групи** (ОДГ) магістральних електричних мереж, оперативний персонал підстанцій 220 кВ і вище;

- на електростанціях, **джерелах теплопостачання** (ДТ) енергокомпаній, самостійних суб'єктів з виробництва електричної й теплової енергії – оперативний персонал у зміні електростанцій, ДТ тощо;

- в енергопостачальній компанії – диспетчерська служба енергокомпанії, диспетчерські служби електромереж або оперативно-диспетчерські групи **районів електричних мереж** (РЕМ), оперативний персонал підстанцій 110-150 кВ, оперативний персонал генерувальних джерел енергопостачальної компанії;

- у тепловій мережі - диспетчерська служба енергопостачальної компанії, оперативний персонал ТЕЦ і самостійних суб'єктів, оперативно-диспетчерські служби районів теплових мереж і оперативний персонал ДТ.

В ОЕС України організоване безперервне оперативне управління узгодженою роботою окремих суб'єктів електроенергетики генерувальних, передавальних і постачальних енергокомпаній або самостійних суб'єктів електроенергетики, які працюють у складі ОЕС України.

Завданням оперативного управління в ОЕС України є:

- розроблення і ведення нормальних і ремонтних режимів роботи електростанцій, магістральних і розподільчих мереж, які забезпечують задані умови енергопостачання споживачів;

- забезпечення надійного і стійкого функціонування ОЕС України та її паралельної роботи з енергосистемами суміжних держав;

- планування і ведення режиму роботи ОЕС України по активній потужності й частоті (у режимах відокремленої роботи) з урахуванням умов роботи оптового ринку електричної енергії України;

- виконання вимог щодо забезпечення якості електричної енергії й тепла;

- режимне забезпечення економічності роботи ОЕС України й ЕЕС, суб'єктів електроенергетики за раціонального використання енергоресурсів, дотримання режимів споживання енергії;

- запобігання і ліквідація технологічних порушень під час виробництва, передачі та розподілу електричної енергії й тепла;

– здійснення оперативного обслуговування і контролю за роботою пристроїв РЗА, *автоматизованих систем диспетчерського управління (АСДУ)* і *засобів диспетчерсько-технологічного управління (ЗДТУ)*.

На суб'єктах електроенергетики, відповідно до чинної структури оперативного обслуговування, організоване цілодобове оперативне управління обладнанням, завданням якого є:

- підготовка і ведення необхідного режиму роботи;
- підготовка і проведення перемикань, пусків і зупинок;
- запобігання, локалізація та ліквідація технологічних порушень, відновлення необхідного режиму роботи;
- підготовка до проведення ремонтних робіт.

Оперативний персонал суб'єктів електроенергетики усіх суб'єктів ОЕС України несе повну відповідальність за виконання розпоряджень чергового диспетчера НЕК «Укренерго» і ЕЕС з питань, що входять до їхньої компетенції (оперативне управління, оперативне відання), а диспетчери НЕК «Укренерго» і ЦДС ЕЕС – за обґрунтованість своїх розпоряджень.

В ОЕС України усі лінії електропередачі, обладнання, теплопроводи та пристрої РЗА, АСДУ, ЗДТУ електростанцій і мереж розподілені за рівнями диспетчерського управління зверху – вниз відповідно до ієрархії диспетчерського управління.

Для кожного диспетчерського рівня встановлені *дві категорії управління* обладнанням і спорудами – *оперативне управління* та *оперативне відання*.

В оперативному управлінні чергового диспетчера знаходяться лінії електропередачі, обладнання, теплопроводи, пристрої РЗА, АСДУ, ЗДТУ, операції з якими проводяться ним самостійно або за його керівництвом і потребують координації дій підпорядкованого оперативного персоналу та узгоджених змін на кількох суб'єктах.

В оперативному віданні чергового диспетчера знаходяться лінії електропередачі, обладнання, теплопроводи, пристрої РЗА, АСДУ, ЗДТУ, стан і режим яких впливають на наявну потужність і резерв електростанцій, режим та надійність роботи мереж ОЕС України в цілому, а також налаштування пристроїв РЗА, АСДУ, ЗДТУ.

Операції з зазначеним обладнанням та пристроями проводяться з дозволу диспетчера, у віданні якого знаходяться обладнання та пристрої.

Переліки ліній електропередачі, обладнання, теплопроводів, пристроїв РЗА, АСДУ, ЗДТУ, що знаходяться в оперативному управлінні або оперативному віданні оперативного персоналу енергокомпанії або самостійного суб'єкта електроенергетики, складені з урахуванням рішень вищого органу оперативно-диспетчерського управління і затверджені відповідно керівництвом енергокомпанії, структурного підрозділу енергокомпанії, самостійного суб'єкта електроенергетики у встановленому порядку.

НЕК «Укренерго» розробляє і повідомляє в ЕЕС затверджений керівництвом (головним диспетчером) НЕК «Укренерго» перелік обладнання, пристроїв РЗА, АСДУ, ЗДТУ, які є в оперативному управлінні або віданні

диспетчера НЕК «Укренерго». На підставі цього переліку ЕЕС складають для енергосуб'єктів регіону аналогічний перелік, доповнюючи його обладнанням та пристроями, які знаходяться в управлінні або віданні диспетчера ЦДС ЕЕС. Цей перелік затверджує керівництво (головний диспетчер) ЕЕС. На підставі вказаного переліку в енергокомпанії й на енергосуб'єкті складають свій перелік, який затверджує технічний керівник енергокомпанії або енергосуб'єкта, і який є єдиним документом, що встановлює оперативне підпорядкування обладнання енергосуб'єкта за способом оперативно-диспетчерського управління для його роботи у складі ОЕС України.

Відносини персоналу різних рівнів оперативно-диспетчерського управління в ОЕС України регламентовані відповідними положеннями з оперативно-технічних відносин енергокомпаній і енергосуб'єктів з оперативним персоналом НЕК «Укренерго» та її ЕЕС, а також договорами на право участі власників енергосуб'єктів і енергокомпаній у паралельній роботі з ОЕС України. Спірні питання, що виникають під час підписання двостороннього положення з оперативних відносин персоналу й укладання договорів, повинні вирішуватися негайно.

У НЕК «Укренерго» та її ЕЕС, на енергосуб'єктах енергокомпаній та самостійних суб'єктів розробляються інструкції з оперативно-диспетчерського управління, ведення оперативних переговорів і записів, проведення перемикачів і ліквідації технологічних порушень з урахуванням специфіки та структурних особливостей ЕЕС або енергосуб'єкта, програми й бланки перемикачів.

Усі оперативні переговори, оперативно-диспетчерська документація на усіх рівнях диспетчерського управління в ОЕС України ведуться із застосуванням єдиної загальноживаної термінології, типових розпоряджень, повідомлень і записів.

2.2 Планування режиму роботи об'єднаної енергосистеми України

Планування режиму роботи ОЕС України забезпечує:

- збалансованість графіків споживання енергії та навантаження електростанцій, ДТ, ЕЕС, ОЕС України з урахуванням умов роботи оптового ринку електричної енергії України, наявності енергоресурсів, стану обладнання, реальних режимів і пропускної спроможності обладнання вузлів навантаження, електричних і теплових мереж;
- дотримання умов паралельної роботи ОЕС України з енергосистемами інших держав;
- ефективність принципів оперативного управління режимами і функціонування пристроїв РЗА, АСДУ, ЗДТУ;
- надійність і економічність виробництва, передачі та розподілу електричної й теплової енергії;
- створення необхідного обертового резерву потужності для забезпечення стійкої роботи ОЕС України з урахуванням умов роботи оптового ринку електричної енергії України;

– виконання графіків ремонту основного обладнання енергосуб'єктів з урахуванням енергобалансу та умов роботи оптового ринку електричної енергії України;

– наявність незнижуваного мінімального запасу палива на електростанціях, гарантовану роботу парових пристроїв станції і тепломережі в зимовий період.

Планування режимів роботи в ОЕС України проводиться на довготермінові та короткотермінові періоди.

Планування режимів здійснюється на підставі:

– даних добових відомостей і статистичних даних ЕЕС, ОЕС України, енергосуб'єктів за попередні дні та періоди;

– прогнозу навантаження енергосуб'єктів, ЕЕС і ОЕС України на планований період;

– даних ДП «Енергоринок» за цінними заявками ТЕС енергогенерувальних компаній (ТЕЦ енергопостачальних компаній) і заявок енергопостачальних компаній на режими добового (тижневого) електроспоживання;

– результатів контрольних вимірів перетоків потужності, навантажень і рівнів напруги в контрольних вузлах ОЕС України, які проводяться два рази на рік у робочі дні червня і грудня;

– даних про введення нових генерувальних потужностей, ДТ і мережних суб'єктів;

– техніко-економічних характеристик генерувального обладнання ТЕС (ТЕЦ) і режиму водотоку річок Дніпро і Дністер;

– даних про гранично допустимі навантаження обладнання та ліній електропередачі;

– даних гідравлічного розрахунку теплових мереж.

Довготермінове планування режиму ОЕС України, ЕЕС і енергосуб'єктів здійснюється для характерних періодів року (річні максимум і мінімум навантажень, період повені, опалювальний період тощо).

Довготермінове планування здійснюється НЕК «Укренерго» і передбачає:

– складання прогнозованих річних, кварталних, місячних балансів енергії та балансу потужності на години максимуму навантажень;

– складання прогнозованих сезонних балансів наявної потужності ДТ і приєднань теплового навантаження;

– створення необхідного обертового резерву потужності в ОЕС України, виходячи з вимог режиму ОЕС, пропозицій ДП «Енергоринок» з умов роботи оптового ринку електричної енергії України;

– визначення і видачу, з урахуванням умов роботи оптового ринку електричної енергії України, значень максимуму електричного навантаження і споживання електричної енергії, наявної потужності електростанцій з урахуванням робочої потужності та наявності енергоресурсів за місяцями року;

– визначення і видачу значень максимуму теплового навантаження ДТ і споживання теплової енергії з урахуванням ефективного її виробництва і споживання;

– розроблення планів використання гідроресурсів ГЕС;

- складання, з урахуванням режиму ОЕС України, річних і місячних планів ремонту основного обладнання електростанцій, підстанцій і ліній електропередачі, теплових мереж і ДТ, пристроїв РЗА, АСДУ, ЗДТУ;
- розроблення оперативних схем з'єднань електростанцій, підстанцій, електричних і теплових мереж для нормальних і ремонтних режимів;
- розрахунки нормальних, ремонтних і післяаварійних режимів з урахуванням введення нових генерувальних потужностей і мережних суб'єктів ЕЕС і вибору параметрів настроювання пристроїв РЗА, АСДУ, ЗДТУ;
- розрахунки й визначення максимально й аварійно допустимих значень перетоків потужності з урахуванням нормативних запасів стійкості на лініях електропередачі (перетинах) для нормальних експлуатаційних і ремонтних схем мережі;
- розрахунок максимально допустимої потужності електростанцій за умовами збереження стійкості;
- розроблення, контроль і виконання завдань за графіками обмежень і аварійних вимкнень споживачів, з **автоматичного частотного розвантаження (АЧР) і спеціальної автоматики вимкнення навантаження (САВН)**;
- розроблення і виконання технічних рішень з впровадження автоматики частотного ділення і виділення електричних станцій (енергоблока) на збалансоване навантаження з метою збереження стійкості виділеної частини ЕЕС, забезпечення живлення власних потреб, виконання експортного постачання електроенергії;
- розрахунки струмів короткого замикання, перевірку відповідності схем і режимів роботи, електродинамічної й термічної стійкості обладнання і вимикаючої спроможності вимикачів, а також вибір параметрів пристроїв РЗА, АСДУ, ЗДТУ;
- складання й уточнення інструкцій для оперативного персоналу з ведення режиму і використання пристроїв РЗА, АСДУ, ЗДТУ;
- визначення потреби у нових пристроях РЗА, АСДУ, ЗДТУ.

Короткотермінове планування режиму ОЕС України, ЕЕС, електростанцій, ДТ, теплових і електричних мереж проводиться з випередженням від 1 доби до 1 тижня.

Короткотермінове планування передбачає:

- прогноз добового електричного навантаження та режимів ОЕС України;
- прогноз добового теплового навантаження електростанцій і ДТ, а також витрати теплоносія в теплових мережах;
- розподіл навантаження між ЕЕС, електростанціями, окремими енергоустановками, задавання добових графіків навантаження ЕЕС, електростанції за умовами роботи оптового ринку електричної енергії України;
- рішення за заявками на узгоджене виведення у ремонт (резерв) або увімкнення в роботу основного і допоміжного обладнання з урахуванням заходів щодо ведення режиму, зміни параметрів настроювання пристроїв РЗА, АСДУ, ЗДТУ.

Складені ДП «Енергоринок» у відповідності до правил оптового ринку електричної енергії України добові погодинні графіки активного навантаження

та резерву потужності ОЕС України, ЕЕС, електростанцій і окремих енергоустановок затверджуються керівництвом ДП «Енергоринок» і керівництвом НЕК «Укренерго» і доводяться до відповідних диспетчерських служб.

Під час розроблення добового графіка навантаження ОЕС України (короткотермінове планування) на електростанціях передбачається сумарний обертовий резерв з первинного і вторинного регулювання частоти і перетоків потужності *не менш ніж 400 МВт* з уточненням його необхідної величини центральним органом диспетчерського управління ОЕС України (НЕК «Укренерго») у залежності від особливості режимів роботи ОЕС.

Графіки ремонтів основного обладнання і споруд (котлів, реакторних установок, турбін, генераторів, димових труб, градирень тощо) електростанцій на наступний рік складаються на підставі нормативів і заданих значень ремонтної потужності по місяцях року, погоджуються з НЕК «Укренерго» і затверджуються у встановленому порядку.

Зміна річних графіків капітальних і середніх ремонтів допускається у виняткових випадках за погодженням з НЕК «Укренерго» і затвердженням змін у встановленому порядку.

Річні графіки ремонту ліній електропередачі й обладнання підстанцій, пристроїв РЗА, АСДУ, ЗДТУ, обладнання теплових мереж і ДТ затверджуються відповідно керівництвом НЕК «Укренерго» і ЕЕС, енергогенерувальної й енергопостачальної компаній, технічним керівником енергосуб'єкта у залежності від рівня оперативного підпорядкування.

Графіки ремонту обладнання ДТ і теплових мереж, вимкнення яких призводить до обмеження гарячого водопостачання в міжопалювальний період, попередньо погоджуються з місцевими органами виконавчої влади й виконуються в стислі терміни.

Електростанції, інші виробники та постачальники електроенергії, енергопостачальні компанії, а також споживачі, незалежно від форм власності й відомчої належності, повинні виконувати вимоги щодо застосування затверджених графіків обмежень і аварійного вимкнення споживачів, а також застосування систем протиаварійного управління зі зниження електроспоживання, розроблені відповідно до чинних нормативних документів.

В ОЕС України рішення про введення в дію графіків обмежень споживачів приймається керівництвом НЕК «Укренерго» (керівник, головний диспетчер) за погодженням з керівництвом Міненерговугілля України. Графіки обмежень споживачів вводяться у дію через диспетчерів НЕК «Укренерго» і ЦДС ЕЕС.

Рішення про введення в дію графіків аварійних вимкнень споживачів приймається черговим диспетчером НЕК «Укренерго» за погодженням з її керівництвом (керівником, головним диспетчером) або самостійно відповідно до чинних інструкцій. Графіки аварійних вимкнень вводяться в дію черговими диспетчерами НЕК «Укренерго» і ЦДС ЕЕС.

Посадові особи, які приймають рішення про введення графіків обмежень і аварійних вимкнень, несуть персональну відповідальність за обґрунтованість таких рішень.

Керівництво енергопостачальної компанії несе персональну

відповідальність за виконання заданих для них обсягів обмежень і аварійних вимкнень.

Оперативний персонал енергопостачальних компаній та їх структурних підрозділів відповідає за своєчасність і точність виконання розпоряджень вищого оперативного персоналу щодо виконання заданих обсягів графіків аварійних вимкнень.

Для запобігання порушення режимів роботи ОЕС України або її окремих частин, забезпечення надійної та безпечної роботи енергосуб'єктів під час виробництва, передачі та постачання електричної енергії у складі комплексу заходів протиаварійного управління передбачається САВН.

Обсяг навантажень, що підключаються до САВН і їх використання за умовами аварійних режимів роботи ОЕС України й ЕЕС, енергопостачальних компаній визначаються відповідно НЕК «Укренерго» та ЕЕС.

Оперативне введення в дію САВН (вимкнення навантаження кнопками (ключами) САВН) здійснюватися за командою чергового диспетчера НЕК «Укренерго» та ЕЕС.

В ОЕС України діє загальносистемне АЧР і *частотне автоматичне повторне вмикання* (ЧАПВ).

На підставі затвердженого рішення щодо принципів формування АЧР (ЧАПВ) НЕК «Укренерго» задає ЕЕС, а ЕЕС енергопостачальним компаніям обсяг і діапазони уставок АЧР і ЧАПВ.

Відповідно до заданих НЕК «Укренерго» і ЕЕС обсягів та розподілу їх за чергами АЧР і ЧАПВ, енергопостачальні компанії за погодженням з ЕЕС розподіляють розташування АЧР і ЧАПВ на підстанціях обслуговуваної ними зони, у тому числі на підстанціях основної мережі ОЕС України, з урахуванням категорій споживачів з енергопостачання і схем живлення.

Електроенергетичні системи з урахуванням вказівок НЕК «Укренерго», а ті, що працюють ізольовано, – самостійно визначають уставки автоматичного частотного пуску агрегатів ГЕС, *газотурбінних установок* (ГТУ) у разі зниження частоти, автоматичного переведення гідроагрегатів, що працюють у режимі синхронного компенсатора, у генераторний режим, а також переведення агрегату ГАЕС з помпового режиму в турбінний.

Перелік приєднань, підключених до пристроїв АЧР з указанням обсягу навантаження, яке вимикається, й уставок пристроїв АЧР, затверджується керівництвом енергопостачальної компанії й подається у відповідну ЕЕС. АЧР формується з навантаження споживачів будь-якої категорії за надійністю енергопостачання (крім споживачів особливої групи I категорії). У залежності від категорій за надійністю енергопостачання відповідальні споживачі необхідно приєднувати до більш віддалених за ймовірністю спрацьовування черг АЧР.

Необхідні обсяги АЧР забезпечуються й у тому випадку, коли значну частину навантаження становлять відповідальні споживачі.

Пристрої АЧР постійно увімкнені в роботу з заданими обсягами навантаження, уставками спрацювання за частотою і витримками часу. Оперативному персоналові забороняється самовільно виводити споживачів

з-під дії АЧР, перемикачі вимкнене АЧР навантаження на джерела живлення, що залишилися в роботі. Якщо приєднання, заведені під дію АЧР, мають АВР, то робота АВР блокується дією АЧР.

Персонал ЕЕС систематично контролює уставки й технічний стан пристроїв АЧР, у тому числі на підстанціях енергопостачальних компаній і на суб'єктах споживачів.

Споживачі зобов'язані забезпечувати безперешкодний доступ контролюючого персоналу ЕЕС і енергопостачальних компаній до нагляду за технічним станом пристроїв АЧР і контролю за обсягами підключеного навантаження й уставками.

Керівництво енергопостачальних компаній, споживачів несе персональну відповідальність за технічний стан і експлуатацію пристроїв АЧР, встановлених на їхніх суб'єктах.

Значення навантаження, фактично підключеного до окремих черг пристроїв АЧР і до САВН, вимірюється два рази на рік (у червні та грудні) у контрольні години, встановлювані НЕК «Укренерго».

Порядок складання та введення в дію графіків обмеження й аварійного вимкнення споживачів, застосування протиаварійних систем зниження електроспоживання визначається окремою інструкцією, погодженою з НКРЕ.

Органи державного нагляду в електроенергетиці, НКРЕ ведуть контроль за правильним використанням режимів обмеження споживання.

2.3 Управління режимом роботи

Основним документом, що визначає роботу в ОЕС України всіх суб'єктів електроенергетики, є добовий диспетчерський графік навантаження з погодинним розподілом.

Усі суб'єкти підприємницької діяльності незалежно від їх форм власності і відомчої належності зобов'язані суворо дотримуватись добового диспетчерського графіка навантаження і встановленого графіка споживання, приймаючи, відповідно, всі необхідні міри до їхнього виконання.

Електростанції і ДТ зобов'язані в нормальних умовах виконувати заданий диспетчерський графік навантаження та увімкненого резерву.

Добові графіки навантаження АЕС визначаються в основному базовими режимами роботи енергоблоків АЕС. Режим роботи АЕС повинен задовольняти вимогам технологічних регламентів безпечної експлуатації енергоблоків. За цих умов пріоритетними є вимоги щодо забезпечення ядерної та радіаційної безпеки АЕС.

Енергопостачальні компанії та електроспоживачі повинні чітко дотримуватися затверджених графіків споживання електричної енергії.

У випадку вимушеного відхилення, з технічних причин, від диспетчерського графіка навантаження начальник зміни електростанції негайно повідомляє чергового диспетчера ЕЕС (чергового інженера диспетчерської служби енергокомпанії – за наявності), а диспетчер ЕЕС – чергового диспетчера НЕК «Укренерго» про відхилення і причини, що його викликали.

Начальник зміни станції зобов'язаний вжити усі необхідні заходи для входження у заданий графік.

У випадку вимушеного відхилення від графіка теплового навантаження оперативний персонал ДТ повідомляє про це чергового диспетчера тепломережі.

Обмеження робочої потужності електростанцій або відхилення мінімально допустимих навантажень агрегатів від встановлених норм оформляється оперативною заявкою.

У випадку дозволу розвантаження добовий графік електростанції, енергоблока оперативно коригується диспетчером НЕК «Укренерго» з відповідним оформленням у встановленому в НЕК «Укренерго» і ДП «Енергоринок» порядку.

Для запобігання і ліквідації технологічних порушень в ОЕС України черговий диспетчер НЕК «Укренерго», ЕЕС у межах повноважень, встановлених НЕК «Укренерго», має право змінити графік навантаження електростанції. Зміна графіка навантаження АЕС повинна виконуватися без порушення технологічного регламенту безпечної експлуатації енергоблоків.

Причинами вимушеного відхилення від графіків навантаження електростанцій можуть бути:

- необхідність використання регульовальних можливостей електростанцій у тому числі у разі відхилення частоти понад допустимі значення або перевищення величин граничних перетоків потужності в перетинах і по окремих лініях електропередачі основної мережі ОЕС України та загрози порушення стійкої її роботи;

- несправності пристроїв РЗА, що потребують обмежень з видачі потужності електростанції, або вимкнення ліній електропередачі, що призводять до обмеження видачі потужності електростанції;

- перевищення встановлених контрактних величин перетоків потужності по міждержавних електричних зв'язках;

- аварійний вихід з роботи енергоблоків, який може призвести до виникнення значних дефіцитів потужності.

Про проведену вимушену зміну графіка навантаження електростанції потрібно повідомляти вищому диспетчерові й оформляти у встановленому порядку.

Електростанції зобов'язані за розпорядженням чергового диспетчера ЕЕС, виходячи з умов безпечної роботи ОЕС України, негайно підвищувати навантаження до повної робочої потужності або знижувати її до технічного мінімуму зі швидкістю, яка визначається відповідними інструкціями.

У разі вимушеної необхідності диспетчер НЕК «Укренерго» повинен дати розпорядження про введення агрегатів у роботу з резерву або виведення їх у резерв з наступним оформленням у встановленому порядку.

Вимушена, виходячи з умов безпечної роботи ОЕС України та ЕЕС, зміна графіка перетоку потужності через магістральні електричні мережі ОЕС

України або через міждержавні електричні зв'язки може проводитись за розпорядженням чергового диспетчера НЕК «Укренерго» у випадках, передбачених [16].

Вимушена зміна на вимогу чергового диспетчера ЕЕС графіка електричного навантаження ТЕЦ, що входять до енергопостачальних компаній, і самостійних ТЕЦ погоджується з черговим диспетчером енергопостачальної компанії, черговим інженером ТЕЦ з врахуванням максимально допустимого зниження температури води теплової мережі, тривалості такого зниження, а також наявності серед споживачів промислових підприємств з технологічним тепловим навантаженням або тепличних господарств. Не допускається знижувати температуру мережної води нижче від мінімальної, прийнятої для теплової мережі.

Регулюванням частоти електричного струму і потужності в ОЕС України (ЕЕС) забезпечуються:

– для режиму відокремленої роботи ОЕС України з *єдиною енергетичною системою* (ЄЕС) Росії (для ЕЕС, що працює ізольовано) – підтримування частоти електричного струму відповідно до вимог ГОСТ 13109 [6];

– для режиму паралельної роботи ОЕС України з ЄЕС Росії або окремих частин ОЕС України, що працюють паралельно з ОЕС інших країн, – підтримування заданих добових графіків потужності (сальдо) потужності з ЄЕС Росії (ОЕС інших країн) або сальдо перетоків потужності ОЕС України з корекцією за частотою;

– обмеження перетоків потужності за умовами стійкої роботи ОЕС України, ЕЕС, нагрівання проводів ліній електропередачі, перевантаження обладнання.

Автоматичне регулювання частоти і перетоків потужності в ОЕС України або в ЕЕС, котрі працюють відокремлено, здійснюється:

– усіма електростанціями під час зміни частоти шляхом зміни потужності під впливом систем регулювання турбін у межах регульовального діапазону (первинне регулювання частоти), у цьому випадку статизм регулювання і зона нечутливості за частотою погоджуються з НЕК «Укренерго»;

– виділеними для режиму регулювання за частотою і перетоками потужності електростанціями, приєднаними до системи *автоматичного регулювання частоти і потужності* (АРЧП) – вторинне регулювання частоти.

Забороняється використання пристроїв, систем автоматичного управління і ведення режимів роботи електростанцій (енергоблоків), що перешкоджають зміні потужності у разі зміни частоти (обмежувачі потужності і регулятори тиску на турбінах, режим зміни тиску пари з повністю відкритими регульовальними клапанами турбін, регулятори потужності без частотної корекції, відключення регуляторів потужності або пристроїв автоматичного регулювання продуктивності ТЕЦ тощо). Допускається тільки короточасне їхнє використання у разі несправності основного обладнання з метою

запобігання виникнення технологічних порушень або їхньої ліквідації і тільки з дозволу технічного керівника електростанції і повідомлення диспетчеру НЕК «Укренерго» (ЕЕС) із наступним оформленням заявки у відповідності до [16].

Після зміни потужності, викликаній зміною частоти, персонал електростанцій має право втручатися в процес регулювання потужності тільки в таких випадках:

- після відновлення частоти 50 Гц;
- з дозволу диспетчера НЕК «Укренерго» (ЕЕС);
- у разі виходу потужності за допустимі, за даного стану обладнання, межі;
- у разі виникнення загрози порушення технологічного регламенту безпечної експлуатації енергоблоку АЕС.

У разі неможливості в ОЕС України автоматичного регулювання частоти (відсутність або несправність системи АРЧП, обмеження за режимом) регулювання перетоків (сальдо) потужності через міждержавні або внутрішні міжсистемні електричні мережі здійснюється ЕЕС за розпорядженням чергового диспетчера НЕК «Укренерго» з урахуванням правил оптового ринку електричної енергії України.

У разі зниження частоти в ОЕС України або у ЕЕС, що працює відокремлено, нижче встановлених меж черговий диспетчер НЕК «Укренерго» або черговий диспетчер ЕЕС, що працює відокремлено, вводить в дію наявні резерви потужності.

У випадку, якщо частота продовжує знижуватися, а всі наявні резерви потужності використані, чергові диспетчери НЕК «Укренерго», ЕЕС, енергопостачальних компаній забезпечують відновлення нормальної частоти шляхом обмеження споживання потужності або вимкнення споживачів.

Для запобігання розвитку технологічних порушень на електростанціях за умовами загрози критичного зниження частоти електричного струму в мережі ОЕС України, вимкнення технологічного обладнання і повного знеструмлення станції передбачається, як правило, автоматика відокремлення електростанції або одного енергоблоку від ОЕС на виділене навантаження власних потреб і навантаження місцевого району.

Технічне обґрунтування впровадження такої автоматики, її уставки з частоти і часу, а також режими введення в роботу і виведення з роботи цієї автоматики визначає ЕЕС за узгодженням із НЕК «Укренерго».

У разі перевищення дозволеного максимального або аварійно-допустимого перетоку активної потужності через окремий перетин черговий диспетчер НЕК «Укренерго», черговий диспетчер дефіцитної ЕЕС негайно виконує оперативні заходи для його розвантаження, використовуючи регульовані резерви електростанцій і заходи оперативного зниження споживання (графіки аварійного вимкнення, кнопки САВН).

У разі досягнення перетоків потужності через міждержавні лінії електричного зв'язку граничних значень, передбачених міждержавними договорами і режимними інструкціями, диспетчери НЕК «Укренерго», ЕЕС діють відповідно до чинних інструкцій.

У разі аварійних відхилень частоти оперативний персонал електростанцій

самостійно вживає заходи до її відновлення, діючи за вимогами інструкції, складеної відповідно до вказівок диспетчерської служби вищого оперативного рівня.

У режимах відокремленої роботи ОЕС України з ЄЕС Росії відповідальність за підтримання частоти в ОЕС України несе черговий диспетчер НЕК «Укренерго», а у ЄЕС що працюють відокремлено – чергові диспетчери ЄЕС.

Начальники змін електростанцій відповідають за виконання завдань з робочої потужності, утримування заданого навантаження й участь у первинному регулюванні частоти, а приєднаних до АРЧП електростанцій, – також за участь у вторинному регулюванні частоти і перетоків потужності.

Керівники НЕК «Укренерго» і ЄЕС, енергопостачальних компаній, диспетчерських служб НЕК «Укренерго» і ЄЕС, енергопостачальних компаній та їхніх структурних підрозділів несуть, у межах своїх обов'язків, персональну відповідальність за своєчасне введення й ефективність дії графіків обмеження й аварійного вимкнення, АЧР, САВН.

Регулюванням напруги в електричних мережах забезпечується:

- відповідність показників напруги вимогам ГОСТ 13109 [6];
- необхідний запас стійкості та припустимі рівні напруги в контрольних вузлах ОЕС України;
- відповідність рівня напруги значенням, припустимим для обладнання електричних станцій і мереж;
- мінімальні втрати електроенергії в електричних мережах ЄЕС і енергопостачальних компаній.

Регулювання напруги в мережі 110 кВ і вище здійснюється в контрольних вузлах відповідно до затверджених у встановленому порядку на кожний квартал графіків напруги у функції часу або характеристик залежності напруги від параметрів режиму з урахуванням складу увімкненого обладнання.

Характеристики регулювання і графіки напруги в контрольних вузлах визначаються відповідними службами НЕК «Укренерго» та її ЄЕС на наступний квартал і коригуються, в разі необхідності, під час короткотермінового планування режиму.

Контрольні вузли визначаються відповідними службами НЕК «Укренерго» та її ЄЕС, енергопостачальних компаній у залежності від ступеня впливу рівня напруги в цих вузлах на стійкість і втрати електроенергії в ОЕС України.

Регулювання напруги здійснюється переважно засобами автоматики і телемеханіки, а за їх відсутності – оперативним персоналом електростанцій і підстанцій під контролем чергового диспетчера відповідно диспетчерських служб НЕК «Укренерго», ЄЕС, енергопостачальних компаній.

На трансформаторах і автотрансформаторах, обладнаних пристроями *регулювання під навантаженням* (РПН), енергопостачальних компаній або самостійних суб'єктів електроенергетики, що живлять розподільчі мережі 6-35 кВ, повинні бути, як правило, увімкнені автоматичні регулятори напруги. Вимкнення автоматичних регуляторів допускається тільки за заявкою.

На трансформаторах у розподільчій мережі 6-35 кВ використовуються

відгалуження *перемикачів без збудження* (ПБЗ), що забезпечують з урахуванням регулювання напруги трансформаторами з РПН відповідність напруги на виводах споживачів у мережах 0,4 кВ вимогам ГОСТ 13109 [6].

Настроювання регуляторів напруги та положення відгалужень ПБЗ трансформаторів коригуються службами енергопостачальних компаній або самостійних суб'єктів електроенергетики відповідно до змін конфігурації мережі й розподілу в ній навантаження.

Параметри настроювання автоматичних регуляторів і положення відгалужень ПБЗ трансформаторів затверджуються технічним керівником (керівником диспетчерської служби) розподільчої мережі.

Перелік пунктів, напруга яких контролюється черговим диспетчером НЕК «Укренерго» (ЕЕС), а також графіки напруги й характеристики регулювання в цих пунктах затверджуються головним диспетчером НЕК «Укренерго» (ЕЕС).

Перелік пунктів, напруга яких повинна контролюватись диспетчерською службою енергопостачальних компаній, самостійних суб'єктів електроенергетики, а також графіки напруги й характеристики регулювання в них затверджуються відповідно технічним керівником енергопостачальної компанії, самостійних суб'єктів електроенергетики.

Порядок використання джерел реактивної потужності споживачів визначається під час укладання договорів між власниками енергопостачальних компаній, самостійних суб'єктів електроенергетики та споживачами.

Для контрольованих диспетчером ЕЕС вузлових пунктів електричної мережі електростанцій і підстанцій з синхронними компенсаторами, статичними реакторно-конденсаторними установками, встановлюються мінімальні (з 20-відсотковим запасом) і аварійні (з 8-відсотковим запасом) межі зниження напруги, які визначаються умовами статичної стійкості ЕЕС і вузлів навантаження.

У разі зниження напруги в контрольованих пунктах електричної мережі нижче від мінімально допустимої за умовами стійкості, черговий диспетчер ЕЕС, оперативний персонал у зміні електростанцій і підстанцій з джерелами реактивної потужності (синхронними компенсаторами, статичними реакторно-конденсаторними установками) і з РПН автотрансформаторів за погодженням з вищим оперативним персоналом самостійно використовує для підвищення напруги:

- наявні резерви реактивної потужності електростанцій і підстанцій;
- регульовальні можливості автотрансформаторів з РПН;
- вимкнення шунтувальних реакторів у мережі 750 кВ;
- аварійні перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів в енергетичних вузлах.

У разі вичерпання регульовальних можливостей оперативний персонал електростанцій і підстанцій повідомляє про це чергового диспетчера ЕЕС (чергового диспетчера енергокомпанії – за наявності), НЕК «Укренерго», котрий зобов'язаний негайно вжити заходів відповідно до вимог інструкцій з підймання напруги у суміжних енергетичних вузлах електричної мережі.

Якщо напруга в контрольованих пунктах електричної мережі знижується до зазначеної аварійної межі, оперативний персонал електростанцій і

відповідних підстанцій самостійно підтримує напругу шляхом використання переважувальної спроможності генераторів і синхронних компенсаторів, а чергові диспетчери НЕК «Укренерго» і ЕЕС надають електростанціям і електричним мережам допомогу шляхом перерозподілу реактивної й активної потужності між ними. У цьому випадку не дозволяється підіймати напругу в окремих пунктах вище значень, гранично допустимих для електрообладнання.

У тих вузлах ЕЕС і ОЕС України, де можливе зниження напруги нижче від аварійно-допустимої межі у разі зміни режиму роботи або схеми мережі, встановлюється автоматика вимкнення навантаження в обсязі, необхідному для запобігання порушення стійкості у вузлі.

Регулювання параметрів теплових мереж забезпечує підтримання заданого тиску і температури теплоносія в контрольних пунктах (на ДТ, теплових пунктах, автоматизованих вузлах регулювання.)

Припускається відхилення температури теплоносія від заданих значень у разі короточасної (не більше ніж 3 год) зміни затвердженого графіка, якщо інше не передбачене договірними відносинами між виробниками та споживачами тепла.

Регулювання в теплових мережах здійснюється автоматично або вручну шляхом дії на:

- роботу ДТ і споживачів тепла;
- гідравлічний режим теплових мереж, у тому числі зміною перетоків теплоносія і режимів роботи помпових станцій і теплоприймачів;
- режим підживлення шляхом підтримання постійної готовності водопідготовчих установок ДТ до покриття змінюваних витрат підживлювальної води.

2.4 Управління устаткуванням енергооб'єктів

Устаткування енергооб'єктів, прийнятих в експлуатацію, знаходиться в одному з таких **оперативних станів: роботі, резерві, ремонті або консервації.**

Виведення ліній електропередачі, обладнання, теплопроводів, пристроїв РЗА, АСДУ і ЗДТУ, систем і приладів комерційного обліку енергії з роботи й резерву для ремонту та випробувань, навіть за затвердженим планом, оформлюється письмовою заявкою, яка подається відповідно до затверджених переліків на їх оперативне управління й оперативне відання у відповідну диспетчерську службу.

Заявки поділяють на планові, які відповідають затвердженому планові випробувань, ремонту і вимкнень, і **термінові** – для проведення непланового і невідкладного ремонту.

Заявки, що надходять у диспетчерську службу з енергооб'єкта, затверджуються його технічним керівником.

Термінові заявки дозволяється подавати в установленому порядку в будь-який час доби безпосередньо черговому диспетчерові, в оперативному управлінні або віданні якого знаходиться обладнання, що вимикається.

Черговий диспетчер має право дозволити ремонт тільки на термін у межах своєї зміни та своїх повноважень. Дозвіл на більш тривалий термін надається відповідно головним диспетчером НЕК «Укренерго», ЕЕС, технічним керівником (керівником диспетчерської служби) енергопостачальної компанії, технічним керівником (керівником диспетчерської служби) енергооб'єкта в межах своїх повноважень.

Терміни подачі заявок і повідомлень про їх дозвіл встановлюються, у залежності від оперативної підпорядкованості, відповідно головним диспетчером НЕК «Укренерго», технічним керівником (головним диспетчером) ЕЕС, технічним керівником (головним диспетчером) енергопостачальної компанії, технічним керівником (керівником диспетчерської служби) енергооб'єкта і повинні бути зазначені у відповідних посадових інструкціях.

За необхідності негайного вимкнення обладнання (існує загроза життю людей, пошкодження обладнання, відмов, аварій), воно вимикається оперативним персоналом енергооб'єкта відповідно до вимог інструкцій з попереднім, якщо це можливо, і обов'язковим наступним повідомленням вищого оперативно-диспетчерського персоналу.

Після зупинення обладнання оформляється термінова заявка із зазначенням причин і орієнтованого терміну ремонту.

Дозвіл на виведення з роботи чи резерву або переведення у ремонт основного обладнання, що знаходиться в оперативному управлінні або віданні диспетчерської служби НЕК «Укренерго», ЕЕС, енергопостачальної компанії, диспетчерської служби (начальника зміни) енергооб'єкта надається за заявкою у встановленому порядку відповідно головним диспетчером НЕК «Укренерго», технічним керівником (головним диспетчером) ЕЕС, енергопостачальної компанії, начальником диспетчерської служби (начальником зміни) енергосуб'єкта.

Час операцій, пов'язаних з виведенням у ремонт і введенням у роботу обладнання, пристроїв і систем, а також пуском котла, виведенням реакторної установки на *мінімальний контрольний рівень* (МКР), пуском турбіни, включається в термін ремонту, дозволеного за заявкою.

Якщо з якоїсь причини обладнання не було виведене з роботи в намічений термін, тривалість ремонту скорочується, а дата введення в роботу залишається попередньою. Продовжити термін ремонту може тільки відповідна диспетчерська служба НЕК «Укренерго», ЕЕС, енергопостачальної компанії, енергосуб'єкта.

Навідь коли є дозволена заявка, виведення обладнання з роботи чи резерву або для випробування виконується лише з дозволу чергового диспетчера НЕК «Укренерго», ЕЕС, енергопостачальної компанії, енергооб'єкта, виданого безпосередньо перед виведенням з роботи чи резерву обладнання або перед проведенням випробувань.

Випробування обладнання, пристроїв і систем в ОЕС України проводяться за технічними та робочими програмами, складеними, погодженими й затвердженими у встановленому порядку.

Випробування на внутрішньосистемних, міжсистемних або міждержавних електричних зв'язках, у результаті яких може істотно змінитися режим ОЕС

України, проводяться за програмами, погодженими головним диспетчером НЕК «Укренерго» і затвердженими технічними керівниками відповідних суб'єктів.

Випробування, що проводяться на енергооб'єкті, у результаті яких може змінитися режим роботи ЕЕС, повинні проводитися за програмами, погодженими головним диспетчером ЕЕС і затвердженими технічним керівником цього об'єкта.

Випробування, що проводяться на енергооб'єкті (електростанції, підстанції, ДТ, мережі), у результаті яких режим роботи ЕЕС не змінюється, проводяться за програмами, затвердженими технічним керівником цього суб'єкта.

Програми випробувань системного значення подаються в ЕЕС на погодження або затвердження не пізніше ніж за 7 днів до початку випробувань.

Програми випробувань міжсистемного значення подаються в НЕК «Укренерго» на погодження або затвердження не пізніше ніж за 14 днів до початку випробувань.

Порядок погодження та затвердження програм випробувань енергооб'єктного значення регламентується відповідними інструкціями.

Персонал електростанції або електричних (теплових) мереж не має права без дозволу відповідно начальника зміни електростанції, диспетчера енергопостачальної компанії, ЕЕС, НЕК «Укренерго» здійснювати вимкнення, вмикання, випробування і зміни уставок пристроїв РЗА (технологічних теплових захистів і автоматики), а АСДУ і ЗДТУ, що знаходяться в оперативному керуванні або віданні відповідного диспетчера (начальника зміни електростанції).

Перевірка (випробування) пристроїв РЗА, АСДУ, ЗДТУ, апаратура яких розташована на двох і більше суб'єктах, виконується одночасно на всіх цих суб'єктах.

Начальник зміни електростанції, диспетчер енергопостачальної компанії, ЕЕС, НЕК «Укренерго» у разі змін схем електричних з'єднань згідно з інструкціями перевіряє і дає розпорядження привести у відповідність новому станові цих схем оперативне настроювання пристроїв РЗА, АСДУ, ЗДТУ.

Обладнання вважається введеним у роботу з ремонту після того, як експлуатуюча організація повідомляє про закінчення ремонтних робіт, увімкнення його в мережу і закриття поданої заявки.

2.5 Попередження та ліквідація технологічних порушень

Основним завданням оперативно-диспетчерського управління під час попередження і ліквідації технологічних порушень у роботі ОЕС України є:

- дотримання нормальних режимів обладнання, систем, пристроїв, своєчасне виявлення загрози виникнення технологічного порушення;
- запобігання розвиткові порушень, недопущення травмування персоналу та пошкодження обладнання, не охопленого технологічним порушенням;
- швидке відновлення енергопостачання споживачів і нормальних параметрів енергії, що відпускається споживачам;

– створення найбільш надійної післяаварійної схеми і режиму роботи ОЕС в цілому та її частин;

– з'ясування стану обладнання, що вимкнулося в результаті технологічних порушень, й вимкненого обладнання і, у разі можливості, увімкнення його в роботу і відновлення схеми і режиму роботи мережі.

На диспетчерських пунктах НЕК «Укренерго» й ЕЕС, енергопостачальних компаній, щиті управління енергосуб'єкта відповідно знаходяться *інструкція* щодо запобігання та ліквідації технологічних порушень (відмов, аварій), яка складається відповідно до типової інструкції й інструкції вищого органу оперативно-диспетчерського управління, *плани ліквідації* технологічних порушень у теплових мережах і газовому господарстві електростанцій і ДТ.

Плани ліквідації технологічних порушень у теплових мережах міст і великих населених пунктів погоджуються з місцевими органами виконавчої влади.

Між аварійно-диспетчерськими службами міст (великих населених пунктів) і енергосуб'єктами погоджуються документи, які визначають їхню взаємодію у разі ліквідації наслідків технологічних порушень на цих суб'єктах.

В ОЕС України розподіл функцій з попередження і ліквідації технологічних порушень між диспетчерами НЕК «Укренерго», ЦДС ЕЕС, енергопостачальних компаній, оперативним персоналом електростанцій, у тому числі АЕС, чітко регламентується відповідними інструкціями й положеннями про оперативно-технічні відносини.

Розподіл функцій з попередження і ліквідації технологічних порушень на зв'язках між ОЕС України та ЕЕС інших держав регламентується їхніми відповідними інструкціями й міждержавними або іншими спеціальними угодами (положеннями) про оперативно-технічні відносини.

Ліквідацією технологічних порушень на обладнанні та пристроях в ОЕС України, ЕЕС, енергопостачальних компаніях, на електростанціях і підстанціях, в мережах керує оперативний персонал, в оперативному управлінні якого знаходиться відповідне обладнання, і за погодженням з вищим оперативним персоналом, в оперативному віданні якого знаходиться це обладнання.

Керівництво ліквідацією технологічних порушень, які впливають на роботу ЕЕС, координацію дій оперативного персоналу ЕЕС і енергосуб'єкта під час цього здійснює диспетчер ЦДС ЕЕС, а в частині, що належить до ОЕС України, – диспетчер НЕК «Укренерго».

На електростанції (енергосуб'єкті) ліквідацією технологічних порушень керує черговий начальник зміни (черговий інженер) самостійно.

На підстанціях управління ліквідацією технологічних порушень покладається на чергового підстанції, ОВБ, майстра або начальника групи підстанцій у залежності від виду оперативного обслуговування.

Технологічні порушення в електричних мережах енергопостачальної компанії, що не впливають на режим роботи ЕЕС, ліквідуються під керівництвом диспетчера енергопостачальної компанії або структурних підрозділів електричних мереж, диспетчера опорної підстанції – у залежності від району поширення таких порушень і структури управління мережами.

Управління ліквідацією технологічних порушень у теплових мережах здійснюється диспетчером теплових мереж. Його вказівки є також обов'язковими для оперативного персоналу ТЕЦ та інших ДТ.

У разі потреби, оперативні керівники або адміністративні керівники зазначених вище структур мають право доручити керівництво ліквідацією технологічних порушень іншій відповідальній особі або взяти керівництво на себе, зробивши запис в оперативному журналі.

Про виконану заміну повідомляється як вищий, так і підпорядкований оперативний персонал.

Приймання і здавання зміни під час ліквідації технологічних порушень забороняються.

Оперативний персонал, який прийшов на зміну, використовується на розсуд особи, яка керує ліквідацією технологічних порушень. У випадку, якщо ліквідація технологічного порушення затяглася, в залежності від його характеру допускається здавання зміни з дозволу вищого оперативного персоналу.

У тих випадках, коли під час ліквідації технологічних порушень операції проводяться на обладнанні, що не знаходиться в оперативному управлінні або віданні вищого оперативного персоналу, здавання зміни допускається з дозволу вищих адміністративно-технічних керівників енергосуб'єкта, на якому сталося технологічне порушення.

Розподіл обов'язків між оперативним персоналом у зміні під час ліквідації технологічних порушень регламентується відповідними посадовими інструкціями.

Оперативний персонал несе повну відповідальність за запобігання і ліквідацію технологічного порушення, приймаючи рішення і здійснюючи заходи з надійного підтримання чи відновлення нормального режиму незалежно від присутності осіб адміністративно-технічного персоналу.

Усі оперативні переговори й розпорядження диспетчерів усіх рівнів диспетчерського управління, а також начальників змін електростанцій, оперативного персоналу великих підстанцій під час ліквідації технологічних порушень записуються пристроями реєстрації оперативних переговорів (на магнітних або оптичних носіях запису).

З метою унеможливлення виникнення і розвитку, а також ліквідації технологічних порушень режиму роботи ОЕС України або її окремих енергетичних районів внаслідок дефіциту потужності й електроенергії, зниження частоти, порушення режиму допустимих перетоків і перевантаження мережних елементів, порушення допустимих режимів роботи електростанцій, зниження напруги в контрольних вузлах ЕЕС до аварійного рівня застосовуються автоматика нормальних режимів і протиаварійна автоматика, відповідні графіки обмеження й аварійного вимкнення споживачів, способи протиаварійного управління енергоспоживанням.

У випадку відмови автоматичних пристроїв оперативний персонал вручну проводить дії, що дублюють дію автоматики, яка відмовила.

2.6 Оперативно-диспетчерський персонал

Для оперативно-диспетчерського управління всіх суб'єктів ОЕС України, незалежно від форм власності та відомчої належності, підбирається висококваліфікований персонал, який пройшов відповідну підготовку й отримав у встановленому порядку спеціальний дозвіл (ліцензію) на право виконання цих робіт.

В ОЕС України оперативний персонал поділяють на керівний оперативний персонал у зміні, оперативний персонал, оперативно-виробничий та черговий персонал.

Керівний оперативний персонал у зміні: черговий диспетчер НЕК «Укренерго», ЦДС ЕЕС, енергопостачальної компанії та її структурних підрозділів, начальник зміни (черговий інженер) енергосуб'єкта (електростанції, ДТ, мережі).

Оперативний персонал – персонал, що виконує оперативне обслуговування обладнання на закріплених за ним виробничих ділянках у зміні самостійно або за розпорядженням керівного оперативного персоналу.

Оперативно-виробничий персонал на виробничих дільницях – персонал, який виконує експлуатаційне обслуговування закріпленого за ним обладнання з правом виконання оперативних перемикачів.

Черговий персонал – здійснює оперативне обслуговування підстанцій і виробничих ділянок згідно із затвердженим графіком.

Оперативний персонал виконує в ОЕС України роботи з оперативного управління й оперативних перемикачів.

У НЕК «Укренерго» та ЕЕС, на енергосуб'єктах енергетичних компаній і самостійних суб'єктів завдання і межа обслуговування диспетчерських служб (диспетчерських підрозділів), права й обов'язки оперативного персоналу під час роботи у зміні докладно і чітко викладаються в затверджених положеннях (про диспетчерську службу, підрозділи, про оперативно-технічні відносини з вищим і нижчим оперативним рівнем управління тощо), відповідних інструкціях.

Оперативний персонал веде безпечний, надійний і економічний режим роботи обладнання енергосуб'єкта ОЕС України, енергетичних компаній відповідно до виробничих і посадових інструкцій і оперативних розпоряджень вищого оперативно-диспетчерського персоналу.

Оперативний персонал під час зміни відповідає за експлуатацію обладнання, що знаходиться в його оперативному управлінні або віданні, відповідно до Правил [16], відповідних інструкцій та інструкцій заводу-виробника, правил охорони праці та інших керівних документів, а також за точне виконання оперативних розпоряджень вищого оперативного персоналу.

У разі порушень режимів роботи, пошкодженні обладнання, виявленні дефектів, що загрожують пошкодженням обладнання, а також у разі виникнення пожежі оперативний персонал негайно вживає заходів для відновлення нормального режиму роботи або ліквідації аварійної ситуації й запобігання розвитку технологічного порушення. Про порушення, що виникло,

оперативний персонал повідомляє вищий оперативно-диспетчерський і адміністративно-технічний персонал відповідно до затвердженого регламенту повідомлень.

Розпорядження вищого оперативно-диспетчерського персоналу з питань, що входять у його компетенцію, обов'язкове до виконання підпорядкованим йому оперативним персоналом.

Обладнання, яке є в оперативному управлінні або оперативному віданні вищого оперативно-диспетчерського персоналу, не може бути введене у роботу або виведене з роботи без дозволу вищого оперативно-диспетчерського персоналу, навіть за наявності дозволеної заявки, за винятком випадків явної небезпеки для людей і обладнання.

Обладнання, що знаходиться в оперативному управлінні оперативного персоналу енергопостачальної компанії, але яке розташоване на підстанції, що належить ЕЕС, вводиться в роботу або виводиться з роботи без попереднього дозволу оперативного персоналу ЕЕС (за винятком обладнання, що знаходиться у віданні диспетчера ЕЕС). У цьому випадку всю відповідальність за віддані команди несе оперативний персонал енергопостачальної компанії.

Оперативне розпорядження вищого оперативно-диспетчерського персоналу повинно бути чітким і стислим.

Вислухавши розпорядження, підпорядкований оперативний персонал повинен дослівно повторити текст розпорядження й одержати підтвердження, що розпорядження зрозуміле ним правильно.

Розпорядження вищого оперативно-диспетчерського персоналу повинні виконуватися негайно і точно.

Оперативно-диспетчерський персонал, віддавши або отримавши розпорядження або дозвіл, робить його запис в оперативний журнал. За наявності пристроїв реєстрації оперативних переговорів обсяг запису в оперативний журнал визначається відповідними інструкціями.

Оперативні переговори ведуться технічно грамотною мовою. Все обладнання, приєднання, пристрої релейного і технологічного захисту, автоматики називаються повністю відповідно до встановлених диспетчерських найменувань. Відступ від технічної термінології й диспетчерських найменувань категорично забороняється.

Оперативні переговори на всіх рівнях диспетчерського управління в ОЕС України, оперативні переговори начальників змін електростанцій і великих підстанцій автоматично фіксуються на магнітних або оптичних носіях запису.

У розпорядженнях щодо зміни режиму роботи обладнання ЕЕС, енергосуб'єктів (електростанції, підстанції, ДТ, мережі) вказується необхідне значення змінюваного режимного параметра і час, до якого повинно бути досягнуте вказане значення параметра.

Оперативно-диспетчерський персонал, отримавши розпорядження свого вищого адміністративно-технічного керівника з питань, що входять у компетенцію вищого оперативно-диспетчерського персоналу, виконує його тільки після повідомлення й одержання дозволу останнього.

Відповідальність за невиконання або затримку виконання розпорядження

вищого оперативно-диспетчерського персоналу несуть особи, котрі не виконали розпорядження, а також керівники, які санкціонували його невиконання або затримку.

У випадку, якщо розпорядження вищого оперативно-диспетчерського персоналу видається підпорядкованому оперативному персоналові помилковим, він повинен негайно доповісти про це особі, котра дала розпорядження. У разі підтвердження розпорядження оперативний персонал зобов'язаний виконати його.

Розпорядження осіб вищого оперативно-диспетчерського персоналу, що містять порушення правил охорони праці та представляють загрозу життю людей, а також розпорядження, що можуть призвести до пошкодження обладнання, зниження рівня безпеки ядерної установки АЕС, втрати живлення електростанції, виконувати забороняється. Про свою відмову виконати таке розпорядження оперативний персонал зобов'язаний негайно повідомити оперативно-диспетчерський персонал, який видав це розпорядження, а також доповісти вищому адміністративно-технічному керівникові й записати в оперативний журнал.

Особи оперативного персоналу, що перебувають у резерві, можуть бути залучені до виконання робіт з обслуговування енергоустановки в рамках посадової інструкції й тільки з дозволу відповідного керівного оперативного персоналу, який знаходиться у зміні, із записом у відповідних документах.

Заміна однієї особи з числа оперативного персоналу іншою до початку зміни, у разі потреби, допускається з дозволу адміністративно-технічного керівника, який затвердив графік або керівника технологічного підрозділу, в адміністративному підпорядкуванні якого знаходяться обидві особи з числа оперативного персоналу.

Робота оперативного персоналу протягом двох змін підряд забороняється.

Кожен працівник з числа оперативного персоналу, що працює у зміні, заступаючи на робоче місце, приймає зміну від попереднього працівника, а після закінчення роботи здає зміну наступному за графіком працівникові.

Відхід з чергування без здавання зміни забороняється.

Приймаючи зміну, черговий з числа оперативного персоналу повинен:

– ознайомитися зі станом, схемою і режимом роботи енергоустановок, що знаходяться в його оперативному управлінні і віданні, в обсязі, визначеному відповідними інструкціями; перевірити внесення змін (за їх наявності) в оперативну документацію;

– одержати відомості від особи, котра здає зміну, про стан обладнання, за яким необхідно вести особливо ретельне спостереження для своєчасного запобігання порушення у роботі, і про обладнання, що знаходиться в резерві та ремонті;

– з'ясувати, які роботи на закріпленій за ним ділянці виконуються за нарядами й розпорядженнями, заявками;

– перевірити й прийняти від особи, яка здає зміну, інструмент, засоби захисту і надання долікарської допомоги постраждалим, матеріали, ключі від приміщень, оперативну документацію робочого місця;

– ознайомитися з усіма записами й розпорядженнями за час, що минув від його попереднього чергування;

– оформити приймання-здачу зміни записом у журналі або відомості за своїм підписом і підписом того, хто здає зміну;

– прийняти рапорт від підпорядкованого персоналу в зміні і віддати рапорт безпосередньому вищому оперативному керівникові про вступ у чергування і недоліки, виявлені під час приймання зміни.

Час початку і закінчення приймання (здачі) зміни повинен бути встановлений відповідними посадовими інструкціями.

Оперативний персонал періодично, відповідно до інструкції з експлуатації, випробує дію пристроїв автоматики, сигналізації, засобів зв'язку і телемеханіки, а також перевіряє роботу *автоматизованого робочого місця* (АРМ), правильність показів годинника на робочому місці тощо.

Оперативний персонал за затвердженими графіками здійснює перехід з робочого обладнання на резервне, проводить опробування і профілактичні огляди обладнання.

Оперативні й адміністративно-технічні керівники мають право відсторонити від роботи підпорядкований їм оперативний персонал, який не виконує свої обов'язки відповідно до посадової інструкції, і зробити відповідну заміну або перерозподіл обов'язків у зміні. У цьому випадку робиться запис в оперативному журналі або випускається письмове розпорядження і повідомляється персонал відповідних рівнів оперативно-диспетчерського управління.

Оперативний персонал з дозволу вищого оперативно-диспетчерського персоналу може короткочасно залучатися до ремонтних робіт і випробувань, у рамках посадових інструкцій, зі звільненням на цей час від виконання обов'язків на робочому місці та записом в оперативному журналі. У цьому випадку повинні бути дотримані вимоги правил охорони праці.

Контрольні запитання

1. Які підрозділи виконують функції оперативного управління?
2. Які завдання оперативного управління в ОЕС України?
3. Поясніть різницю між оперативним управлінням і оперативним віданням.
4. Які основні завдання планування режиму роботи ОЕС України?
5. На підставі яких даних здійснюється планування режимів?
6. Які завдання довгострокового планування?
7. Які завдання короткотермінового планування?
8. Які можливі причини вимушеного відхилення від графіків навантаження?

9. Як забезпечується автоматичне регулювання частоти?
10. Поясніть як здійснюється регулювання напруги в ЕЕС?
11. Які основні завдання управління устаткуванням енергосуб'єктів?
12. На які групи поділяють оперативний персонал в ОЕС України?

Тема 3

ПЛАНУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕЖИМІВ

3.1 Задачі планування енергетичних режимів

До розрахунків енергетичних режимів відносять розрахунки енергоспоживання, балансів потужності й енергії, оптимальних графіків навантажень електростанцій і ЕЕС за активною потужністю, перетікань по ЛЕП тощо. Енергетичні режими тісно пов'язані з основними техніко-економічними показниками роботи ЕЕС і ОЕС – виробленням електроенергії, робочими потужностями електростанцій, коефіцієнтами ефективності використання встановлених потужностей, питомими й повними витратами палива, питомими й повними витратами води на вироблення електроенергії ГЕС, тарифами на міжсистемні перетікання потужності й електроенергії.

Енергетичні задачі розв'язуються на всіх рівнях територіальної ієрархії оперативно-диспетчерського управління (в ЦДУ ОЕС, в регіональних ОДС, в ДУ ЕЕС) і на всіх рівнях часової ієрархії. Результати розв'язку цих задач використовуються у відповідних підрозділах Міністерства енергетики.

Перспективне планування розвитку ЕЕС і пов'язані з ним режимні розрахунки виконуються проектними організаціями, а відповідні служби диспетчерських управлінь (служби перспективного розвитку) головним чином відслідковують розробки проектних організацій. Методи режимних розрахунків для перспективного планування є спрощеними в порівнянні з експлуатаційними розрахунками.

Основним часовим рівнем довгострокового планування енергетичних режимів і виробничих показників є планування на рік уперед. Розроблення на наступний рік зазвичай починається в I-му і закінчується в IV-мі кварталі попереднього року. До середини попереднього року розробляється проект плану, а в другому півріччі він уточнюється й затверджується. При кварталному й місячному плануванні коректується й деталізується річний план на ці періоди.

Основним циклом короткострокового планування енергетичних режимів є добове планування. Результатом добового планування є оптимальні графіки генерації електростанцій і ЕЕС на наступну добу або на кілька діб уперед, якщо майбутня доба субота, неділя, або святкові дні. Основною метою тижневого планування є розподіл за днями тижня гідроресурсів, палива й ремонтів устаткування. Ці величини потім використовуються при добовому плануванні.

До задач оперативного управління відносять дві групи задач: коректування добового режиму від даного моменту часу до кінця доби (або навіть із

переходом на наступну добу); коректування режиму в точці, що відстоїть від теперішнього моменту часу на кілька хвилин. Корекція режиму в точці повинна давати параметри настроювання для АРЧП.

За **функціональною ознакою** енергетичні завдання поділяються на дві групи – **визначення балансу потужності** та **балансу енергії** (до складу останнього включаються й баланси енергоресурсів). Баланс потужності, зазвичай, зводиться для годин максимальних і мінімальних навантажень, тобто для моментів часу, що визначають граничні вимоги до енергетичних суб'єктів (але найбільш повна перевірка балансів потужності здійснюється для всіх точок характерних графіків навантаження). Баланс електроенергії розраховується для середніх навантажень відповідних періодів. У таблиці 3.1 показані основні функціональні групи завдань і часові рівні для підсистеми планування енергетичних режимів.

Таблиця 3.1 – Основні функціональні групи завдань і часові рівні підсистеми планування енергетичних режимів

Види планування	Інтервал планування	Прогнозування	Баланси				
			потужності	електроенергії	теплоти	палива	гідроресурсів
Перспективне	Декілька років (5–10 років)	+	+	–	–	–	–
Довгострокове	Рік	+	+	+	+	+	+
	Квартал	+	+	+	+	+	+
	Місяць	+	+	+	+	+	+
Короткострокове	Неділя	+	+	+	+	+	+
	Доба	+	+	+	+	+	+
Оперативне	Корекція добового режиму	+	+	+	+	+	+
	Оптимізація режиму в точці	+	+	+	+	+	+

При плануванні енергетичних режимів ЕЕС на будь-який момент або період часу має бути забезпечений баланс між ресурсами і їх споживанням, тому зазначені у таблиці 3.1 завдання мають назву балансових. Одержання збалансованих режимів і обумовлених на їхній основі виробничих показників, реалізує головні для експлуатації критерії безперебійності й надійності енергопостачання. Коли ці критерії виконані (отриманий бездефіцитний баланс потужності) і існує безліч способів зведення балансів між ресурсами й споживанням, тоді реалізується додатковий критерій економічності (мінімум залежних від режиму експлуатаційних витрат) при оптимізації режимів і розрахунках балансів енергії.

Досить актуальними в останні роки стають задачі обліку й регулювання енергоспоживання. Ряд таких задач, в основному інформаційно-довідкових, уже вирішуються. У перспективі розвитку ці задачі будуть об'єднані в окрему підсистему АСДУ.

До кожної групи зазначених у таблиці 3.1 балансових задач включають задачі наступних чотирьох видів: прогноз не розрахованих статей балансу, розрахунок балансу, ретроспективний аналіз та інформаційно-справочні задачі.

Розглянемо взаємозв'язок задач планування енергетичних і електричних режимів. Теоретично ці дві групи задач треба розв'язувати разом як одну групу задач. Але, в наслідок відсутності потрібного інформаційного забезпечення, складності і трудомісткості, на практиці застосовується декомпозиція рішення інших задач. При такому підході передбачені потрібні взаємозв'язки між ними, що дає змогу отримати комплексне рішення цих задач з достатньою для практики точністю.

У процесі планування енергетичних режимів врахування електричних режимів передбачає наступне.

Енергетичні задачі розв'язуються на підставі деякої еквівалентної електричної схеми ЕЕС (її часто називають енергетичною схемою), яка суттєво спрощена, у порівнянні з розрахунковою схемою електричного режиму (в електричній схемі заміщення сотні вузлів і віток, в енергетичній – десятки). Склад і параметри енергетичної схеми визначаються за допомогою електричної схеми еквівалентування. Розрахунки поточкорозподілу в еквівалентній енергетичній схемі не виконуються – вони неможливі, тому що схема досить спрощена й у розрахунках фігурують лише активні потужності генерації й споживання. При перспективному плануванні спрощені розрахунки потоків потужності по лініях зв'язку еквівалентної схеми (по заданих генераціях і споживанню) часто здійснюють на основі чисто балансових розрахунків, як у транспортній мережі, тобто з обліком тільки першого закону Кірхгофа.

Більш точні розрахунки поточкорозподілу (необхідні при довгостроковому й короткостроковому плануванні режимів і їх оперативному управлінні) виконуються на основі наступних залежностей:

$$P_{ij}^{\Pi} = a_{0ij} + \sum_{m=1}^k a_{mi} P_{im}^{\Gamma} + \sum_{n=1}^r a_{ni} P_{in}^C ; \quad (3.1)$$

$$\sigma_{ij} = \beta_{0ij} + \sum_{m=1}^k \beta_{mi} P_{ij}^{\Gamma} + \sum_{n=1}^r \beta_{ni} P_{ij}^n ; \quad (3.2).$$

де P_{ij}^{Π} – перетік потужності по j -ї ЛЕП в i -й час;

P_{im}^{Γ} – генерація m -го вузла в i -й час;

P_{in}^C – навантаження споживання n -го вузла в i -й час;

α, β – постійні коефіцієнти;

$\sigma_{ij} = \partial(\pi/P_{ij}^{\Gamma})$ – відносний приріст електричних втрат для j -ї ЛЕП в i -й час;

π – втрати в мережі.

Результати розв'язання енергетичних завдань використовуються в електричних задачах – це активні потужності генерації й споживання.

Послідовний перехід від енергетичних до електричних завдань і навпаки забезпечує комплексне рішення задач.

Розроблені й застосовуються на практиці програми розв'язку різноманітних енергетичних завдань. Ці завдання групуються в комплекси.

Енергетичні задачі на практиці розв'язуються в основному в детермінованій постановці, що в силу імовірнісного й невизначеного характеру вихідної інформації є спрощенням. У перспективі намічається перехід до імовірнісних методів розрахунків.

У даній темі розглянуті теорія, методи й алгоритми розв'язку задач перспективного, довгострокового й короткострокового планування енергетичних режимів. Задачі оперативного управління енергетичними режимами розглянуті в темі 4.

Задачі планування енергетичних режимів умовно можна поділити на п'ять груп: статистичний аналіз і перспективна оцінка енергоспоживання та характеристик електричних станцій та мереж, формування балансів потужності та енергії, оптимізація енергетичних режимів, аналіз та забезпечення надійності при плануванні енергетичних режимів, планування ремонтів основного обладнання.

3.2 Статистичний аналіз і перспективна оцінка енергоспоживання й характеристик електростанцій та мереж

3.2.1 Прогнозування електро- та теплоспоживання

Прогнозування споживання електричної та теплової енергії становить істотну частину комплексу задач планування енергетичних режимів ЕЕС. Точність прогнозів електроспоживання значною мірою визначає якість і ефективність розв'язання задач. Значення точності прогнозування особливо зросло в останні роки у зв'язку зі зростанням напруженості паливно-енергетичного балансу, жорсткістю паливної кон'юнктури й повсюдним впровадженням заходів щодо регулювання споживання електроенергії й теплоти.

Проблемі прогнозування електроспоживання приділяється багато уваги у більшості країн. Розробки базуються на масових статистичних дослідженнях у результаті яких виявилися найбільш загальні властивості процесів зміни навантаження. Для їхнього опису запропоновані й широко апробовані фізично обґрунтовані математичні моделі; на основі системи цих моделей розроблені методи й програми прогнозування електроспоживання на різні строки – від поточної години до декількох майбутніх років.

Для цілей перспективного й довгострокового планування енергетичних режимів і основних техніко-економічних показників на кілька років (кварталів, місяців) прогнозованими показниками електроспоживання є значення місячного, квартального й річного електроспоживання. При короткостроковому плануванні

енергетичних режимів прогнозується тижневе й добове електроспоживання.

Одночасно з електроспоживанням для різних майбутніх періодів роботи системи зазвичай прогнозуються й графіки електричних навантажень.

До методів і програмам прогнозування електроспоживання пред'являються наступні основні вимоги:

- підвищення точності прогнозування (більшість сучасних методів прогнозування забезпечують досить близьку до «ручного» прогнозування точність при однакових потужностях ЕЕС і часу випередження);

- представлення прогнозу в інтервальному виді, тобто обчислення не тільки очікуваного значення прогнозованої величини, але й ширини інтервалу в його околиці, у межах якого з якоюсь довірчою ймовірністю може виявитися фактичне значення;

- облік метеофакторів, тому що вони впливають на електроспоживання;

- адаптивність (автоматичне відновлення параметрів прогностичної моделі) і рекурсивність (уточнення прогнозу при появі свіжих фактичних даних);

- економічність у відношенні використовуваних обчислювальних ресурсів;

- узгодження (баланс) прогнозованих показників на різних рівнях територіальної ієрархії;

- можливість інтерактивної реалізації методів прогнозування, тобто можливість використання при прогнозуванні досвіду й знань персоналу ЕЕС.

Основну вихідну інформацію для прогнозування електроспоживання складають ретроспективні дані про зміни навантаження й рівнів електроспоживання ЕЕС, які систематично реєструються в добових диспетчерських відомостях. Залежно від виду прогнозу використовуються різні по осередненню на часових інтервалах дані.

Короткостроковий прогноз електроспоживання складається на підставі прогнозу графіків електричного навантаження для відповідних періодів часу.

Для складання довгострокового прогнозу електроспоживання використовуються дві групи методів – структурні й статистичні. Структурні методи використовують інформацію про плани розвитку окремих галузей з урахуванням норм витрати електроенергії на одиницю продукції й типових графіків навантаження споживачів, тобто прогнозування зводиться до підсумовування відповідних графіків навантаження окремих груп споживачів і підрахунку електроспоживання за цими графіками. Структурні методи широко використовуються в проектній практиці.

В експлуатаційній практиці, особливо при прогнозуванні на рік-квартал-місяць використовують статистичні методи. Ці методи ґрунтуються на апараті статистичного аналізу й прогнозування часових рядів. Статистичні методи оперують із місячними або тижневими даними (значеннями електроспоживання, максимальними навантаженнями, характерними добовими графіками навантажень) за ряд послідовних років, що представляють собою сезонні часові ряди.

Часто використовують підхід, заснований на поділі сезонної й випадкової складових процесу зміни електроспоживання. Складова росту описується

звичайно лінійною, параболічною або експоненціальною моделлю; сезонний компонент часто представляється гармонійним рядом.

При цьому багаторічні дані про електроспоживання приводяться до нормальних температурних умов, за базисний місяць із найбільш стабільними метеорологічними характеристиками, приймається липень. При приведенні використовуються відхилення середньомісячних температур відносно температури липня кожного року

Прогноз теплоспоживання для різних територіальних одиниць у річному розрізі здійснюється з використанням різних методів прогнозування. При прогнозуванні потреби в тепловій енергії великих територій (регіонів, областей) використовуються, як правило, метод прямого рахунку й методи екстраполяції.

Метод прямого розрахунку дозволяє розрахувати споживання теплоти тієї частини продукції, для якої є інформація про об'єми виробництва і норми витрати тепла на одиницю продукції. Споживання теплоти цим методом визначається за співвідношенням

$$T_{ijt} = \sum_i (Q_{jt} N_{jt}) + T'_{ij} \quad (3.3)$$

де T_{ijt} – теплоспоживання в i -й галузі, j -ї продукції на t -й період;

Q_{jt} – обсяг виробництва j -ї теплоємкої продукції;

N_{jt} – норма витрат теплоти на одиницю j -ї продукції;

T'_{it} – нормоване теплоспоживання i -ї галузі.

Розрахунок потреби в тепловій (централізованій) енергії методом прямого розрахунку здійснюється за наступними галузями з прийнятою кількістю видів теплоємної продукції й послуг (при наявності відповідних галузей у регіоні або області):

– промисловість – чорна металургія (6 видів продукції), кольорова металургія (7 видів), хімічна промисловість (17 видів), машинобудування, паливна промисловість (9 видів), промисловість будівельних матеріалів, лісова, деревопереробна й целюлозно-паперова промисловість (6 видів), лісова промисловість (7 видів), харчова промисловість (16 видів), мікробіологічна промисловість (6 видів);

– транспорт (3 види);

– сільське господарство (7 видів);

– комунально-побутове господарство (3 види).

Ця кількість теплоємних видів продукції дозволяє в цілому охопити близько 2/3 усього теплоспоживання від централізованих джерел. Решта теплоспоживання визначається екстраполяційними методами.

Найбільшу складність в оцінках потреб у тепловій енергії представляє прогноз середньогалузевих норм витрати теплоти на одиницю продукції. У змінах цих норм знаходять висвітлення зміни в технології виробництва і якості продукції, викликані дією науково-технічного прогресу.

Метод екстраполяції використовується при визначенні теплоспоживання тієї частини продукції, для якої відсутні інформація про обсяги виробництва

продукції в натуральному вираженні й норми витрати теплоти. До таких видів продукції відносяться продукція машинобудування, будівництва, а також інші види продукції галузей промисловості.

Розробка річних прогнозів потреби міст у тепловій енергії здійснюється на підставі *заявочного методу*. Відповідно до цього методу промислові підприємства, а також підприємства комунально-побутового призначення, розташовані на території міста, формують річні заявки з розбивкою по кварталах на одержання необхідного обсягу теплоти.

Корегування заявленої потреби в тепловій енергії в межах року може здійснюватися на підставі даних, що надходять, про зміни виробничої програми промислових підприємств, про впровадження теплозберігаючих заходів, а також даних про очікувані температури зовнішнього повітря тощо.

3.2.2 Статистичний прогноз нерозрахованих статей балансів потужності електростанцій

У ході розроблення довгострокових планів режимних і виробничих показників роботи ЕЕС і ОЕС широко використовуються прогнозні методи як для окремих статей балансу потужності (й енергії), так і для прогнозного балансу в цілому. Застосування прогнозних методів в основному обумовлене наступними причинами:

- відсутністю точних даних за деякими статтями балансу потужності до моменту проведення розрахунків. Наприклад, при річному плануванні немає даних (заявок, розрахунків) щодо місячних планів поточних ремонтів, і тому вони в таких розрахунках ураховуються «за статистикою»;

- труднощі збору точних даних по великій кількості суб'єктів і допустимість заміни даних прогнозом за узагальненими показниками;

- орієнтовним характером балансових розрахунків на початкових етапах планування (звичайно так званим розрахунковим балансом потужності й енергії передують орієнтовні прогнозні баланси).

Зазначимо, що питома вага прогнозних задач, вага й точність прогнозних розрахунків збільшуються в міру росту потужності й складності системи, оскільки чим більша система, тим більш масові явища підлягають обробці.

Широкому поширенню прогнозних задач в експлуатаційній практиці сприяє наявність різноманітних статистичних даних щодо матеріалів минулої експлуатації ЕЕС. Лише деякі із прогнозних задач розраховуються на ЕОМ, у той же час експлуатаційний персонал інтуїтивно широко використовує ці методи у своїй роботі.

Результати розв'язання прогнозних задач не можуть бути єдиним матеріалом для прийняття рішень у силу пасивного характеру одержуваних даних. Інші дуже важливі результати отримують на підставі так званого нормативного підходу, тобто використання різноманітних нормативів. І, нарешті, дуже важливі розрахунки, що використовують фактичні експлуатаційні дані.

Розглянемо як приклад планові ремонти генеруючого обладнання. На рівні

ЦДУ ОЕС у якості підсистеми виступають окремі ЕЕС. При плануванні річного балансу потужності й енергії потрібні дані щодо річних обсягів планових ремонтів ТЕС ЕЕС і їх розподілу усередині року за місяцями або тижнями (окремо по кожній ЕЕС).

Розподіл ремонтів усередині року добре описується статистичними шаблонами, що використовують обробку даних про реальні ремонти за ряд попередніх років. Безпосереднє планування ремонтів, що доходить до кожного агрегату, на рівні ЦДУ ОЕС важко через їхню багаторозмірність і використовується зазвичай лише на рівнях ОЕС і ЕЕС.

Спільний розгляд зазначених вище чотирьох планів ремонтів дозволяє мати більш повний матеріал для прийняття технологом рішення. До речі, на початковому етапі річного планування (початок попереднього року) ще немає заявок на ремонт і третій підхід відпадає. Розрахунок нормативного обсягу ремонтів трудомісткий і не завжди використовується, тому для орієнтовних розрахунків більш зручний прогнозний план.

Такий підхід до прогнозування різних статей балансу потужності та енергії, коли роздільно прогнозуються річні обсяги і їх розподіл за інтервалами року, дуже зручний і широко використовується в розроблених програмних комплексах

3.2.3 Розрахунок обмежень щодо режимів роботи ТЕЦ

Одним із завдань практики роботи диспетчерських служб, є визначення граничних (мінімальних і максимальних) навантажень ТЕС і особливо ТЭЦ. Значення граничних навантажень необхідні як при короткостроковому плануванні режимів (дозвіл заявок на зупинку (пуск) обладнання в ЕЕС, вибір виведених у резерв агрегатів, проходження мінімуму й максимуму навантажень протягом доби), так і при довгостроковому плануванні режимів (вибір ремонтних майданчиків, розрахунки балансів потужності за місяцями тощо).

У самому загальному випадку граничні навантаження ТЕС залежать від ряду зовнішніх факторів: погодних умов, умов охолодження, видів і якості використовуваного палива, складу включених агрегатів теплоти, що відпускається. Окрім того, на значення мінімального й максимального навантажень істотно впливає фактичний стан і умови роботи основних агрегатів і розподіл теплових і електричних навантажень між ними.

Зупинимось докладніше на зв'язку зазначених вище факторів із граничними навантаженнями ТЕС.

По-перше, погодні умови визначають значення й параметри теплоти, що відпускається, з гарячою водою й паром різним споживачам, а відповідно, і тиску в регульованих відборах турбін. Чим більше сумарний відпуск теплоти з електростанції, тим менше її регульовальний діапазон і менше максимальне навантаження.

По-друге, погодні умови впливають на максимальне навантаження ТЕС через температуру охолоджуючої (циркуляційної) води, причому цей вплив може бути дуже швидким у випадку охолодження циркуляційної води в

градирнях або повільним, якщо циркуляційна вода забирається з ріки або водного басейну. Температура охолоджуючої води визначає тиск (вакуум) у конденсаторах турбін, на які звичайно накладаються обмеження зверху й знизу. Але обмеження в конденсаторі автоматично обмежують потужність турбін, а відповідно, і всієї ТЕС у цілому.

По-третє, погодні умови впливають на граничне навантаження ТЕС через режими парогенераторів, які серед інших факторів залежать від температури холодного повітря. Правда, останній фактор у значно більшому ступені впливає на економічність парогенератора.

Вид і якість палива визначають граничні навантаження парогенераторів, а отже, і всієї ТЕС у цілому. Особливо сильно цей фактор позначається на мінімально припустимому навантаженні. Так, при роботі на вугіллі енергоблоки можуть розвантажуватися до 70–80 % максимальної потужності, при переході ж їх на газ або мазут мінімальне навантаження зменшується до 40–50 % максимального.

3.2.4 Розрахунок і аналіз техніко-економічних показників електростанцій та мереж

У процесі функціонування АСДУ здійснюються збір, обробка, зберігання й передача техніко-економічної інформації, на підставі якої проводиться технологічна підготовка виробництва (планування режимів, підготовка засобів управління), технологічне (оперативне й автоматичне) управління ЕЕС.

Підготовка виробництва включає:

- підготовку й використання вихідної інформації;
- технологічні розрахунки (сталого й перехідних режимів, К.З. та ін.);
- ретроспективний аналіз *техніко-економічних показників* (ТЕП);
- планування режимів;
- вибір складу й параметрів настроювання засобів управління.

Аналіз ТЕП здійснюється службами регіональних акціонерних товариств, ОДУ, ЦДУ ЕЕС, що забезпечують підготовку виробництва, по шести основним підсистемам: баланс потужності, баланс електроенергії, стан устаткування, баланс палива; гідроресурси й метеодані; засоби й системи управління.

Аналіз ТЕП здійснюється в ЕЕС із різною періодичністю, головним чином від доби до року й більше. В енергокомпаніях США, де з метою підвищення ефективності енергетичного виробництва все більше розповсюдження одержують оперативні економічні функції АСДУ (оперативна оптимізація режиму по активній потужності, змінні тарифи реального часу), ретроспективний аналіз ТЕП здійснюється в реальному часі.

3.3 Формування балансів потужності та енергії

3.3.1 Формування балансу потужності

Планування балансу активної потужності ЕЕС, ОЕС і ЄЕС є однією з найважливіших частин єдиної системи планування режимів і їх виробничих показників.

При розробленні балансу активної потужності виявляється та частина генерувальних потужностей електростанцій, яка бере участь у покритті максимумів навантажень енергоспоживання. В умовах напруженого енергетичного балансу країни треба прагнути до максимальної участі електростанцій у балансі потужності. При цьому необхідно забезпечити необхідний обсяг планово-запобіжних ремонтів устаткування електростанцій для підтримки його в працездатному стані. Крім того, необхідно передбачити резерви потужності для компенсації непередбачених змін енергоспоживання й виходів устаткування електростанцій при аварійних порушеннях. У процесі планування робочих потужностей електростанцій слід урахувати також можливе погіршення економічності роботи ЕЕС за рахунок включення в роботу малоекономічного обладнання. Із цієї причини потрібно планувати консервацію (вивід у тривалий холодний резерв) у певні періоди року найменш економічного (застарілого) устаткування електростанцій. І, нарешті, необхідно враховувати розриви й обмеження потужностей електростанцій, що суттєво впливає на робочі потужності.

Поряд із задачами планування балансу потужності велике значення мають контроль і аналіз ходу реалізації запланованого балансу.

Відповідно до зазначеного необхідно розглядати (планувати й аналізувати) усі складові зниження потужності електростанцій від установленної до розташовуваної й далі до робочої й включеної: обмеження потужності, ремонтний резерв (для проведення планових ремонтів), аварійний резерв (для проведення аварійних ремонтів), недовикористовуваний резерв через недолік енергоресурсів, консервацію малоекономічного устаткування, обмеження в електричних мережах, експлуатаційний резерв.

Баланс активної потужності формується на різних рівнях територіальної ієрархії управління. На рівні ЄЕС підсистемами є ОЕС, з'єднані міжсистемними ЛЕП. Відповідно на рівні ОЭС у якості підсистем виступають окремі ЕЕС, а на рівні ЕЕС – окремі електростанції й вузли навантаження (також ураховуються з'єднуючі підсистеми ЛЕП).

У складі кожної підсистеми в загальному випадку можуть бути представлені електростанції чотирьох типів: ТЕС обленерго (тобто підлеглі енергоуправлінням), блок-станції (перебувають у веденні промислових підприємств), ГЕС, ГАЭС і АЕС.

Баланс потужності формується для кожного місяця (тижня) року або в спрощеному варіанті – тільки для того місяця (тижня), у якому чекають найбільших у році навантажень. У кожному місяці (тижні) баланс зводиться для години сполученого максимуму навантажень і додатково перевіряється для годин власних максимумів навантаження кожної підсистеми.

Розрахунок починається з визначення ефективної (середньої з урахуванням освоєного устаткування) установленної потужності заданих суб'єктів за інтервалами планового періоду відповідно до затвердженої методики:

$$N_y^{\text{эф}} = N_y^{\text{нач.г}} + N_{\text{ввод}}^{\text{ср}} - \Delta N_{\text{осв}}^{\text{ср}} - N_{\text{дем}}^{\text{ср}} \quad (3.4)$$

де $N_y^{\text{нач.г}}$ – встановлена номінальна потужність на початок планового року;

$N_{\text{ввод}}^{\text{ср}} - \Delta N_{\text{осв}}^{\text{ср}}$ – середня за інтервал потужність, що вводиться, з урахуванням нормативних рівнів освоєння;

$N_{\text{дем}}^{\text{ср}}$ – середня за інтервал демонтована потужність.

Зазначені розрахунки ведуться по кожній енергетичній системі із наступним підсумовуванням по підсистемі.

Далі оцінюється потужність $N_{\text{конс}}$ у консервації, реконструкції й технічному переозброєнні за підсистемами і інтервалами року згідно наданим планам зазначених заходів, розроблювальним попередньо.

Наступна складова – зниження потужності через розриви й обмеження $N_{\text{р.о}}$ – складається із двох основних частин: постійних знижень через конструктивні недоліки, будівельні недоробки тощо та експлуатаційне недовикористання через недолік теплового споживання на ТЕЦ, зміни температури охолоджуючої води по місяцях року на ГЕС, зниження напорів на ГЕС через спрацьовування водоймищ тощо. Перша складова буває задана по кожній енергетичній системі, друга або прогнозується, або розраховується (наприклад, на підставі кривих спрацьовування – наповнення водосховищ).

Наступна складова потужності – нормативні обсяги аварійних (невідкладних) ремонтів генеруючого встаткування $N_{\text{рем.об}}$. Ці ремонти оцінюються за затвердженою методикою з урахуванням складу обладнання, нормативів вимушених простоїв. Можливий і більш точний розрахунок цієї складової зниження потужності на підставі імовірнісного розрахунку. Аварійні зниження потужності на відміну від інших складових знижень потужності не відносяться до конкретних агрегатів і електростанцій, а враховуються в цілому по відповідній підсистемі.

Наступна складова зниження потужності – планові ремонти генеруючого встаткування $N_{\text{план.рем}}$. Як відомо, розрізняють капітальні, середні й поточні планові ремонти встаткування. На рівні річного планування розраховуються плани капітальних і середніх ремонтів, а поточні ремонти визначають за даними статистики. На рівні місячного планування задаються річні плани капітальних і середніх ремонтів і тут визначаються плани поточних ремонтів устаткування.

Визначені в такий спосіб ефективна встановлена потужність енергосистеми і окремі складові її зниження дозволяють визначити робочі потужності ТЕС.

Для АЕС план ремонтів не оптимізується, а жорстко задається з урахуванням норм і можливості підтримки нормального технологічного процесу. Для АЕС ухвалюється рівний графік їх роботи протягом доби.

Для блок-станцій через їхню незначну вагу й відсутності необхідної

інформації прогнозується безпосередньо робоча потужність.

Для ГЕС після вирахування із установленної потужності різного роду знижень потужності одержують робочу потужність без урахування заданого їм добового вироблення електроенергії. Далі за допомогою алгоритму вписування ГЕС у добовий (інтервальний) графік навантаження визначають її пікову потужність, тобто робочу потужність із урахуванням заданого добового вироблення електроенергії ГЕС. Значення добового вироблення електроенергії в різні інтервали року визначаються припливом води й режимом регулювання водоймища. Обмеження по виробленню електроенергії, як правило, обмежує пікову потужність ГЕС значенням нижче її робочої потужності.

3.3.2 Формування балансу електроенергії

Розрахунок балансу електроенергії полягає в послідовному визначенні видаткової частини балансу (відпуск споживачам, витрати на власні й виробничі потреби й на компенсацію втрат електроенергії в електричних мережах) і прибуткової частини балансу (вироблення електроенергії електростанціями, отримання від інших ЕЕС) і приведенні у відповідність витрати електроенергії її приходу.

Такі складові балансу електроенергії, як власні й виробничі потреби й втрати в мережах, звичайно включають в електроспоживання (у такому виді електроспоживання прогнозується). Існують і методики і їхньої окремої оцінки.

У чому суть задачі розрахунку балансу електроенергії, наприклад, для річного періоду? Сумарні потреби в електроенергії відомі (вони прогнозуються). Однак потрібно оцінити, який внесок у необхідне вироблення електроенергії дають окремі типи *електричних станцій* (ЕС), а також окремі підсистеми і які перетікання енергії між підсистемами.

Що стосується АЕС, ГЕС і блок-станцій, то як ми вже відзначали, вироблення електроенергії електростанціями цих типів визначають окремо: АЕС – розрахунками на основі заданого графіка зупинок їхніх агрегатів; блок-станцій – прогнозуванням; ГЕС – на основі розрахунків довгострокового режиму регулювання їхніх водоймищ. Тому розрахунки балансу електроенергії в основному відносяться до ТЕС.

На рівні ЕЕС потрібно визначати вироблення електроенергії окремо за крупними ЕС і сукупно на дрібних електростанціях. На рівні ОЕС вироблення ЕЕ визначається за групами ідентичних (по паливу, економічності) ТЕС.

Як уже відзначалося, якщо баланс потужності визначається критерієм безперебійності й надійності, то баланс електроенергії – критерієм економічності. Інакше кажучи, оптимальний баланс електроенергії повинен відповідати оптимальним добовим режимам ЕЕС, обумовленим критерієм мінімуму вартості сумарної витрати палива.

Відомим строгим рішенням є використання в балансових розрахунках програм добової оптимізації режимів ЕЕС [9]. Цей підхід реалізується у такий спосіб. У кожному інтервалі (місячному або тижневому) усередині року розглядаються до чотирьох характерних добових графіків навантаження – середнього робочого дня, суботи, неділі, понеділка. Указується кількість діб

кожного типу в інтервалі. Розраховуються оптимальні добові режими ЕЕС для кожного типу доби, і на основі цих розрахунків визначають інтервальне вироблення енергії різними типами ТЕС, енергокомпаній, а також перетікання енергії між підсистемами. Такий підхід до розрахунків балансу електроенергії цінний і тим, що для експлуатації корисна й сама по собі перевірка умов покриття перспективних добових графіків навантаження.

Відомі й інші більш спрощені підходи до розрахунку балансу електроенергії, наприклад, якщо замість графіків навантаження використовують криві тривалості навантажень або використовують прогнозний варіант балансу електроенергії, коли вироблення енергії групами ТЕС прогнозується по минулій статистиці (але й при такому підході не можна визначати перетікання енергії між підсистемами).

3.3.3 Формування балансу теплоти

Баланс теплоти формується в регіональній ЕЕС при довгостроковому плануванні режимів для розв'язання наступних задач:

- забезпечення постачання теплотою споживачів ЕЕС;
- уточнення балансу потужності й електроенергії по ЕЕС з урахуванням наявної потужності вироблення електричної енергії й відпустку теплоти ТЭЦ;
- формування балансу енергетичних ресурсів з урахуванням вироблення електроенергії й відпустку теплоти електростанціями ЕЕС.

У процесі формування балансу теплоти проводиться деталізація показників у розрізі груп однотипного встаткування, установленого на електростанціях.

Відпуск теплоти електростанцією складається з її відпуску від турбін, енергетичних котлів безпосередньо або через редуційно-охолоджуючі установки і від теплообмінних апаратів і пікових водогрійних котлів, що служать для додаткового підігріву води після основних мережних підігрівників турбін.

Під відпуском теплоти зовнішнім споживачам розуміють усю теплоту, відпущену від електростанції, районної котельні або об'єднаного енергопідприємства за винятком теплоти, повернутої на електростанцію (котельню) з конденсатом виробничої пари, зворотною мережною водою, що відпрацювала у зовнішніх споживачів тощо.

Зазначимо, що в балансі електроенергії враховується витрата електроенергії на власні потреби електростанції, пов'язана з відпуском теплоти, у тому числі:

- уся власна витрата теплофікаційної установки електростанції (витрата на мережні, конденсаційні й інші насоси водонагрівуючого встаткування) і витрата на механізми пікових водогрійних котлів електростанції;
- частина сумарної витрати електроенергії на власні потреби котельної установки.

Баланс теплоти, виробленої в ЕЕС, що відпускається споживачам, характеризується наступною рівністю

$$Q_B + Q_{II} = Q_{B.M} = Q_{K.B} + \Delta Q \quad (3.5)$$

де Q_{II} – покупна теплота;

$Q_{B.M}$ – відпуск теплоти в мережу;

$Q_{K.B}$ – корисний відпуск теплоти;

ΔQ – втрати теплоти в теплових мережах.

Джерелами теплоти в ЕЕС є ТЕЦ, котельні, електробойлерні:

$$Q_B^C + Q_{B.T} + Q_{B.K} + Q_{B.E} \quad (3.6)$$

де $Q_{B.T}$, $Q_{B.K}$, $Q_{B.E}$ – відпуск теплоти ТЕЦ, котельними, електробойлерними відповідно.

На верхніх рівнях диспетчерського управління (ОДУ, ОЕС і ЦДУ ЄЕС) баланс теплоти не формується, а лише аналізуються дані в тій мірі, у якій вони необхідні:

– для оцінки наявної потужності й вироблення електроенергії ТЕЦ у сумарному балансі потужності й вироблення електроенергії ОЕС і ЄЕС;

– для формування балансу енергоресурсів по ОЕС і ЄЕС.

При короткостроковому плануванні режимів проводиться уточнення балансу теплоти на добу (або на кілька діб) з урахуванням очікуваної температури навколишнього середовища й необхідного вироблення електроенергії на ТЕЦ.

3.3.4 Формування балансу палива

Планування паливостачання ТЕС є досить відповідальною й трудомісткою справою й здійснюється ітераційно за участю як самих ТЕС, так і регіональних ЕЕС, ОЕС України. В умовах напруженого паливно-енергетичного балансу країни зростають вимоги до обґрунтованості планування. Тому розробка балансів палива на рік, квартал, місяць, тиждень, добу настільки ж актуальна, як і планування балансів потужності й енергії.

Баланс палива розробляється після складання балансів потужності, електричної енергії й теплоти. Під заплановані електроенергію й теплоту повинне бути забезпечене необхідне паливо. Однак за результатами розроблення балансу палива іноді доводиться вносити корективи в баланси потужності, електроенергії й теплоти (коли не балансується паливо з енергією й теплотою). В остаточному підсумку всі баланси розробляються взаємопов'язано.

Різняться баланси умовного й натурального палива. Першим розробляється баланс умовного палива. Далі під розраховане умовне паливо планується конкретне натуральне паливо з урахуванням його наявності й можливостей спалювання на конкретних електростанціях (тут найбільш імовірні випадки нестиківки балансів палива й енергії, коли в силу обмежень по натуральному паливу доводиться змінювати виробництво електроенергії й теплоти). Електроенергетика використовує велику кількість (декілька сотень) видів і марок натурального палива, і кінцевий план постачання палива повинен

містити конкретну прив'язку постачальника палива до кожної ТЕС. У балансових розрахунках, особливо на верхніх рівнях управління, допускається еквівалентування близьких за основними характеристиками видів палива.

Контрольні запитання

1. Опишіть основні функціональні групи планування енергетичних режимів.
2. Поясніть особливості планування електроспоживання.
3. Як здійснюється прогнозування теплоспоживання?
4. Як здійснюється прогнозування нерозрахованих статей балансів потужності електростанцій?
5. Які особливості розрахунку обмежень щодо режимів роботи ТЕЦ?
6. Як формується баланс потужності?
7. Які особливості формування балансу електроенергії?
8. Як формується баланс теплоти?
9. Як формується баланс палива?

Тема 4

ОПЕРАТИВНЕ УПРАВЛІННЯ РЕЖИМОМ

4.1 Завдання та особливості оперативного управління режимом

В АСДУ на рівнях НДЦ і регіональних диспетчерських центрів, збільшується обсяг і значимість задач, розв'язуваних у реальному часі (у темпі процесу). Під задачами реального часу сьогодні розуміють коло задач, рішення яких не можна одержати з достатньою завчасністю, оскільки вихідні дані для них відбивають не прогнозовану, а поточну, реальну ситуацію. Задачі реального часу дозволяють вчасно реагувати на виникаючі відхилення від прогнозованих режимів, на «позаштатні» ситуації.

Стан ЕЕС або її частини в кожний момент часу характеризується:

- схемою контрольованої мережі й складом працюючого встаткування;
- значеннями контрольованих параметрів режиму;
- станом (справне-несправне) і положенням (включене-виключене) засобів оперативного й автоматичного управління, що перебувають у веденні відповідного диспетчерського персоналу.

За допомогою **оперативного інформаційно-управляючого комплексу** (ОІУК) диспетчерський персонал здійснює контроль поточного стану ЕЕС (схеми, режиму, засобів управління), ретроспективний аналіз подій, що відбулися в системі, оцінку перспективних режимів. На підставі результуючої інформації про поточний і перспективний стан ЕЕС, про графік навантаження, плани проведення ремонтних робіт з оперативних заявок з урахуванням вказівок і рекомендацій диспетчерських інструкцій і директивних матеріалів диспетчерський персонал здійснює реалізацію раніше ухвалених рішень і їх корекцію, якщо поточні умови відрізняються від тих, що планувалися.

Управляючі команди видаються диспетчерським персоналом відповідного диспетчерського пункту через чергових підлеглих енергосуб'єктів або

безпосередньо за допомогою обладнання ТУ на зміну:

- схеми електричної мережі або складу встаткування електростанцій і підстанцій;
- положення засобів автоматичного й оперативного управління, параметрів настроювання автоматики;
- навантаження агрегатів електростанцій;
- навантаження споживачів;
- напруг у контрольних точках електричної мережі (шляхом впливу на збудження синхронних машин, перемикання трансформаторів, вмикання-вимикання обладнання компенсації реактивної потужності).

Усі перераховані задачі оперативного управління реалізуються за допомогою ОІУК, що включає наступні підсистеми:

- уведення й первинної обробки інформації;
- формування топології мережі й моделі поточного режиму, контроль припустимості режиму;
- прогнозування електроспоживання;
- формування моделі перспективного режиму;
- оцінки надійності й економічності режиму (поточного й перспективного);
- формування порад диспетчерові щодо надійності й економічності режиму (поточного й перспективного);
- зберігання й реєстрації оперативних даних.

Окрім того, на ОІУК покладені функції контролю діяльності диспетчерського персоналу й оцінки цієї діяльності з погляду економічності й надійності режиму за час роботи зміни.

Для розв'язання зазначених задач наявними в розпорядженні диспетчера засобами й призначений увесь комплекс підсистем оперативного управління. Обмеженість часу на прийняття рішень і їх висока відповідальність обумовлюють специфічні вимоги до алгоритмів розв'язання даних задач:

- висока швидкодія алгоритмів;
 - точність, адекватна змінам режиму в ЕЕС;
 - малі необхідні ресурси ЕОМ з погляду пам'яті, розрядності, швидкодії.
- Ця вимога в певній мірі суперечить вимозі швидкодії, але вона досить реальна для існуючого парку ЕОМ;
- адаптивність як здатність алгоритмів зберігати працездатність (можливо, за рахунок деякого погіршення якості рішень) при частому недоліку інформації. При цьому використовується інформація, отримана в результаті автоматичного нагромадження й узагальнення досвіду роботи;
 - надійність як здатність уникнути видачі невірних рішень (іноді просто небезпечних для ЕЕС) через випадкові грубі помилки у вихідних даних, збої ЕОМ і інших впливів; важливим елементом цього є надійність і завадостійкість системи збору даних;
 - зручність роботи з даними задачами при оперативній роботі диспетчера (зручність подачі й відображення результатів рішення, діалогу диспетчера з ЕОМ, доступу до довідкової інформації в ЕОМ);

– ув'язування з алгоритмами більш високого рівня. Головний принцип такого ув'язування полягає в тому, що алгоритми прийняття рішень тут лише коректують рішення, прийняті на більш високих рівнях, причому правила корекції (вирішальні правила) являють собою відносно спрощені алгоритми, у яких є параметри, що настроюються на етапі добового й тижневого планування.

4.2 Прогнозування, оцінювання стану й балансу потужності

4.2.1 Прогнозування

Призначенням оперативного (внутрішньодобового) прогнозу електричних навантажень і електроспоживання здійснюваного в підсистемі «Прогнозування електричних навантажень і енергоспоживання» є уточнення їхніх значень, прийнятих при короткотерміновому плануванні. При оперативному прогнозі визначаються сумарні активні електричні навантаження ЕЕС і енергорайонів і їхнє внутрішньодобове електроспоживання, а також активні й реактивні навантаження вузлів еквівалентної схеми електричної мережі. Методика оперативного внутрішньодобового прогнозу аналогічна застосовуваній при короткостроковому плануванні й базується на статистичному аналізі даних про відповідні навантаження (сумарні або вузлові) за ряд попередніх діб й даних про режим споживання за поточну добу, що накопичувалися в ОІУК.

Поточний короткочасний прогноз здійснюється з бажаним випередженням до однієї години; для поточного контролю й корекції – на декілька хвилин уперед, щоб ліквідувати запізнення надходження інформації; для перевірки допустимості заявок і майбутніх дій диспетчера – на час до моменту реалізації розв'язків.

Отримані прогнози використовуються в якості «псевдовимірювань», тобто даних, які сприймаються ЕОМ так само, як реальні виміри. «Псевдовимірювання» характеризуються своїми метрологічними характеристиками. У свою чергу, ці характеристики визначаються як погрішностями вимірів параметрів режиму, використовуваних у якості вибіркового рядів, так і статистичною мінливістю цих параметрів.

4.2.2 Оцінювання стану електроенергетичної системи

Основною задачею, розв'язання якої забезпечує формування топології й моделі поточного (а значною мірою й перспективного) режиму ЕЕС є задача оцінювання стану системи. Оцінювання стану при оперативному управлінні ЕЕС може використовуватися для підвищення вірогідності поточних *телевимірювань* (ТВ) і як інформаційна база для виконання оперативних розрахунків.

Оцінювання стану забезпечує: виявлення й усунення збоїв і грубих помилок у системах збору даних; одержання збалансованих оцінок параметрів режиму, найбільш близьких до обмірюваних; дорозрахунок невимірюваних параметрів режиму (узагальнення задачі потокорозподілу в реальному часі);

визначення в темпі процесу метрологічних характеристик засобів вимірів, зокрема погрішності всього каналу вимірів.

Процедури оцінювання стану реалізуються в багатьох диспетчерських пунктах, у тому числі й в Україні. Тут на основі статичного оцінювання стану здійснюється первинна обробка інформації з видачею результатів один раз за годину.

4.2.3 Формування балансу потужності

Формування балансу потужності при довгостроковому й короткостроковому плануванні енергетичних режимів розглянуто в п 3.3. При оперативному управлінні баланс активної потужності для ЄЕС у цілому й для кожного регіону (ОЕС, ЕЕС, частини ЕЕС) характеризується трьома показниками: активною потужністю генерації P_G ; сумарним навантаженням споживачів P_H , включаючи витрату на власні потреби електростанцій і втрати потужності в електричних мережах; сальдо (алгебраїчна сума) перетоків потужності із сусідніми ЕЕС P_C .

$$P_H = P_G + P_C. \quad (4.1)$$

Аналізуючи майбутні й контролюючи поточні значення цих параметрів і зіставляючи їх із плановими або із гранично припустимими значеннями, зазначеними в диспетчерських інструкціях, оперативний персонал може оцінити, наскільки напруженим буде майбутній режим, а контролюючи поточний баланс, виявити підлеглі підрозділи, які, не виконуючи планові завдання, порушують режим роботи ЕЕС у цілому.

Сумарні значення P_G і P_C формуються за даними ТВ потужностей електростанцій і перетікань потужності по міжсистемним ЛЕП. Сумарне навантаження споживачів P_H визначається за (4.1). Якщо нехватка ТВ не дозволяє точно визначити значення P_G і P_C , здійснюється додаткове уведення інформації вручну оперативним персоналом або автоматично з масиву даних добової відомості, що дозволяє уточнити сумарні значення потужності генерації ЕЕС і сальдо зовнішніх перетоків.

Функція формування поточного балансу активної потужності реалізується в ОІУК ЦДУ ЄЕС, ОДУ й більшості ЕЕС. В ЕЕС поряд із загальним балансом активної потужності часто формуються баланси потужності для районів електричних мереж, що забезпечують електропостачання різних адміністративних областей. Значення P_H , визначене по (4.1), дозволяє суворіше контролювати споживання потужності в різних адміністративних областях і підприємствах електричних мереж (ПМЕ).

Аналогічне завдання може вирішуватися для очікуваного (наприклад, на годину максимуму навантаження) нормального режиму при певній потужності генерації й існуючих обмеженнях по пропускній здатності електричної мережі.

У ряді ЕЕС здійснюється оперативний контроль балансів реактивної потужності в окремих вузлах основної мережі. Контроль балансу реактивної

потужності, який здійснюється на підставі телевимірювань перетоків реактивної потужності й напруг у вузлах, проводиться при небезпечному зниженні напруги з метою визначення запасів надійності й оцінки заходів щодо відновлення рівня напруги. Запуск відповідної програми може здійснюватися вручну або автоматично при зниженні до певного рівня напруг у контрольованих точках.

Інформація про майбутній баланс реактивної потужності використовується для проведення заходів, що попереджають можливість виникнення лавини напруг.

Контрольні запитання

1. Які основні задачі оперативного управління режимом ЕЕС?
2. Які підсистеми включає комплекс оперативного управління?
3. Наведіть основні вимоги до алгоритмів оперативного управління режимом ЕЕС?
4. Яке призначення оперативного прогнозу електричних навантажень?
5. Поясніть сутність задачі оцінювання стану ЕЕС.
6. Поясніть сутність задачі формування балансу потужності?

Тема 5

АВТОМАТИЧНЕ УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ

5.1 Основні положення

Серед задач, розв'язуваних в АСДУ при автоматичному управлінні ЕЕС на різних територіальних рівнях, можна виділити чотири групи:

- 1) переробка вихідної інформації;
- 2) оцінювання стану системи в алгоритмах протиаварійного управління;
- 3) протиаварійне управління з метою локалізації аварій і ліквідації аварійного режиму;
- 4) автоматичне управління нормальними режимами.

Потрібно відзначити, що в міру розвитку розробок і виробництва керуючих ЕОМ засоби цифрової обчислювальної техніки, що тривалий час використовувалися при плануванні режимів і оперативному управлінні ними, знаходять усе більш широке застосування в системах автоматичного управління. Це пояснюється наступними перевагами засобів і систем автоматичного управління, виконаних на основі мікропроцесорної техніки:

– підвищення надійності обладнання завдяки високій надійності елементної бази, а також самоконтролю, тестування й діагностуванню;

– підвищення ефективності обладнання і систем завдяки реалізації більш досконалих алгоритмів, можливості адаптації до схем і режимів роботи ЕЕС, а також інтеграції обладнання, встановленого на енергосуб'єктах і в центрах управління;

– зниження вартості засобів і систем управління, скорочення трудовитрат на їхній монтаж і експлуатацію, зменшення необхідних виробничих площ.

5.2 Оцінка стану системи в алгоритмах протиаварійного управління

Існує тенденція створення єдиної мережі датчиків, каналів передачі й баз даних як для АСДУ, так і для пристроїв *протиаварійної автоматики* (ПА). Разом з тим підвищені вимоги до надійності інформаційного забезпечення системної автоматики, особливо централізованих систем ПА, приводять до необхідності дублювання датчиків, каналів. Додаткові можливості для підвищення надійності і якості вихідної інформації дають алгоритми оцінювання стану, що включаються в системи протиаварійного управління. Використовувані тут алгоритми оцінювання стану відрізняються відносно меншою розрахунковою схемою (для підвищення швидкодії – порядку декількох секунд), можливістю обробляти дублюючі виміри й орієнтацією на підвищену надмірність вимірів (наприклад, наявність вимірів перетікання активної й реактивної потужності за обома кінцями ЛЕП). У розробках Інституту електродинаміки АН України використовуються статичні алгоритми, у розробках МЕІ з РАН – динамічні. Останні мають ту перевагу, що дозволяють дати прогноз, що упереджує стан ЕЕС на кілька хвилин і тим самим знизити помилку в управляючих впливах, викликану запізненням у спрацьовуванні самої системи ПА.

Важливими є оптимальне розміщення датчиків, вибір системи каналів, що забезпечують автоматику даними про найбільш інформативні параметри й найбільш інформативному резервуванні при збоях у системі збору даних. Розроблений у МЕІ комплекс діалогового проектування систем збору даних дозволяє досягти цієї мети [3].

5.3 Протиаварійна автоматика

5.3.1 Повторне включення після ліквідації збурення

Усі повітряні ЛЕП і багато шин основної електричної мережі ЄЕС оснащені обладнанням *автоматичного повторного включення* (АПВ). Поряд із *трифазними АПВ* (ТАПВ) на ЛЕП *надвисокої напруги* (НВН) успішно застосовуються *однофазні АПВ* (ОАПВ). Більшість ЛЕП 500 кВ і всі ЛЕП 750 і 1 150 кВ оснащені обладнанням *комбінованого АПВ* (КАПВ), що діє при відключенні однієї фази (у випадку однофазного КЗ) як ОАПВ, а при відключенні трьох фаз (у випадку міжфазного КЗ або неправильного спрацьовування РЗ) як ТАПВ.

Для підвищення ефективності дії ТАПВ ЛЕП НВН передбачена адаптація обладнання до схемно-режимних умов роботи ЕЕС: прискорення вмикання вимикача при відключенні ЛЕП швидкодіючим РЗ (прискорене ТАПВ);

однократне включення на стійке КЗ лише з одного кінця ЛЕП, більш віддаленого від місця ушкодження (забороняється подача напруги на ушкоджену ЛЕП при близьких КЗ). Замикання ЛЕП у транзит при цьому здійснюється без додаткової витримки часу з контролем наявності напруги, відсутності несиметрії (визначається за допомогою реле напруги нульової і зворотної послідовностей, підключених до трансформатора напруги, встановленого на ЛЕП), контролем синхронності зустрічних напруг. У схемі прискореного ТАПВ передбачена також автоматична зміна уставки (вибір однієї із двох наявних) реле контролю синхронізму залежно від схеми й режиму роботи електричної мережі.

У практиці закордонних ЕЕС застосовуються наступні варіанти адаптації ТАПВ при ушкодженнях на ЛЕП і шинах ВН і НВН:

- включення однієї фази ЛЕП при міжфазних (двофазних і трифазних) КЗ на землю з наступним замиканням вимикачів двох залишившихся фаз у випадку успішного включення першого;

- автоматичне збільшення витримок часу обладнання АПВ при міжфазних КЗ;

- збільшення витримки часу обладнання АПВ або виведення його з дії у випадку частих багаторазових ушкоджень ЛЕП, обумовлених, наприклад, грозою, ожеледдю, лісовими пожежами;

- автоматичний вибір вимикача для подачі напруги на пошкоджені шини підстанції так, щоб у місці КЗ протікав найменший струм або щоб залишкова напруга на шинах вилученої підстанції мала найбільше значення;

- зміна уставок реле контролю синхронізму в ремонтних схемах.

Подібні адаптивні схеми реалізуються на підстанціях, оснащених управляючими ЕОМ.

Трифазне обладнання АПВ з контролем синхронізму використовуються на міжсистемних ЛЕП для підключення ЕЕС, що відділилася в процесі розвитку аварійного порушення режиму, на паралельну роботу з ОЕС, після того як в ЕЕС будуть відновлені нормальні параметри режиму й створені умови, необхідні для синхронізації.

За кордоном великою різноманітністю характеризується застосування АПВ на ЛЕП основної електричної мережі.

У Німеччині обладнанням ОАПВ оснащене близько 90 % ЛЕП напругою 220 і 380 кВ (витримка часу ОАПВ 0,6–1,2 с). У США на ЛЕП 500 і 765 кВ застосовують обладнання *швидкодійного АПВ* (ШАПВ) з витримками часу 0,35–0,4 с, а також ТАПВ із контролем синхронізму. Поряд із цим усе більш широке застосування на ЛЕП основній мережі знаходить обладнання ОАПВ. При цьому на ЛЕП великої довжини використовуються спеціальні схеми включення реакторів для компенсації ємнісної провідності, а також шунтування ушкодженої фази з метою прискорення гасіння дуги в місці КЗ.

У Франції на ЛЕП 400 кВ застосовуються як ОАПВ (з витримкою часу 1 с), так і ТАПВ (з витримкою часу 5–8 с). У Швеції на ЛЕП 400 кВ застосовуються, як правило, ШАПВ; обладнання ОАПВ встановлені тільки на деяких радіальних ЛЕП порівняно невеликої довжини.

Специфічними засобами АПВ є обладнання, яке забезпечує відновлення електропостачання споживачів, відключених діями автоматики в процесі ліквідації аварійного порушення режиму: АПВ після АЧР (ЧАПВ), що включає навантаження після підйому частоти в ЕЕС (подібна автоматика застосовується й за кордоном); АПВ після дії спеціальної автоматики відключення навантаження, одержує розповсюдження в ЕЕС.

Автоматичне включення резерву, широко розповсюджене в розподільних електричних мережах, в основних мережах використовується дуже рідко.

5.3.2 Вироблення й реалізація управляючих впливів засобами протиаварійного управління

У ЄЕС створена розвинена система ПА, яка діє досить ефективно, внаслідок чого в ЄЕС і ОЕС на території колишнього СРСР не було глобальних аварій, аналогічних за своїми масштабами аваріям, що мали місце в ЕЕС ряду розвинених капіталістичних країн (у США в 1965, 1977, 1994 і 1996 рр., у Франції – в 1978 і 1987 рр., у Бельгії – в 1982 р., у Швеції – в 1983 р., у Канаді – в 1982, 1988, 1989 і 1992 рр., у Японії – в 1987 р.).

Загальна кількість обладнання ПА в мережі 400–1 150 кВ ЄЕС та ізолювано працюючих ОЕС на території колишнього СРСР перебільшила 1 700 комплектів. Крім генераторів 30 ГЕС до обладнання ПА підключено більш 370 турбогенераторів 66 **конденсаційних електростанцій** (КЕС), АЕС і ТЕЦ, у тому числі 69 генераторів АЕС. На 538 генераторах (КЕС, АЕС і ТЕЦ) розвантаження здійснюється відключенням вимикачів, на 106 генераторах (КЕС і АЕС) є обладнання швидкого короткочасного розвантаження через **електрогідравлічний перетворювач** (ЕГП) або більш повільного **автоматичного обмеження потужності** (АОП) у післяаварійному режимі, на 66 генераторах передбачене закриття стопорних клапанів з наступним відключенням генератора, чотири енергоблоки розвантажуються відключенням одного з дубль-блоків.

Тривають роботи з розширення обсягу й удосконаленню обладнання централізованого відключення навантаження (за допомогою САВН), які сприяють підвищенню ефективності ПА.

В основній мережі 400–1 150 кВ ЄЕС функціонують 24 регіональних і 62 вузлових комплекси ПА, що здійснюють **автоматичне запобігання порушення стійкості** (АЗПС) і забезпечення надійності ЕЕС. Найбільшу ефективність представляють програмувальні комплекси АЗПС, виконані на базі серійних і спеціалізованих міні- і мікро-ЕОМ.

В експлуатації перебувають 10 цифрових централізованих комплексів АЗПС. Основними функціями цих комплексів є, по-перше, визначення і, якщо буде потрібно, оптимізація керуючих впливів ПА шляхом розрахунків стосовно до заданої області стійкості або шляхом вибірки з таблиць (так званий метод П До) і, по-друге, розподіл управляючих впливів за суб'єктами району управління. Допоміжними функціями є: збір, вірогіднізація й усереднення поточної інформації про режим; вивід дискретних керуючих впливів до

зовнішнього обладнання ПА; підвищення поінформованості персоналу про режим району (наприклад, про допустимість виводу в ремонт елемента мережі) і про стан ПА.

Основними напрямками вдосконалення ПА є: функціональна й інформаційна інтеграція (об'єднання) пристроїв, що знаходяться на різних рівнях управління; широке використання засобів обчислювальної техніки. Запропонована [2] чотирирівнева ієрархічна структура єдиної системи ПА ЄЕС, наведена на рисунку 5.1.

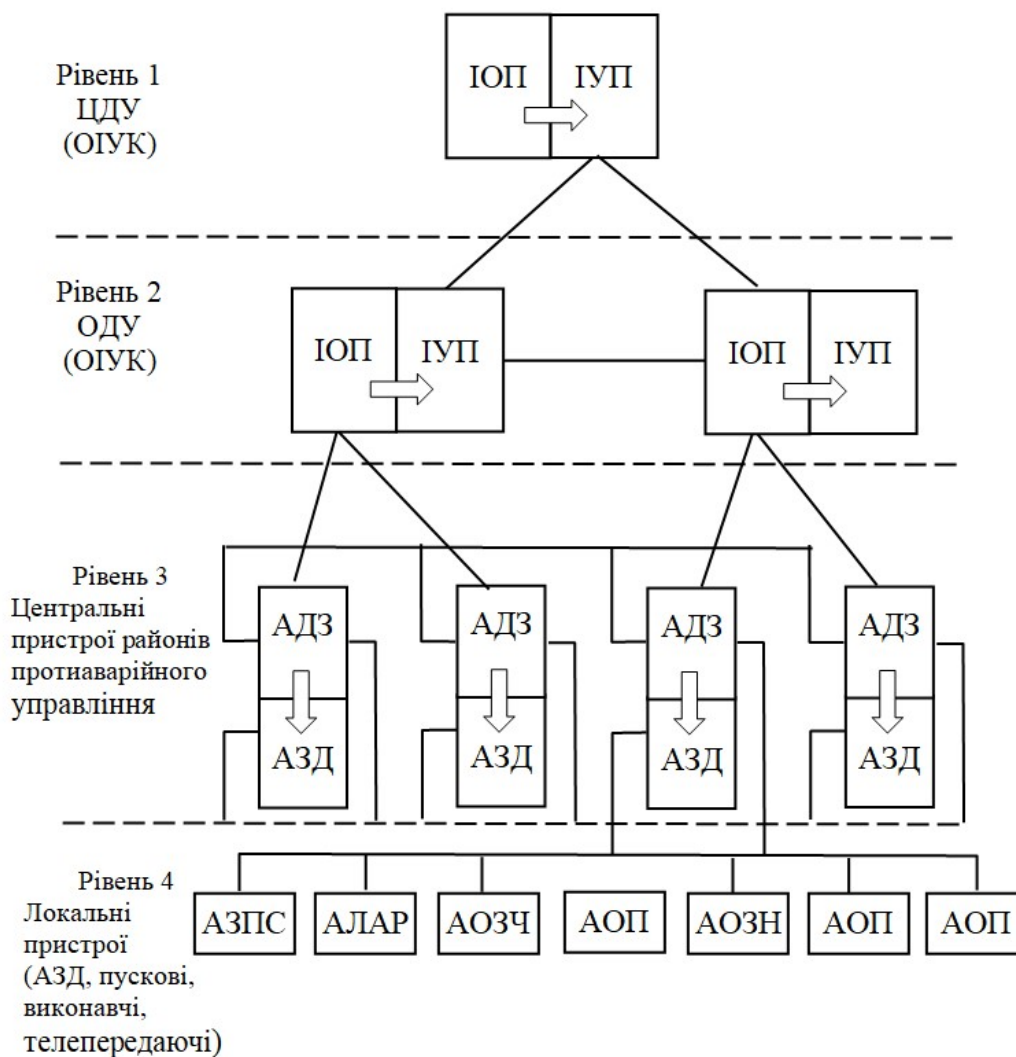


Рисунок 5.1 – Ієрархічна структура єдиної системи ПА:

- АОЗЧ – автоматичне обмеження зниження частоти;
- АОПЧ – автоматичне обмеження підвищення частоти;
- АОЗН – автоматичне обмеження зниження напруги;
- АОПН – автоматичне обмеження підвищення напруги;
- АОПВ – автоматичне обмеження перевантаження устаткування

На першому рівні (ЦДУ ЄЕС) вирішуються в основному міжзональні задачі координації управління в області *автоматичного дозування збудження* (АДЗ) АЗПС за допомогою ЕОМ ОІУК АСДУ, що складається з двох

підсистем: інформаційно-обчислювальної і інформаційно-управляючої.

На другому рівні (ОДУ ОЕС, зони) вирішуються аналогічні задачі координації в області АДЗ АЗПС в межах відповідної зони (ОЕС) за допомогою ЕОМ ОІУК відповідного ОДУ.

На третьому рівні (район протиаварійного управління) вирішуються всі задачі ПА, що вимагають централізації в межах району, і насамперед задачі АДЗ і автоматичного запам'ятовування дозування (АЗД) для свого району, реалізовані за допомогою централізованого комплексу ПА (рис. 5.2).

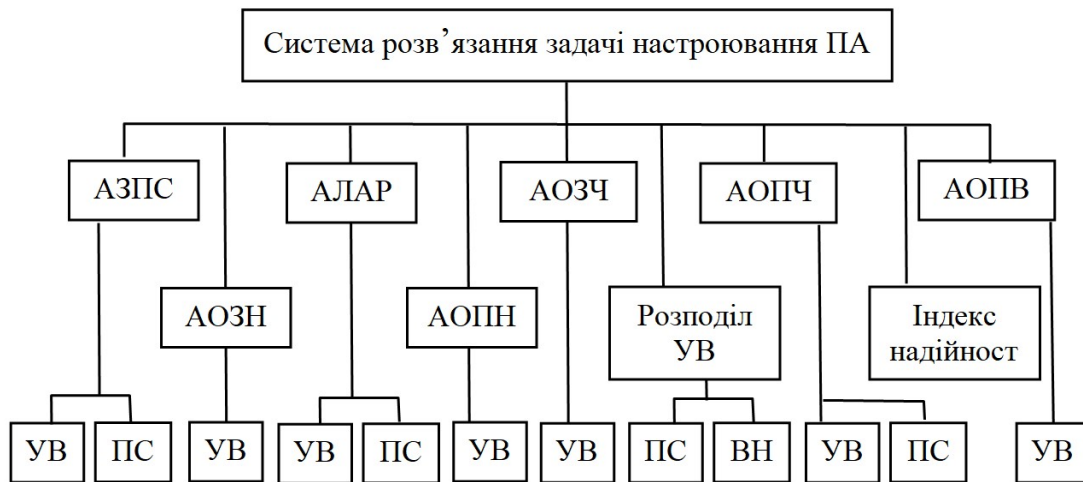


Рисунок 5.2 – Комплекс протиаварійної автоматики

На четвертому рівні (енергосуб'єкти) вирішуються всі задачі за допомогою локальних пристроїв: АЗД; пускових, виконавчих і передаючих телесигналів, призначених для запобігання порушення стійкості, неприпустимого зниження й підвищення частоти й напруги, перевантаження встаткування.

На перших двох рівнях в ОІУК поза реальним часом проводиться формування моделей ЕЕС на основі повної її моделі, визначення конкретних алгоритмів і параметрів налаштування ПА.

На всіх рівнях виконується управління в реальному часі, причому на перших двох використовуються алгоритми координації й налаштування пристроїв нижчестоящого рівня, а також алгоритми безпосереднього управління для частини аварійних порушень. На цих двох рівнях задачі розв'язуються в доаварійному режимі до виникнення аварійних порушень, тобто в темпі аварійного, швидкого електромеханічного перехідного процесу, а також у темпі післяаварійного, більш повільного електроенергетичного перехідного процесу.

На третьому рівні частина задач, наприклад АДЗ, повинна вирішуватися до виникнення аварійних порушень, а інша – після.

Пристрої протиаварійного управління сусідніх рівнів повинні обмінюватися інформацією про ЕЕС і ПА (поточною й ретроспективною) і представляти її оперативному персоналу.

На мікропроцесорній базі створюються наступні комплексні пристрої ПА:
– лінійні – виконуючі функції фіксації відключення ЛЕП, АОЗН,

управління шунтуючим реактором, АЛАР, фіксації перевантаження ЛЕП (або групи ЛЕП) по струму, активній потужності, куті між фазами напруг тощо;

– підстанційні – виконуючі функції протиаварійного управління, які не виконуються обладнаннями ПА ЛЕП, наприклад розподіл сигналів відключення навантаження, фіксації небезпечного для споживачів зниження напруги, управління шунтуючими реакторами підстанції, АЧР, ЧАПВ тощо;

– станційні – виконуючі на електростанції ті функції протиаварійного управління, які не виконуються обладнанням ПА ЛЕП, наприклад розподіл сигналів відключення генераторів і розвантаження турбін, фіксація тяжкості КЗ і т.д.;

– комплексної телепередачі аварійної й доаварійної інформації;

– локальної (нецентралізованої) АДЗ і АЗД;

– фіксації перевантаження по активній потужності в складному перетині ЄЕС.

5.4 Автоматичне управління нормальними режимами

5.4.1 Автоматичне регулювання частоти й активної потужності

Із числа функцій автоматичного управління найбільш розповсюджене автоматичне регулювання частоти й активної потужності (АРЧП), здійснюване за допомогою міні-ЕОМ ОІУК, установлених на диспетчерських пунктах ЦДУ ЄЕС і ОДУ ОЕС. Функціонально система АРЧП складається із двох підсистем: автоматичного регулювання частоти (АРЧ) і автоматичного обмеження перетікань потужності (АОПП).

Підсистема АРЧ регулює частоту, або сумарну обмінну потужність, або їх комбінацію за критерієм мережних характеристик, забезпечуючи підтримання середніх значень регульованих величин на 10-хвилинних інтервалах із заданою точністю. У випадку регулювання частоти й обмінної потужності за критерієм мережних характеристик АРЧП забезпечує автономність по збуренню тобто компенсацію збурення електростанціями тільки тієї ОЕС, де це збурення відбулося.

Підсистема АОПП, перебуваючи в режимі «спостереження», приходить у дію при перевищенні перетіканням потужності по контрольованому перетину або окремії ЛЕП заданої уставки й, впливаючи на регулюючі електростанції, зводить викид перетікання потужності до нуля за 1 хв. Таким чином, АОПП, підтримуючи необхідний запас стійкості при повільно наростаючих збуреннях, підвищує надійність паралельної роботи.

Система АРЧП є ієрархічною системою управління нормальними режимами ЄЕС. Рівні АРЧП збігаються з рівнями диспетчерського управління: центральна координуюча система АРЧП ЄЕС, центральні системи АРЧП ОЕС. Системи автоматичного управління, виконуючі свої основні функції, резервують основні функції вищих або нижчих рівнів управління.

Усього в різних режимах регулювання й обмеження перетікань потужності ЄЕС і ОЕС на території колишнього СРСР беруть участь 25 великих ГЕС

і 7 ТЕС. Контролюються перетікання активної потужності по 83 найбільш завантаженим ЛЕП (6 – напругою 750 кВ, 34 – 400 і 500 кВ, 27 – 330 кВ, 16 – 110 і 220 кВ). Поряд з міні-ЕОМ, що здійснюють функції АРЧП у ЦДУ ЄЕС і в більшості ОДУ, у двох ОДУ для цієї мети використовуються мікро-ЕОМ.

У закордонних ОІУК функція АРЧП одержала широке розповсюдження. До кінця 80-х років у США перебувало в експлуатації 130 комплектів АРЧП, що представляють собою як однорівневі, так і ієрархічні системи. Усі комплекси АРЧП забезпечують регулювання перетікань потужності з сусідніми енергокомпаніями за мережними характеристиками. Система АОПП за кордоном не застосовується.

Статизм системи регулювання енергооб'єднання за частотою кожної із зон регулювання задається Національною радою по надійності США, так щоб була забезпечена підтримка по всій електричній мережі США нормального рівня частоти й кожне енергооб'єднання компенсувало відхилення балансу потужності у своїй зоні.

У ряді енергооб'єднань використовуються адаптивні алгоритми АРЧП, що забезпечують інтенсифікацію керуючих впливів в напружених режимах. При цьому система регулювання зневажає вимогами економічності, залучаючи всі агрегати до компенсації регулюючого відхилення району по частоті й активній потужності.

У національних ЄЕС, що входять у західноєвропейське енергооб'єднання, здійснюється автоматичне регулювання перетікань потужності по міждержавних зв'язках зі статизмом по частоті. Таке регулювання є необхідною умовою надійної паралельної роботи національних ЄЕС, стабілізації частоти в енергооб'єднанні й підтримки планових (погоджених) значень обмінної потужності.

5.4.2 Автоматичне регулювання напруги в основній мережі

Автоматичне регулювання напруги в опорних вузлах і вузлах споживання ЄЕС здійснюється з метою забезпечення в припустимих межах коливань рівнів напруги на шинах електроприймачів і мінімізації втрат електроенергії на транспорт при заданих електроспоживанні й активній потужності електростанцій. Регулювання напруги здійснюється впливом на збудження генераторів і **синхронних компенсаторів** (СК), а також на положення анцапф трансформаторів, склад статичних конденсаторів і реакторів.

Система автоматичного регулювання напруги будується по ієрархічному принципу:

- рівень агрегату (генератора, трансформатора, реактора, батареї статичних конденсаторів);
- рівень енергосуб'єкту (електростанції, підстанції);
- системний рівень.

Ускладнення електричних режимів ЄЕС, розвиток електропередач ВН і НВН, впровадження засобів поперечного регулювання напруги, з одного боку, і

необхідність більш глибокої оптимізації електричних режимів, з другого, вимагають централізованого підходу до автоматизації регулювання напруги й реактивної потужності, тобто погодженої роботи всіх елементів управління режимом напруги.

Оснащення ЕЕС телемеханічною апаратурою, збільшення кількості каналів передачі інформації, поява ОІУК на базі міні- і мікро-ЕОМ дозволили практично підійти до розв'язання задачі централізованого регулювання напруги в реальному часі.

Задача системних рівнів управління – визначення уставок пристроїв автоматичного регулювання нижніх рівнів. Системні рівні збігаються з рівнями диспетчерського управління (електричні мережі, ЕЕС, ОЕС, ЄЕС), кожний з них охоплює той рівень засобів регулювання, який перебуває у віданні даного рівня диспетчерського управління. При цьому можливо завдання нижнім рівням оптимального значення реактивної потужності, надаваної з верхнього рівня (з живильної мережі в розподільну). На верхньому рівні управління може також готуватися настроювання моделі ухвалення рішення, що використовується на нижньому рівні (наприклад, коефіцієнти чутливості).

Верхні рівні управління, на яких повинні перераховуватися уставки регулюючих пристроїв, можуть реалізовувати відповідні функції за допомогою ОІУК.

За кордоном одержують поширення багаторівневі ієрархічні системи управління напругою й реактивною потужністю [5]:

- на першому рівні функціонують місцеві регулятори – АРЗ генераторів, АРН трансформаторів, обладнання автоматики включення й відключення батарей конденсаторів;

- на другому (стаціонарному або регіональному) рівні функціонують автоматичні регулятори, що підтримують напругу в деякій точці основної мережі, які задають за допомогою каналів телеуправління зміну уставок місцевих пристроїв автоматики;

- на третьому, центральному, рівні функціонує регулятор напруги, що задає параметри настроювання регуляторам регіонального рівня, а також місцевим пристроям автоматики.

Регулятори трьох рівнів працюють із різними циклами регулювання; найбільш швидко здійснюється регулювання на місцевому рівні, повільніше за все реалізуються алгоритми верхнього рівня.

Регулювання режиму здійснюється з обмеженнями за рівнями напруги, за значеннями генерації реактивної потужності, за значеннями струмів у ЛЕП.

Регулятори нижнього рівня виконуються звичайно на базі аналогової техніки; в останні роки з'явилися зразки пристроїв, виконаних за допомогою мікро-ЕОМ. На верхніх рівнях (регіональному й центральному), де потрібна реалізація складних оптимізаційних алгоритмів, усе більше застосування знаходять міні- і мікро-ЕОМ, що входять до складу відповідних диспетчерських пунктів.

В Італії створена чотирирівнева система регулювання напруги, що включає: АРЗ генераторів, групові регулятори напруги електростанцій,

регіональні регулятори, що реагують на інтегральні значення відхилень напруг у певних точках основної мережі, центральний регулятор національного диспетчерського пункту.

В енергокомпанії «Texas Electric Service» (США) освоєна трирівнева система управління режимом за напругою й реактивною потужністю: центральний ДП ЕЕС, ДП району електричної мережі, ДП підстанцій розподільної мережі. Виконаний на базі мікро-ЕОМ нижній рівень цієї системи підтримує значення напруг у контрольних точках й розподіл перетікання реактивної потужності згідно з графіками, що задаються верхніми рівнями управління, а також забезпечує мінімізацію втрат електроенергії у ЛЕП, що відходять від шин нижчої напруги підстанції.

У нормальному режимі регулювання на підстанціях здійснюється за середніми значенням контрольованих параметрів за цикл регулювання впливом на дві групи пристроїв: на швидкодіючі (зміна положення перемикачів коефіцієнтів трансформації трансформаторів) не частіше 1 рази за 20 с; на повільно діюче (включення-відключення батарей конденсаторів) не частіше 1 разу на годину.

Роботи з автоматизації управління режимом ЕЕС за напругою й реактивною потужністю одержали значний розвиток у Франції. Поряд з локальним обладнанням автоматики (АРЗ генераторів, АРН трансформаторів) створена централізована система автоматичного регулювання напруги в основній мережі ЕЕС. Мережа французької ЕЕС розділена на 28 зон; електричні центри – вузли мережі 400 і 225 кВ цих зон – служать контрольними точками по напрузі. Графіки напруги в контрольних точках задаються на основі систематичних розрахунків оптимальних режимів електричної мережі ЕЕС.

У кожній зоні діє централізована система автоматичного регулювання, що підтримує заданий рівень напруги впливом на порушення декількох (5-10) генераторів ГЕС і енергоблоків ТЕС. Уставки регульованої напруги змінюються вручну персоналом зональних диспетчерських пунктів. Керуючий сигнал, вироблюваний центральним обладнанням зональної системи, відповідає значенню інтегралів різниці заданого й фактичного рівнів напруги, віднесеної до номінальної напруги мережі. Цей сигнал відносного відхилення напруги передається на електростанції, генератори яких беруть участь в автоматичному регулюванні. Вплив зональної централізованої системи вторинного регулювання напруги й реактивної потужності на порушення генераторів реалізується зміною уставок АРЗ, тобто через обладнання первинного регулювання.

У цілому система повільнодіючого (коригувального) автоматичного управління й швидкодіючого первинного регулювання підтримує оптимальний (плановий) режим електричної мережі з урахуванням обмежень за параметрами режиму мережі, а також за струмами ротора й напругами статора генераторів, швидкості зміни реактивної потужності й внутрішніми кутами генераторів.

При цьому первинні регулятори компенсують невеликі швидкі відхилення, а вторинні – глибокі й повільні. Періодичність видачі керуючих впливів 10 с. У регулюванні беруть участь близько 100 турбогенераторів і 150

гідрогенераторів. Загальний рівень регульованої реактивної потужності досягає 30 тис. Мвар.

У перспективі буде здійснюватися третинне регулювання напруги з Національного диспетчерського пункту, що дозволить підвищити ступінь оптимізації режиму по реактивній потужності.

Контрольні запитання

1. Поясніть, які групи задач виділяють при автоматичному управлінні режимами ЕЕС.
2. Поясніть сутність задачі оцінки стану системи в алгоритмах протиаварійного управління.
3. Які існують варіанти адаптації трифазних АПВ?
4. Поясніть підходи до реалізації управляючих впливів засобами протиаварійного управління.
5. Яку структуру має єдина система протиаварійної автоматики?
6. Яке обладнання входить до комплексу єдиної системи протиаварійної автоматики?
7. Поясніть сутність автоматичного регулювання частоти активної потужності.
8. Поясніть принципи регулювання напруги в основній мережі.

Тема 6 ДИСПЕТЧЕРСЬКІ СЛУЖБИ ПІДПРИЄМСТВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

6.1 Організаційні структури підприємств електричних мереж

Технічне обслуговування й ремонт електричних мереж (ЕМ), їх реконструкцію й розвиток на закріпленій території здійснюють підприємства електричних мереж (ПЕМ). Підприємства електричних мереж, як правило, обслуговують на своїй території ЕМ всіх рівнів напруги. Організаційна структура ПЕМ повинна забезпечувати ефективне вирішення основних завдань керування діяльністю персоналу й виробничих підрозділів. Вибір структури визначається обсягом ЕМ, площею території, на якій вони розміщені, ступенем спеціалізації персоналу й централізації обслуговування електромереж, числом електроустановок, різного виду й напруги, а також співвідношенням обсягів мереж напругою 35 кВ і вище й мереж 0,38–10 кВ.

При всьому різноманітті умов структури управління ПЕМ устанавлюються, виходячи із прийнятих форм обслуговування ЕМ, і принципово можуть бути поділені на наступні три основні групи.

Функціональна структура управління, при якій всі електроустановки на підприємстві закріплюються за відповідними виробничими службами, що

здійснюють ремонт і оперативно-експлуатаційне обслуговування ЕМ. Така схема організації управління застосовується на ПЕМ із компактною ЕМ при найбільшій дальності суб'єктів обслуговування від бази підприємства не більше 50 км і часу проїзду не більше 1,5 години.

Територіальна структура управління, при якій електроустановки всіх напруг закріплюються за районами або ділянками ЕМ; служби в цьому випадку здійснюють технічне керівництво районами (ділянками), що безпосередньо обслуговують електроустановки, а також керівництво бригадами централізованого обслуговування, які підлеглі службам. Така схема застосовується на підприємствах, де довжина ПЛ 35 кВ і вище на території районів ЕМ не менше 600 км і бази районів вилучені від центральної бази ПЕМ більше ніж на 50–70 км.

Змішана структура управління (рис. 6.1), при якій окремі види електроустановок закріплюються за виробничими службами, а інші – за районами або ділянками ЕМ за територіальною схемою. Виходячи із цього, підприємства, в обслуговуванні яких перебувають мережі всіх напруг, мають, як правило, змішану схему управління. При цьому мережі 0,38–10 кВ поділяються на територіальні райони (ділянки), а мережі 35 кВ і вище обслуговуються персоналом виробничих служб. Спеціалізовані підприємства 0,38–10 кВ мають територіальну схему управління, а мережі 35 кВ і вище, розташовані на цій же території, обслуговуються іншим спеціалізованим підприємством. Кожне із цих підприємств має свої ремонтно-виробничі бази, канали зв'язку, служби механізації й транспорту й функціональні відділи управління електромережами.

Функціональними відділами на ПЕМ є планово-економічний відділ, бухгалтерія, відділи капітального будівництва, матеріально-технічного постачання, кадрів, житлово-комунальний, адміністративно-господарський.

6.2 Райони розподільних мереж

Основними територіальними виробничими підрозділами підприємства є *райони розподільних мереж* (РРМ). Збіг границь РРМ і адміністративних районів поліпшує взаємодію організацій електропостачання з органами державного управління. Структура РРМ визначається обсягом і технічним станом електроустановок, конфігурацією ЕМ і їхнім географічним розташуванням, установленою системою організації робіт, наявністю ремонтних і експлуатаційних баз, спеціалізацією персоналу й іншими місцевими умовами.

На рисунку 6.2 показаний варіант організаційної структури РРМ (РЕМ) підприємства, що передбачає обслуговування розподільних мереж 0,38-10 кВ у межах адміністративного району.

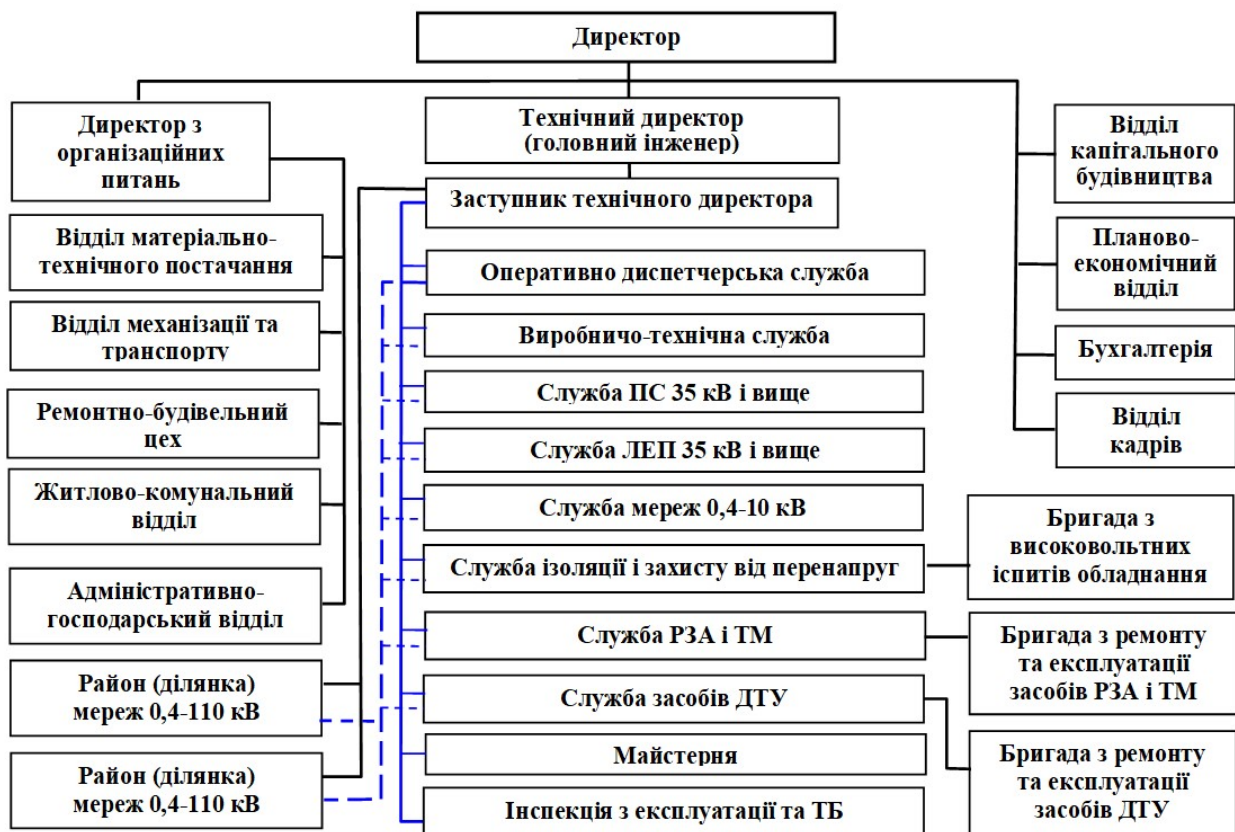


Рисунок 6.1 – Організаційна структура ПЕМ змішаного управління

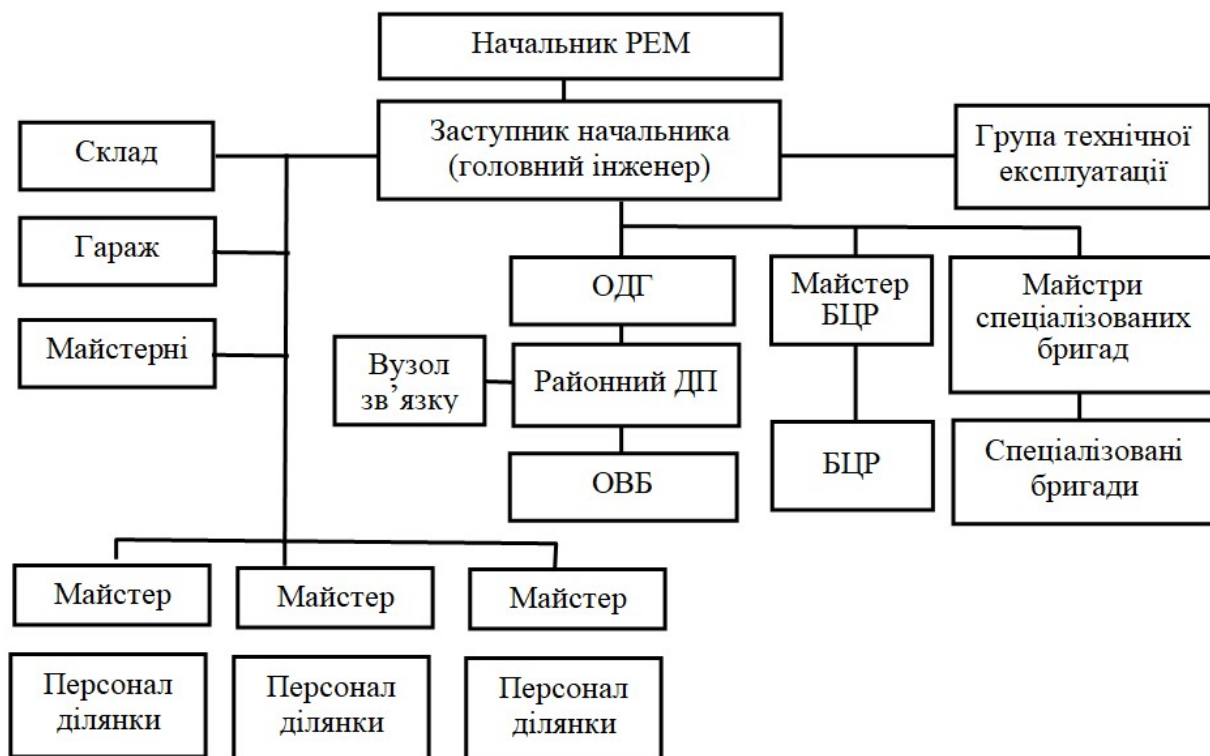


Рисунок 6.2 – Організаційна структура управління ПЕМ

Вважається доцільним покладати на РРМ обслуговування ПЛ 35–110 кВ (не менше 200–300 км) і підстанцій цих напруг, які в деяких випадках можуть відноситися до розподільних. При меншій довжині ПЛ 35–110 кВ більш ефективне їхнє централізоване обслуговування в масштабі ПЕМ.

На основі наявного досвіду й проведених розробок при організації оперативного, технічного обслуговування й ремонту електричних мереж рекомендуються [16] наступні види оперативного й технічного обслуговування.

Оперативне обслуговування підстанцій 35 кВ і вище місцевим черговим оперативним персоналом, що передбачає, електромонтерів на підстанції або в безпосередній близькості від неї. До цього виду обслуговування відноситься постійне чергування на щиті управління підстанції й чергування вдома. При цьому чергування електромонтерів (одного або двох у зміну) може організовуватися цілодобово або окремими змінами, наприклад в основний робочий час. Чергування вдома встановлюється, зазвичай, по добі за умови, що житлові будинки електромонтерів розташовані на відстані до 1 км від підстанції і є зв'язок з відповідним диспетчером. Повинна бути також зроблена сигналізація про порушення режиму роботи на підстанції в місце проживання електромонтера. Подібний порядок обслуговування застосовується для підстанцій 35 кВ і вище, час проїзду до яких більш однієї години. На підстанціях 35–110 кВ у сільській місцевості, які переважно є центрами живлення розподільних мереж, оперативне обслуговування може здійснювати один електромонтер у зміну.

Оперативне й технічне обслуговування підстанцій 35 кВ вище персоналом оперативно-виїзних бригад (ОВБ) підстанцій передбачає відсутність на підстанціях спеціального чергового персоналу й обслуговування їх силами ОВБ. Персонал ОВБ підстанцій працює, як правило, цілодобово із тривалістю зміни 8 або 12 годин. Допускається робота ОВБ підстанцій в одну або дві зміни з передачею обслуговування в неробочу зміну іншій ОВБ підстанції, що працює цілодобово. Підстанції, які обслуговуються ОВБ, мають бути оснащені пристроями автоматики, що забезпечують нормальну роботу без втручання оперативного персоналу. До них відносяться пристрої *автоматичного повторного включення* (АПВ) ліній електропередачі, *автоматичного включення резерву* (АВР), наприклад резервного трансформатора підстанції, обладнання *регулювання* напруги *під навантаженням* (РПН), а також обладнання автоматичного управління охолодженням трансформатора. Крім того, для виключення помилок персоналу при установці й знятті переносних заземлень на приєднаннях встановлюють стаціонарні заземлюючі ножі. Підстанції, що обслуговуються ОВБ підстанцій, повинні мати обладнання телеуправління або телесигналізацію за викликом, що забезпечують передачу інформації на диспетчерський пункт або опорну підстанцію із цілодобовим чергуванням персоналу. В окремих випадках допускається застосування тільки місцевої сигналізації за викликом або повідомлення про порушення електропостачання споживачем.

Оперативне обслуговування розподільних мереж 0,38–10 кВ ОВБ розподільних мереж передбачає виконання силами ОВБ у зоні обслуговування тільки оперативної роботи, а також деяких робіт з відшукання й усунення

несправностей. Чергування ОВБ зазвичай організують цілодобово, позмінно, а також цілодобово із правом відпочинку в нічний час у спеціально обладнаному приміщенні. Розглянутий вид обслуговування застосовується для розподільних мереж, що мають показник, що характеризує щільність мереж більш 200 чол. на 1 000 км² з виконанням тільки оперативних робіт.

Оперативне й технічне обслуговування розподільних мереж 0,38–20 кВ ОВБ розподільних мереж передбачається для розподільних мереж, що мають показник щільності в межах від 15 до 200 чол. на 1000 км², що живляться від підстанцій 35–110 кВ. Роботи ОВБ виконує тільки в розподільних мережах. При цьому частка робіт з технічного обслуговування повинна становити близько половини всього обсягу робіт, виконуваних ОВБ у закріпленій зоні.

6.2.1 Оперативне й технічне обслуговування розподільних мереж 0,38–10 кВ і підстанцій 35–110 кВ ОВБ розподільних мереж і підстанцій

При цьому обслуговуванні за ОВБ закріплюється зона, у границях якої персонал ОВБ під час чергування виконує всі оперативні роботи як у розподільних мережах 0,38–10 кВ, так і на підстанціях 35–110 кВ. Технічне обслуговування в закріпленій зоні проводиться під час чергування при відсутності оперативної роботи або спеціально планується в певні робочі дні. Цей вид обслуговування застосовується для розподільних мереж, що мають показник щільності також 15–200 чол. на 1 000 км² підстанцій, що живлять мережі 35–110 кВ, споживачі яких є в основному сільськогосподарськими. Робота ОВБ організують в одну-три зміни або із чергуванням удома із правом відпочинку в нічні години.

У вирадку оперативного управління й обслуговування основних і розподільних мереж прийняте за змішаною структурою електроустановки 35 кВ і вище закріплені за виробничими службами підприємства й управляються диспетчером ПЕМ. Мережі напругою 0,38–10 кВ по територіальному принципу закріплені за районами електричних РМ і управляються його персоналом. Подібна схема управління в основному забезпечує нормальне оперативне обслуговування електромереж.

Використовуються також схеми коли управління основними й розподільними мережами в межах кожного РРМ підприємства здійснюється оперативно-диспетчерською службою (ОДС) ПЕМ і оперативно-диспетчерській групою (ОДГ) РРМ із використанням персоналу тільки РРМ (рис. 6.3).

Така схема оперативного обслуговування дозволила скоротити кількість персоналу, зайнятого чисто оперативною роботою, насамперед тому, що в районах не створюються ОВБ для обслуговування тільки підстанцій 35–110 кВ. Скорочується час на переїзду ОВБ для виконання необхідних перемикань, оскільки ОВБ РРМ територіально розташовується набагато ближче до підстанцій, що обслуговуються. Разом з тим цей спосіб оперативного обслуговування сприяє підвищенню кваліфікації й відповідальності

оперативного персоналу, тому що він одержує допуск на виконання перемикачів на підстанціях 35–110 кВ свого району. З іншого боку, у цьому випадку диспетчер ПЕМ має можливість приділити більше уваги координації перемикачів на зв'язках між мережами РРМ і перемиканням на найбільш складних і важливих підстанціях 110 і 220 кВ.

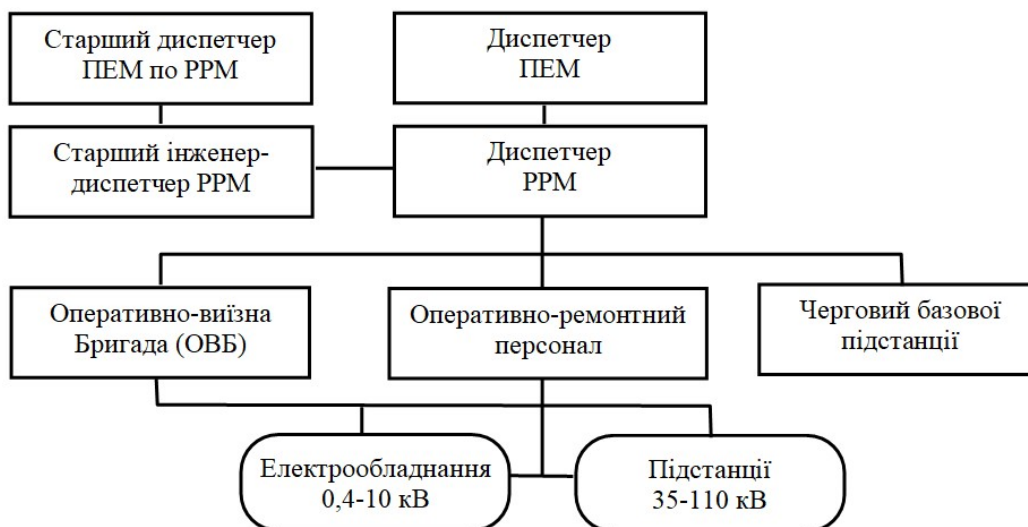


Рисунок 6.3 – Структурна схема оперативного управління району розподільних мереж

Оперативно-диспетчерське управління електричними мережами всіх напруг у межах кожного району здійснюється оперативно-диспетчерською службою ПЕМ та оперативно-диспетчерською групою РРМ через спеціально навчений і допущений до оперативної роботи персонал.

6.2.2 Оперативно-диспетчерська група

З метою більш чіткого управління електричними мережами функції управління ОДС ПЕМ, як більш високої, і ОДГ РРМ, як більш низької ланки оперативного управління, повинні бути розмежовані й виключений паралелізм у їхній роботі. Виходячи із цього, слід нагадати, що встаткування електричних мереж може перебувати в оперативному управлінні або веденні оперативного персоналу. Устаткування вважається таким, що перебуває в оперативному управлінні оперативної особи, якщо воно може бути виведене з роботи або введене в роботу тільки за розпорядженням цієї особи. Устаткування вважається таким, що перебуває в оперативному веденні оперативної особи, якщо воно може бути виведене з роботи або введене в роботу тільки з дозволу цієї особи. Це означає, що перемикання в електроустановках, що перебувають на території РРМ і у веденні диспетчера ПЕМ, повинні проводитися персоналом РРМ тільки з дозволу диспетчера ПЕМ, а ті, що перебувають у його управлінні – тільки за його розпорядженням.

Оперативно-диспетчерська група (ОДГ) РРМ здійснює оперативно-диспетчерську роботу в електроустановках і вирішує наступні основні задачі:

- забезпечення надійного електропостачання споживачів у нормальному, ремонтному й аварійному режимах роботи ЕМ;

- керівництво оперативними перемиканнями в ЕМ РРМ і виконання комплексу організаційно-технічних заходів щодо забезпечення безпечного проведення ремонтно-експлуатаційних і аварійно-відбудовних робіт;

- контроль над рівнем напруги й регулювання його при необхідності;

- здійснення постійного контролю над відповідністю схеми електричної мережі і її елементів затвердженій нормальній схемі;

- вживання оперативних заходів по запобіганню аварій і ушкоджень і своєчасне інформування про відключення й несправності диспетчерові ПЕМ і керівництву РРМ;

- приймання, оформлення й узгодження зі споживачами заявок на відключення встаткування й ЛЕП; здійснення контролю над дотриманням строків ремонтних робіт і випробувань відповідно до дозволених заявок.

Зі сказаного випливає, що оперативне обслуговування включає наступні роботи: ліквідацію перерв в електропостачанні споживачів і інших порушень режиму мережі шляхом виконання перемикань у схемі мережі й нетрудоємних ремонтів, виконання планових перемикань для підготовки робочих місць за заявками ремонтних і інших підрозділів ПЕМ; проведення в необхідних випадках допуску до робіт і нагляду за безпечним їхнім виконанням.

Відповідно до місцевих положень персоналу ОДГ надане право при відсутності керівництва РРМ на усунення пошкоджень на встаткуванні й лініях електропередачі, які не можуть бути ліквідовані силами оперативно-виїзної бригади, організацію аварійно-відбудовних робіт. Для цього в будь-який час може залучатися ремонтний і експлуатаційний персонал РРМ, використовуватися потрібний транспорт, резервне встаткування, матеріали й інструмент.

Через ОДГ РРМ здійснюється також зв'язок ПЕМ із споживачами. При цьому розпорядження оперативного персоналу РРМ у частині забезпечення зовнішнього електропостачання й дотримання оперативної дисципліни є обов'язковими для персоналу споживачів. Оперативний персонал споживача, у тому числі й сільськогосподарського, списки якого подаються до РРМ, оперативно підкоряється персоналу ОДГ. Він зобов'язаний з усіх питань електропостачання підтримувати зв'язок з ОДГ і повідомляти про всі замічені порушення в електропостачанні для вживання заходів по їхньому усуненню. Проводити будь-які роботи, як і робити оперативні перемикання в електроустановках, що належать РРМ, персоналу споживача забороняється. Разом з тим іноді з метою запобіганню й прискорення ліквідації можливих перерв електропостачання ОДГ може дати електротехнічному персоналу сільгосп підприємств дозвіл виконувати нескладні роботи (операції з комутаційною апаратурою низької напруги, заміна запобіжників тощо) в електроустановках. Необхідними умовами для одержання такого права є спеціальне навчання персоналу сільськогосподарського споживача й атестація

його комісією ПЕМ із присвоєнням кваліфікаційної групи по техніці безпеки не нижче III.

ОДГ є структурним підрозділом РРМ і здійснює оперативно-диспетчерське управління суб'єктами РМ і підстанціями 35–110 кВ на території даного району. Вона складається з п'яти диспетчерів, один з них – старший диспетчер, або керівник ОДГ РРМ. Персонал ОДГ в адміністративно-технічному відношенні підкоряється начальникові й заступникові начальника РРМ, а в оперативному відношенні – диспетчерові ПЕМ. Для організації й контролю роботи оперативного персоналу РРМ до складу ОДС ПЕМ уведена посада заступника начальника (старшого диспетчера) ОДС із функціями особи, відповідальної за диспетчерську й оперативну роботу в розподільних електричних мережах.

Виконання функцій персоналом ОДГ РРМ буде можливим, якщо диспетчер буде мати:

- повні й достовірні дані про стан схеми електропостачання й окремих її елементів;

- дані про режими роботи певних ділянок електричної мережі й можливість безпосереднього втручання в роботу встаткування для зміни режиму їх роботи;

- можливість постійного інформаційного зв'язку з оперативно-диспетчерським і ремонтно-експлуатаційним персоналом свого РРМ і ПЕМ, а також з суб'єктами електропостачання через осіб, що мають право вести оперативні переговори.

Оперативно-виїзна бригада (ОВБ) є структурним підрозділом РРМ. Оперативне керівництво ОВБ здійснює диспетчер ОДГ у свою зміну, а адміністративно-технічне – начальник РРМ або його заступник. Кожна зміна ОВБ складається із двох людей – чергового електромонтера (старшого в зміні), що має кваліфікаційну групу по техніці безпеки не нижче IV, і шофера, що сполучає обов'язки електромонтера і має кваліфікаційну групу не нижче III. Як правило, у ході підготовки до роботи в ОВБ обоє члена бригади проходять навчання на цільових курсах у навчальному комбінаті енергосистеми. Тільки після успішного навчання й паралельних чергувань у складі працюючої ОВБ зазначений персонал допускається до самостійної роботи.

Успішна діяльність ОВБ визначається головним чином чіткістю й конкретністю завдань, які на неї покладають, знанням персоналом правил технічної експлуатації [9] й посадових інструкцій, умінням швидко орієнтуватися в складній обстановці, а також наявністю надійного працездатного транспорту й надійному зв'язку з диспетчером РРМ. В останні роки у зв'язку із широкою автоматизацією РМ велике значення набувають знання й уміння розбиратися в схемах і роботі елементів РЗА.

ОВБ здійснює оперативне обслуговування суб'єктів розподільних мереж і підстанцій 35–110 кВ без постійного чергового персоналу. Основне завдання ОВБ полягає [2] у забезпеченні надійного електропостачання споживачів. Для його вирішення ОВБ веде систематичний контроль над станом устаткування,

навантаженням ліній і трансформаторів, за рівнями напруг, виявляє ушкодження й забезпечує своєчасну й повну інформацію про них для диспетчера РРМ, при виникненні пошкоджень ухвалює всі необхідні заходи для негайного їхнього усунення й відновлення електропостачання споживачів. ОВБ безпосередньо виконує перемикання в ЕМ і здійснює допуск до ремонтних і аварійно-відбудовних робіт ремонтного персоналу відповідно до виданого наряду-допуску. Персонал ОВБ виконує окремі експлуатаційні роботи на суб'єктах у зоні його обслуговування (скошування трави на територіях підстанцій, підсипання гравію під маслonaповнене встаткування, відновлення нумерації і написів тощо) при неповному завантаженні оперативною роботою. Крім того, персонал ОВБ повинен акуратно вести встановлену оперативнотехнічну документацію, тримати в чистоті й порядку службове приміщення, дбайливо й правильно експлуатувати засоби зв'язку й транспорт.

ОВБ розміщується на диспетчерському пункті району в спеціально обладнаному приміщенні. Зона обслуговування однієї ОВБ обмежена межами адміністративного району з обсягом розподільних мереж 3–6 тис. умовних одиниць, на території якого перебувають 3–5 (в одному районі 10) підстанцій 35 і 110 кВ сільськогосподарського призначення. Кожна ОВБ оснащена автомобілем і радіостанцією, а також комплектами захисних засобів, пристосувань і інструмента.

6.2.3 Оперативно-ремонтний персонал

Однією з особливостей роботи РРМ є необхідність в окремих випадках протягом робочого дня переривати провадження робіт на час проведення чергового доїння на фермах з наступним продовженням робіт. Отже, обсяг оперативних перемикань і допусків до робіт збільшується. Якщо взяти до уваги, що електроустановки, на яких необхідно в цьому випадку виконувати перемикання, вилучені іноді друг від друга на значні відстані, то, мабуть, однією ОВБ зі зрослим обсягом роботи не впоратися. Тому з метою скорочення часу на виконання перемикань, підготовку робочих місць і допуск бригад до робіт до оперативної роботи залучається персонал ДЕМ, наділений оперативними правами, що в остаточному підсумку дозволяє знизити час перерв електропостачання споживачів.

У першу чергу це майстер ділянки, а також найбільш кваліфіковані електромонтери, що мають достатній досвід роботи в РМ. Майстрам ділянок, крім того, дається право відключати й включати масляні вимикачі ліній 10 кВ, що відходять від опорних підстанцій 35 кВ і перебувають у зоні обслуговування ділянки, без права операцій з роз'єднувачами приєднань. Це необхідно, наприклад, при визначенні лінії із замиканням на землю. Право оперативної роботи зазначеному оперативноремонтному персоналу надається після навчання за відповідною програмою, перевірки знань і придбання практичних навичок. Список осіб оперативно-ремонтного персоналу

затверджується керівництвом ПЕМ.

Залежно від схеми ділянки мережі й характеру роботи оперативні перемикання можуть вестися тільки ОВБ або одночасно ОВБ і персоналом ДЕМ у різних точках мережі. У всіх випадках перемикання проводяться тільки за розпорядженням диспетчера РРМ. Допуск бригад на місці провадження робіт здійснюється також тільки з дозволу диспетчера після виконання в повному обсязі організаційних і технічних заходів робіт, що забезпечують безпеку. При порушенні або відсутності зв'язку між бригадами й диспетчером перемикання й допуск до робіт в ЕМ забороняються.

Для організації обслуговування ЕМ у закріпленій зоні й розміщення персоналу ремонтно-експлуатаційного ДЕМ створені *ремонтно-експлуатаційні пункти* (РЕП), кожний з яких розташовується переважно в безпосередній близькості до однієї з опорних підстанцій 35 кВ. У силу цього тут вирішені питання зв'язку ділянки з диспетчером РРМ і іншими абонентами по ВЧ каналу через АТС підприємства, а також по лініях Міністерства зв'язку.

РЕП крім майстерень, приміщень для розміщення персоналу, санітарно-побутових приміщень і комор має теплу стоянку для автомашини. Запас матеріалів і встаткування для поточного вживання й аварійний запас зберігаються на відкритих естакадах і в складах-навісах.

РЕП практично завжди перебуває в населеному пункті або поблизу його, де проживає персонал ділянки. У більшості випадків до складу РЕП входять один або кілька житлових будинків. Концентрація персоналу в одному населеному пункті, розміщення його недалеко від РЕП дозволяють більш оперативно усувати аварійні ушкодження в електромережах.

6.3 Обладнання диспетчерських служб

6.3.1 Диспетчерський пункт

Диспетчерський пункт - центр системи диспетчерського управління, де зосереджує інформація про стан суб'єктів системи електропостачання. До складу диспетчерського пункту входять: операторська (зал чергувань, кабінет), де знаходиться робоче місце диспетчера; апаратна з допоміжним обладнанням; контрольно-ремонтна майстерня з черговим персоналом, що обслуговує встаткування диспетчерського пункту; допоміжні приміщення.

Робоче місце диспетчера (оператора), диспетчерський пульт і диспетчерський щит розміщують так, щоб диспетчерові однаково добре були видні всі контрольні прилади, елементи сигналізації, екрани (табло), пристрої відображення інформації та промислового телебачення.

Розміри і оснащеність диспетчерського пункту залежать від виду та характеру контрольованих процесів і суб'єктів управління. На диспетчерському пункті енергосистеми основне значення мають автоматична сигналізація та

вимірювання, що вимагають безперервного спостереження. Це зумовлює розміщення відповідних пристроїв і приладів на диспетчерському щиті перед диспетчерським пультом. Число одночасно зайнятих диспетчерів залежить від складності системи управління та обсягу інформації, що надходить. На рисунку 6.4, як приклад, показаний диспетчерський пункт ЄЕС Росії.



Рисунок 6.4 – Диспетчерський пункт Єдиної енергетичної системи Росії

6.3.2 Диспетчерський пульт

У приміщенні диспетчерського пункту знаходиться **диспетчерський пульт** – ряд панелей з органами управління, контролю, сигналізації та засобами диспетчерського зв'язку, за допомогою яких диспетчер контролює і координує хід робочого процесу на суб'єкті управління (рис. 6.5). Автоматизовані засоби збору, обліку, реєстрації та часткової обробки інформації, якими оснащуються диспетчерські пульти, полегшують контроль і реєстрацію даних. Із застосуванням спеціалізованих ЕОМ та методів математичної оптимізації диспетчерський пульт стає автоматизованим. Залежно від умов і специфіки суб'єкта управління диспетчерський пульт часто конструктивно поєднують з диспетчерським щитом (рис. 6.6), або розташовують у безпосередній близькості від нього.



Рисунок 6.5 – Диспетчерський пульт

6.3.3 Диспетчерський щит

Диспетчерські пункти підприємств електроенергетики оснащуються диспетчерськими щитами, які призначені для оперативного візуального контролю та автоматичної реєстрації інформації про стан суб'єктів, що входять у систему диспетчерського управління. Диспетчерський щит (рис. 6.6) зазвичай виконується у вигляді панелі, з розташованими на ній контрольними приладами, світловими індикаторами, мнемонічними схемами, що відображають стан суб'єкта, а також його реакцію на дії диспетчера. Диспетчерські щити також можуть включати екрани промислового телебачення (електростанції, ТП магістральних мереж).



Рисунок 6.6 – Диспетчерський пульт сполучений з щитом

6.3.4 Мнемонічна схема

Мнемонічна схема – сукупність елементів та пристроїв відображення інформації, які розміщені на лицьовому боці диспетчерського щита або спеціальних панелей перед пультом оператора (диспетчера) і в наочному виді представляють електричну схему суб'єкта управління (електростанції, підстанції, електричної мережі) і стан комутаційних апаратів (рис. 6.6 та 6.7).

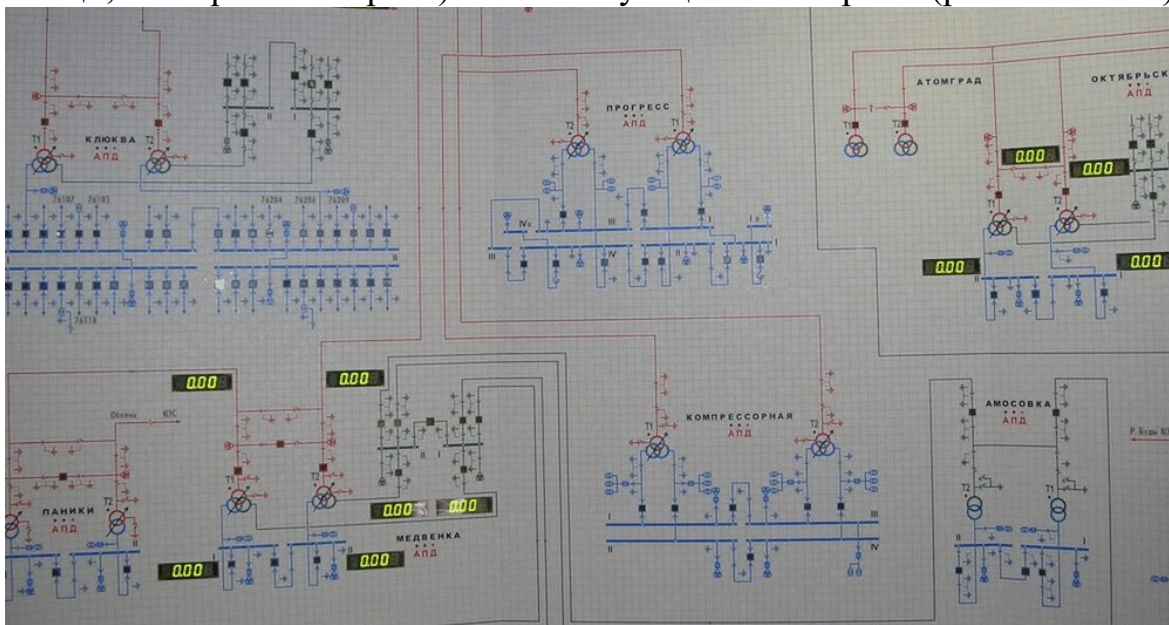


Рисунок 6.7 – Фрагмент мнемонічної схеми мозаїчного диспетчерського щита

Мнемонічна схема це спрощена модель суб'єкта, що полегшує запам'ятовування його схеми, призначення різних приладів та обладнання, а

також органів управління і способів дії за різних режимів роботи. Вона наочно показує стан (положення) суб'єкта або хід виробничого процесу. Обладнання суб'єкта та його внутрішні зв'язки зображуються на мнемонічній схемі відповідно до загальноприйнятих позначень електричних, технологічних та інших схем. Стан контрольованого процесу автоматично відображається на мнемосхемі сигнальними пристроями.

Мнемонічна схема електростанції (підстанції, електричної мережі) – сукупність елементів та пристроїв відображення інформації, що представляє в наочному виді електричну схему електростанції (підстанції, електричної мережі) і стан комутаційних апаратів, якій можуть бути додані функції управління.

Мнемонічні схеми підрозділяють на *операторські* та *диспетчерські*, які розрізняються складністю та масштабом відображуваних суб'єктів (у першому випадку суб'єкт, як правило, - зосереджений технологічний комплекс, у другому - територіально розподілена система, що складається з багатьох суб'єктів і технічних комплексів), подробицею відображення окремих суб'єктів і наявністю в операторських мнемосхемах убудованих органів управління. За принципом дії та технології виготовлення мнемосхеми поділяють на *мімічні*, *світлові* та *комбіновані* (напівсвітлові).

На мімічні мнемосхеми умовні позначки і сполучні лінії наносять фарбами або викладають кольоровими плитками (накладками). Безпосередньо в зображення окремих пристроїв і суб'єктів управління на мнемосхемі, як правило, поміщають сигнальні лампочки двох кольорів: червоного – що позначає, що схема, машина або апарат включені, і зеленого – відповідні пристрої виключені. Зміна стану суб'єкта управління (контролю) може бути показана також за допомогою різних механічних покажчиків, наприклад відхиленням стрілок, зсувом накладок, поворотом дисків з кольоровими секторами на них та ін. Мімічну мнемосхему застосовують головним чином там, де за характером виробничого процесу досить відобразити сам факт зміни стану або положення суб'єкта (наприклад, заслінка «відкрита» або «закрита», «є струм» у ланцюзі або «немає струму» тощо), тобто там, де контрольна інформація має дискретний характер.

Набагато більші демонстраційні можливості надають світлові мнемосхеми, на яких інформація про стан контрольованого суб'єкта відображається зміною кольоровості або яскравості світіння елементів, переміщенням світлового зайчика або нерівномірним підсвічуванням ділянок (ліній, секторів), зміною конфігурації або розмірів світлової плями тощо. До світлових мнемонічних схем належать також електролюмінесцентні, проекційні, у тому числі кінопроекційні, телевізійні та інші мнемосхеми.

У напівсвітлових мнемосхемах світловими роблять тільки основні вузлові елементи, а інші частини, як і на мімічних мнемосхемах, виконуються фарбами або накладками.

Вибір того або іншого типу мнемосхеми залежить від структури системи управління та характеру виробничих процесів, від функціональної схеми, призначення і ступеня автоматизації суб'єкта управління. Досить часто

мнемосхеми сполучають з вимірювальними приладами та пристроями, що поліпшує умови спостереження за суб'єктом та підвищує її інформативність.

6.4 Засоби диспетчерського і технологічного управління

НЕК «Укренерго», ЕЕС, енергосуб'єкти енергетичних компаній оснащують засобами диспетчерського і технологічного управління відповідно до чинних нормативних документів [3, та інших]. Експлуатація засобів ДТУ повинна забезпечувати постійне їх функціонування і готовність до дії за встановленої якості передачі інформації в нормальних режимах ОЕС України і у випадку технологічних порушень ОЕС.

Відомчі диспетчерські пункти електрифікованих залізниць, газо- і нафтопроводів, промислових підприємств мають необхідні засоби телемеханіки і зв'язку з диспетчерськими пунктами ЕЕС і енергопостачальних компаній в обсязі, погодженому з цими ЕЕС і компаніями. Інформація з абонентських підстанцій напругою 35 кВ і вище передається в залежності від конкретних умов як на відомчі диспетчерські пункти, так і на диспетчерські пункти ЕЕС або енергокомпаній. Обсяги і напрямки інформації, що передається з абонентських підстанцій, погоджуються відповідно з ЕЕС і енергокомпаніями.

Апаратура засобів ДТУ, встановлена на диспетчерських пунктах енергосуб'єктів НЕК «Укренерго», ЕЕС і енергетичних компаній, закріплюється за службами засобів ДТУ відповідного рівня управління.

Експлуатація обладнання високої напруги високочастотних каналів телефонного зв'язку і телемеханіки на лініях електропередачі (конденсатори зв'язку, реактори високочастотних загороджувачів, заземлювальні ножі, пристрої антенного зв'язку, прохідні ізолятори, розрядники елементів настроювання і фільтрів приєднання) здійснюється персоналом, що обслуговує установки високої напруги.

Технічне обслуговування і перевірка датчиків і перетворювачів телевимірювань, що включаються в кола вторинних обмоток трансформаторів струму і напруги, виконується персоналом відповідних служб РЗА (електротехнічних лабораторій) і метрологічного забезпечення.

Перелік пристроїв і обладнання, що обслуговуються виробничими підрозділами засобів ДТУ, з указанням меж обслуговування, затверджується відповідно керівництвом НЕК «Укренерго», ЕЕС, енергопостачальних компаній і енергосуб'єктів. Відносини між службами, межі обслуговування засобів ДТУ зазначаються в положеннях про служби засобів ДТУ (зв'язку), складених для НЕК «Укренерго», ЕЕС, енергопостачальних компаній і енергосуб'єктів на підставі чинних нормативних документів і з урахуванням оперативної підпорядкованості.

Технічна експлуатація магістральних кабельних ліній зв'язку, включно з ВОЛЗ, організовується відповідно до чинних нормативних документів по системах виробничого телефонного зв'язку НЕК «Укренерго» і правил технічної експлуатації лінійних споруд первинної мережі засобів зв'язку Державного комітету зв'язку України.

Оперативне і технічне обслуговування засобів ДТУ забезпечується:

- центральними службами засобів ДТУ НЕК «Укренерго» і ЕЕС;
- місцевими службами (групами) засобів ДТУ або місцевими вузлами зв'язку суб'єктів;
- службами засобів ДТУ енергокомпаній;
- лабораторіями, що входять до складу служб засобів ДТУ.

З метою забезпечення безперебійної роботи засобів ДТУ в центральних і місцевих службах засобів ДТУ, а також у місцевих вузлах зв'язку організовується цілодобове чергування оперативного персоналу. Служби засобів ДТУ і місцеві вузли зв'язку оснащуються вимірювальними і перевірними пристроями, забезпечуються інструментом, матеріалами, запасними частинами. Автотранспорт, закріплений за службами засобів ДТУ, прирівнюється за режимом роботи до оперативного і надається без попередньої заявки.

Засоби ДТУ забезпечуються гарантованим електроживленням відповідно до чинних нормативних документів.

Структура і якісні показники виробничих телефонних мереж усіх рівнів повинні відповідати чинним нормативним документам з систем автоматизованого виробничого телефонного зв'язку НЕК «Укренерго» і Державного комітету зв'язку України.

Пристрої провідного зв'язку, включно з ВОЛЗ, захищаються від небезпечних і перешкоджаючих впливів електроустановок високої напруги відповідно до чинних нормативних документів.

Порядок і періодичність вимірів рівня перешкоджаючих впливів і завад, а також порядок дії персоналу вузлів зв'язку у разі перевищення допустимих значень цих впливів і завад, встановлюється відповідними інструкціями.

На лініях електропередачі, на яких організовані високочастотні канали зв'язку і телемеханіки, під час виконання робіт, що вимагають встановлення заземлення, застосовуються переносні заземлювальні високочастотні загороджувачі.

Виведення з роботи засобів диспетчерського зв'язку, систем телемеханіки і каналів зв'язку оформляється оперативною заявкою у встановленому порядку і за погодженням з диспетчерською службою відповідного рівня оперативного управління.

Пристрої телеуправління повинні виключати можливість помилкового вимкнення (увімкнення) обладнання у разі пошкодження будь-якого одного елемента цих пристроїв. На збірках пристроїв і панелей телемеханіки затискачі, випадкове з'єднання яких може викликати вимкнення або увімкнення обладнання, не повинні розташовуватись поруч.

Методи виконання і режим експлуатації електричних кіл від датчиків (перетворювачів) телевимірювань і телесигналізації до пристроїв приймання й обробки інформації не повинні припускати завад, що призводять до спотворювання цієї інформації.

Опір ізоляції електрично пов'язаних кіл пристроїв телемеханіки разом з їхніми зовнішніми зв'язками (за винятком зв'язків з електронно-

обчислювальною технікою і апаратурою каналів телемеханіки) відносно корпусу апарату («землі»), а також між колами, електрично не пов'язаними між собою, вимірюється мегаомметром на напругу 250–500 В і має бути не нижчим ніж 0,5 МОм. У разі перевірки ізоляції кіл пристроїв телемеханіки, що містять напівпровідникові елементи, вживаються заходи для запобігання їхнього пошкодження. У пристроях із заземленим нульовим проводом перед перевіркою ізоляції цей провід від'єднують від землі. Опір ізоляції вихідних кіл телеуправління і кіл живлення напругою 220 В вимірюють мегаомметром на напругу 1 000–2 500 В. Він має бути не нижчим ніж 10 МОм.

Для виведення з роботи вихідних кіл телеуправління на електростанціях, підстанціях і диспетчерських пунктах повинні застосовуватися спеціальні загальні ключі або пристрої вимикання. Вимкнення кіл телеуправління і телесигналізації окремих приєднань проводиться на роз'ємних затискачах або на індивідуальних пристроях вимикання. Усі операції з загальними ключами телеуправління й індивідуальними пристроями вимикання, у колах телеуправління і телесигналізації дозволяється виконувати тільки за вказівкою або з дозволу диспетчера.

На передній і зворотній сторонах пристроїв, панелей і пультів засобів ДТУ наносяться оперативні написи, що вказують на їхнє призначення відповідно до диспетчерських найменувань, а на встановленій на ній апаратурі – написи або маркування. На провідниках зовнішніх кіл пристроїв телемеханіки наноситься маркування, яке відповідає виконавчим схемам.

Персонал виробничих підрозділів, що обслуговує засоби ДТУ, зобов'язаний періодично оглядати апаратуру відповідно до інструкцій, звертаючи особливу увагу на правильність положення пристроїв перемикачів і стан сигналізації несправностей.

Повні та часткові перевірки засобів ДТУ проводяться за затвердженим графіком, погодженим із диспетчерською службою відповідного рівня оперативного управління.

Усі несправності і неправильні дії засобів ДТУ негайно усуваються, враховуються й аналізуються у встановленому порядку.

У випадку неправильної дії пристроїв, їх пошкодження або відхилення параметрів від нормованих показників проводиться додаткова перевірка й усунення зазначених порушень з повідомленням диспетчера і вищої служби засобів ДТУ.

Контрольні запитання

1. Поясніть схему змішаного управління ПЕМ.
2. Які особливості організаційної структури управління РРМ?
3. Які особливості оперативного управління РРМ?
4. Які задачі ОДГ РРМ?
5. Які завдання і функції ОББ?
6. Які функції оперативного персоналу?
7. Опишіть основне обладнання диспетчерських служб.

Тема 7

АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ

7.1 Основні відомості про АСДУ

Диспетчерські пункти НЕК «Укренерго», ЕЕС, енергопостачальних компаній і їхніх основних структурних підрозділів оснащуються АСДУ. Протягом останніх двадцяти років відбувається модернізація, технічне переоснащення існуючих АСДУ, впровадження нових систем.

АСДУ забезпечують вирішення завдань оперативно-диспетчерського управління в ОЕС України і функціонують як самостійні системи або як підсистеми відповідно АСУ НЕК «Укренерго», ЕЕС, енергопостачальних компаній та їхніх структурних підрозділів.

На базі АСДУ й АСУ ТП відповідно до завдань кожного ієрархічного рівня керування виконуються:

- довготермінове і короткотермінове планування режимів роботи енергосуб'єктів ОЕС України, ЕЕС, енергетичних компаній;
- оперативне управління режимами роботи ОЕС України, ЕЕС, електростанцій, енергоблоків, джерел тепlopостачання, підстанцій і мереж;
- контроль навантаження енергоджерел і споживаної потужності ОЕС України, ЕЕС і мереж;
- ведення, за умовами роботи оптового ринку електричної енергії України, економічної роботи ОЕС, ЕЕС, енергосуб'єктів, раціональне використання енергоресурсів;
- передача з енергосуб'єктів на верхні рівні диспетчерського управління інформації про аварійні ситуації;
- ретроспективний аналіз аварійних ситуацій;
- збереження ретроспективної інформації з необхідною дискретністю про режим роботи керованого енергосуб'єкта та її виведення за вимогою диспетчера на пристрій відображення (принтер, монітор);
- автоматизований контроль оперативних перемикачів;
- автоматизоване ведення оперативної документації;
- надходження інформації про режими електроспоживання добової енергії, яка формується *автоматизованою системою контролю і управління електроспоживання (АСКУЕ)*.

Повний перелік і обсяги розв'язуваних задач, а також способи їх вирішення визначаються відповідними нормативними документами, виходячи з вимог надійності управління і техніко-економічних показників.

АСДУ НЕК «Укренерго», ЕЕС, енергетичних компаній, енергосуб'єктів – це інтегровані, багаторівневі, ієрархічні і розподілені системи, структура яких відповідає структурі й ієрархії диспетчерського управління режимами й устаткуванням електричної (теплової) мережі.

7.2 Складові АСДУ

До складу комплексу технічних засобів АСДУ входять:

- засоби диспетчерського й технологічного управління (датчики інформації і перетворювачі сигналів контрольованих параметрів, **контрольні пункти телемеханічних комплексів** (КП ТМК), мікропроцесорні контролери АСУ ТП суб'єктів (агрегатів);
- пристрої передавання і приймання інформації, пристрої зв'язку з суб'єктом управління, пульти управління, АРМ (диспетчера, начальника зміни, оператора);
- канали зв'язку між різними рівнями комплексу (по проводах ПЛ, грозозахисних тросах, ВОЛЗ тощо);
- засоби обробки і відображення інформації (дисплеї оперативних інформаційно-управляючих і обчислювальних комплексів, пристрої друкування, цифрові й аналогові прилади тощо);
- допоміжні системи (гарантованого електроживлення, кондиціонування повітря, протипожежні).

Управління режимами ЄЕС здійснюється за допомогою **автоматизованої системи диспетчерсько-технологічного управління** (АСДТУ), до складу якої входять засоби обчислювальної техніки, зв'язку, телемеханіки, систем автоматики й комплексів програмного забезпечення.

У складі АСДУ на всіх рівнях її ієрархії створені й експлуатуються:

- системи автоматичного управління режимами, системи релейного захисту, протиаварійної автоматики й автоматичного управління нормальними режимами по частоті й активній потужності (АРЧП);
- оперативні інформаційно-управляючі комплекси (ОІУК), що забезпечують у реальному часі чергового диспетчера інформацією про поточний режим, дозволяють вирішувати задачі управління **електричною мережею** (ЕМ), ведення добової диспетчерської відомості тощо;
- системи оперативного управління в межах добового періоду (порадник диспетчера), що забезпечують внутрішньодобову корекцію режиму по активній потужності й напрузі, оперативну оцінку надійності;
- системи короткострокового (доба, тиждень) і довгострокового (місяць, квартал, рік) планування енергетичних і електричних режимів;
- системи автоматизації комерційного обліку й контролю електроенергії й потужності (АСКОЕ);
- експертні системи для інформаційної допомоги оперативному персоналу, а також інтелектуальної підтримки прийняття рішень;
- диспетчерські тренажери.

Реструктуризація галузі й перехід до ринкових відносин в електроенергетиці викликають структурні перетворення в системі управління й зміни функцій та взаємовідношення підприємств і організацій. Найбільші зміни стосуються етапу добового планування режимів. Рішення цього завдання знаходиться на основі конфіденційних цінових заявок постачальників і споживачів електроенергії, які визначають місце в графіку цих споживачів і

постачальників з витисненням із графіка менш ефективних учасників ринку.

У середині доби працює балансуєчий погодинний ринок, у якому позапланові відхилення в електроспоживанні розподіляються між учасниками ринку по тим же ціновим заявкам, які були отримані при добовому плануванні.

Довгострокові договори між учасниками ринку визначаються на підставі розв'язання задач довгострокового (рік, квартал) і середньострокового (місяць) планування.

Основні напрямки розвитку й використання засобів інформаційного забезпечення пунктів оперативно-диспетчерського управління:

- системи збору інформації на суб'єктах;
- засоби АСУ ТП;
- засоби вимірювальних датчиків-перетворювачів;
- системи передачі інформації;
- галузеві протоколи передачі інформації;
- оперативно-інформаційні комплекси (Scada-Системи);
- засоби робочих місць і людино-машинного інтерфейсу;
- відеозасоби колективного користування;
- традиційні мнемощити;
- технологія відображення оперативно-диспетчерської інформації на засобах колективного й персонального користування.

На сучасному етапі розвитку засобів обчислювальної техніки кожний диспетчерський пункт енергосистеми оснащується АСДТУ, основним завданням якої є забезпечення розв'язання задач оперативно-диспетчерського управління енерговиробництвом. АСДТУ функціонують як самостійні системи або як підсистеми АСУ енергооб'єднань, енергосистем і мережних підприємств.

Усе обладнання АСДТУ й програмне забезпечення має бути в справному стані й постійно перебувати в роботі. Зміни первинних схем мережі вчасно вносяться в документацію для відображення на диспетчерських щитах і дисплеях.

Вивід у ремонт окремих елементів АСДТУ проводиться за оперативною заявкою з дозволу чергового диспетчера, у веденні якого вони перебувають.

Пристрої АСДТУ обладнаються системами гарантованого електроживлення. Справність систем електроживлення періодично перевіряється за графіками, затвердженими головним диспетчером (начальником диспетчерської служби) організації або підприємства.

Приміщення, у яких розташовуються елементи АСДТУ, повинні відповідати вимогам технічних умов на встаткування й технічні засоби, а спосіб виконання ланцюгів уведення й виведення інформації, захисні заземлення й заземлення інформаційних ланцюгів повинні забезпечувати перешкодозахищеність систем.

Обладнання АСДТУ проходить періодичні перевірки у відповідності з діючими нормативними документами.

Інформаційно-керуючі комплекси забезпечують зберігання ретроспективної інформації з необхідною дискретністю про режим роботи

керованого суб'єкта і її вивід на друкувальний пристрій на вимогу чергового диспетчера.

На встаткуванні АСДУ, комутаційній апаратурі роблять написи, що вказують їхнє оперативне призначення й положення.

Контрольні запитання

1. Які задачі виконуються в АСДУ?
2. Що входить до складу технічних засобів АСДУ?
3. Які підсистеми використовуються в рамках АСДУ?
4. Назвіть основні напрямки розвитку засобів інформаційного забезпечення диспетчерських пунктів.

Тема 8 ОПЕРАТИВНІ ІНФОРМАЦІЙНО-УПРАВЛЯЮЧІ КОМПЛЕКСИ АСДУ

8.1 Мережа збору і передачі інформації

Відповідно до ієрархії диспетчерського управління *оперативні інформаційно-управляючі комплекси* (ОІУК) диспетчерських пунктів енергооб'єднань, енергосистем і РЕМ пов'язані між собою та з енергосуб'єктами (електростанціями, підстанціями) відомчою *системою збирання й передачі інформації* (СЗПІ), яка містить у собі первинну мережу й групу вторинних мереж.

Первинна мережа містить канали зв'язку й комутаційну техніку (АТС):

– відомчі телефонні канали, що ієрархічно зв'язують диспетчерські телефонні комутатори, а також АТС ЦДУ, ОДУ й енергосистем; на рівні ЦДУ – ОДУ – ЭЭС це переважно канали, орендовані в підприємств загальнодержавної системи зв'язку (Укртелеком), а на рівні ЕЕС – РЕМ – енергосуб'єкти це власні канали;

– міжміські телефонні канали загального призначення, доступ до яких здійснюється за рахунок зв'язку між АТС диспетчерських пунктів і телефонних станцій відповідних міст;

– міжміські телефонні канали загального призначення.

На базі каналів зв'язку первинних мереж за допомогою відповідного кінцевого встаткування організовані вторинні мережі:

– *мережа диспетчерських телефонних переговорів* (МДТП);

– *телеінформаційна мережа* (ТІМ);

– *мережа телефонних переговорів технологічного персоналу диспетчерських пунктів* (МТПТП);

– *мережа передачі оперативно-технологічної інформації* (МПОТІ); електронна пошта «Електра»;

– мережа *автоматизованої системи контролю й управління*

електроспоживанням (АСКУЕ).

Телеінформаційна мережа (ТІМ) призначена для автоматичного обміну телеінформацією (*телевимірюваннями* (ТВ), *телесигналами* (ТС), командами *телеуправління* (ТУ) і *телерегулювання* (ТР)) між *пристроями телемеханіки* (ПТМ), установленими на енергосуб'єктах, і *центральними приймально-передаючими станціями* (ЦППС) ОІУК, установленими на диспетчерських пунктах, а також для обміну ТВ, ТС, ТУ, ТР, псевдовимірюваннями (ПВ), оперативною *цифрово-літерною інформацією* (ЦЛІ) між ЦППС диспетчерських пунктів різних рівнів керування.

Ця інформація забезпечує функціонування підсистем АСДУ: SCADA, АРЧМ і протиаварійної автоматики. Передача інформації здійснюється з швидкістю 50–300 біт/с по некомутованим, як правило дубльованим, каналам утвореним шляхом ущільнення частотного спектра телефонних каналів відомчої мережі. У якості кінцевих пристроїв на енергосуб'єктах установлені різноманітні ПТМ, як правило апаратного типу, з різними протоколами обміну даними. Обмін даними між центральними приймальними станціями уніфікований (протокол "АІСТ"): обсяги телеінформації, що надходять на ДП ОДУ й великих енергосистем, становлять 600–1 800 ТВ й 1 000–2 000 ТС, до 30 % цієї інформації ретранслюється на диспетчерські пункти вищого рівня управління. Основними недоліками існуючої телеінформаційної мережі є:

- недостатній обсяг телеінформації, що надходить з енергосуб'єктів, що перешкоджає впровадженню в ОІУК сучасних програмних засобів оперативного контролю й управління;
- значна кількість застарілого, потребує заміни обладнання телемеханіки;
- відсутність сучасного програмованого обладнання телемеханіки з розширеними функціями по збору, обробці й передачі інформації;
- використання низькошвидкісних каналів, що призводить до обмеження обсягу переданої телеінформації, збільшенню часу запізнення, зростанню динамічної погрішності на всіх рівнях управління, неефективності використання сучасних протоколів передачі тощо.

З урахуванням зазначених недоліків відмітимо основні напрямки розвитку ТІМ:

- підготовка схем (проектів) розвитку телеінформаційної мережі для забезпечення повноцінного контролю електричної мережі за рахунок додаткових обсягів ТІ, ТС і заміни застарілого обладнання телемеханіки на енергосуб'єктах сучасним й наступна поетапна реалізація цих проектів;
- заміна застарілого обладнання телемеханіки сучасними мікропроцесорними системами із програмувальними функціями, з більш високим класом точності, як правило, мережної структури, бажане з можливістю безпосереднього підключення до вимірювальних трансформаторів струму і напруги;
- забезпечення збільшення швидкості передач ТІ за рахунок виділення для ТІМ двох повних некомутованих телефонних каналів. З урахуванням необхідних обсягів телеінформації й часу її доставки швидкості передачі повинні досягати:
 - 1) на рівні енергосуб'єкт – ДП ЕЕС – 1 200–2 400 біт/с;

- 2) на рівні ДП ЕЕС – ДП ОДС – 2 400–4 800 біт/с;
- 3) на рівні ДП ОДС – ДП ЦДС – 4 800–9 600 біт/с.

Вторинні мережі МДТП, МТПТП і МПОТІ використовують частину частотного спектра (300–2 400 Гц) телефонних каналів відомчої мережі. При цьому абоненти МДТП (диспетчерський персонал) мають переважне право захоплення каналу в порівнянні з абонентами МТПТП і МПОТІ. Кінцевим устаткуванням МДТП є диспетчерські телефонні комутатори, що забезпечують зв'язок між диспетчерами різних ДП без набору номера (натисканням відповідних кнопок або тумблерів). Абоненти МТПТП і МПОТІ зв'язуються між собою через АТС ДП, набираючи скорочений номер. АТС передбачає ретрансляцію інформації, наприклад ОДУ – ЦДУ – ОДУ або ЦДУ – ОДУ – ДП ЕЕС. Число каналів відомчої мережі, які використовуються мережами МДТП, МТПТП і МПОТІ на різних рівнях управління, становить:

- 1) ЦДУ – ОДУ від 2 до 5;
- 2) ОДУ – ЕЕС – 2–3;
- 3) ЕЕС – енергосуб'єкт – 1–2.

Окрім того, між сусідніми ОДУ й ЕЕС також існує 1–2 канали.

Кінцевим устаткуванням МПОТІ є комунікаційні сервери, включені в локальну мережу й оснащені модемами різних типів і телеграфними адаптерами. Програмне забезпечення цих ЕОМ реалізовано у комунікаційному пакеті ROVCOM, що забезпечує в режимі ON LINE приймання й передачу по комутованим телефонним і телеграфним каналам виробничо-статистичної інформації у вигляді макетів (формалізованих символічних файлів).

Пакет ROVCOM взаємодіє з оперативною базою даних СППД, розміщеною на файл-сервері, що й забезпечує приймання/передачу макетів, сортування, семантичний контроль і зберігання прийнятих макетів. У процесі сортування макетована інформація розміщується в СППД, а неформалізована інформація (наприклад, телетайпограми) передається на робочі станції операторів-телеграфістів. Пакет ROVCOM передбачає обмін інформацією в режимі «точка-точка». Основним шляхом передачі інформації МПОТІ є телефонні канали, резервним – телеграфні.

Швидкості передачі інформації в рамках МПОТІ по ущільненим телефонним каналам залежать від моделей застосовуваних модемів (табл. 8.1).

Таблиця 8.1 – Швидкість передачі інформації

Тип модема	Протокол	Швидкість, біт/с
TRAIL, BLAZER	PEP	до 8 000
HAYES	V.21, V.22, BELL	300
Інші типи	–	до 600

По телеграфних каналах швидкість передачі інформації до 200 біт/с.

Комбіноване використання каналів мережі для ТІМ, МДТП, МТПТП і МПОТІ, викликане прагненням скоротити витрати на створення й оренду каналів, має ряд недоліків, обумовлених ущільненням каналів (звуженням частотної смуги). Застосування ущільнених каналів для голосових повідомлень (МДТП, МТПТП) призводить до зниження якості мови, а для передачі даних – до зниження швидкості передачі.

Крім того, комбіноване використання каналів сповільнює процедуру організації зв'язку в силу конкуренції між абонентами різних вторинних мереж. Істотним недоліком, що знижує надійність і оперативність організації обміну даними в МПОТІ, є застосування на багатьох ДП застарілих релейно-аналогових АТС.

Основними напрямками розвитку МДТП, МТПТП і МПОТІ є:

- для МДТП і МТПТП – використання на всіх рівнях управління не менш двох не ущільнених комутованих телефонних каналів, а також поступова заміна застарілих релейно-аналогових диспетчерських телефонних комутаторів сучасними електронними;

- для МПОТІ – виділення не ущільнених не комутованих телефонних каналів (мінімум одного) з можливістю резервування каналами МДТП, МТПТП, а також телеграфними каналами.

Необхідність такого рішення диктується зростаючим обсягом інформації, що циркулює в МПОТІ (технологічна й комерційна, пов'язана з функціонуванням оптового ринку електричної енергії й потужності, інформація з АСКОЕ тощо). Крім того, доцільно комунікаційні сервери ROVCOM, виконані на базі персональних ЕОМ, замінити UNIX-ОЕМ (у першу чергу на тих ДП, де ОІУК переводиться на Unix-платформу).

Мережа АСКОЕ призначена для передачі даних комерційного обліку параметрів балансу потужності й енергії суб'єктів оптового ринку. У загальному випадку ці параметри являють собою середні напівгодинні значення активної потужності, а також сумарні значення електроенергії за добу з розбивкою по заданих тарифних зонах. Система збору даних АСКОЕ являє собою ієрархічну структуру, на нижньому рівні якої перебувають енергосуб'єкти (електростанції, підстанції, споживачі електричної енергії).

Комплекс технічних засобів АСКОЕ на енергосуб'єкті включає:

- лічильники електроенергії (електронні або індукційні, доповнені датчиками імпульсів), підключені до контрольованих приєднань;

- один або кілька контролерів-кодерів, що забезпечують автоматний збір інформації від лічильників, її обробку й зберігання, підготовку файлу даних для передачі на наступний рівень управління: підприємство енергонагляду й/або на ДП ЕЕС.

На ДП ЕЕС установлюється ПЕОМ АСКОЕ, оснащена одним або декількома модемами, що дозволяють через АТС зв'язуватися з суб'єктними контролерами в основному по телефонних каналах відомчої первинної мережі. Програмне забезпечення ПЕОМ АСКОЕ дозволяє автоматично або за запитом

здійснювати зчитування інформації з суб'єктних контролерів, формування бази даних, необхідний до розрахунків сумарних параметрів, відображення на моніторі й розпечатання вихідних форм. Оброблена ПЕОМ АСКОЕ інформація в заданому обсязі перетворюється й передається на наступні рівні управління – у комерційні підрозділи ОДУ й ЦДУ для подальшого оброблення.

Вимоги до мережі АСКОЕ залежать від технологічного підходу до циклічності подачі й обробки інформації до АСКОЕ: щодобовий збір і обробка інформації; збір і обробка інформації із циклом 30–60 хв. У першому варіанті може бути збережена існуюча мережа АСКОЕ з використанням комутованих телефонних каналів. Ці канали повинні бути зв'язані з усіма енергосуб'єктами, оснащеними системами комерційного обліку. При цьому доцільно здійснювати передачу інформації в нічний час, коли канали практично не завантажені як на рівні енергосуб'єкт – ЕЕС, так і на більш високих рівнях. Передачу інформації від енергосуб'єктів з більшою кількістю параметрів обліку доцільно організувати з використанням модемів TRAIL BLAZER, що забезпечують високу швидкість передачі.

У другому варіанті для АСКОЕ необхідно організувати не комутовані канали принаймні на рівні енергосуб'єкт – ЕЕС.

Вимоги до розвитку первинної мережі СЗП. З урахуванням вище зазначеного визначений мінімум каналів первинної мережі в процесі її розвитку на різних рівнях управління, що забезпечують необхідні вторинні мережі (табл. 8.2).

Таблиця 8.2 – Мінімум каналів первинної мережі, що забезпечують на різних рівнях керування вторинні мережі

Вторинні мережі	Рівень управління		
	ОДУ – ЦДУ	ЕЕС – ОДУ	ЕЕС – енергосуб'єкт
ТІМ (можливо – АСКОЕ-2)	2 НК	2 НК	2 НК
МПОТІ, АСКОЕ-1 або АСКУЭ-2	1 НК	1 НК	
МДТП, МТПТП, пошта «Електра1», АСКОЕ-1	2 К	2 К	1 – 2 К
АСКОЕ-2			1 НК
Усього	3 НК, 2 К	3 НК, 2 К	2–3 НК, 1–2 К
Примітка. НК – некомутований телефонний канал. К – комутований телефонний канал.			

Основною ідеєю розвитку СЗП є поступова («зверху до низу») відмова від використання ущільнених телефонних каналів з виділенням для ТІМ повних телефонних каналів й виділенням для СПОТІ на рівнях енергосуб'єкт – ОДУ – ЦДУ не комутованих телефонних каналів. Створення й розвиток мережі АСКОЕ розглянуто у двох варіантах:

АСКОЕ-1 (збір даних з циклом 1 доба) – на рівні енергосуб'єкт – ЕЕС дані передаються по комутованим телефонним каналам, що використовуються й для МДТП, МТПТП, електронної пошти; на рівнях енергосуб'єкт – ОДУ – ЦДУ у рамках СПОТІ – по не комутованим каналам.

АСКОЕ-2 (збір даних з циклом 30–60 хв) – на рівні енергосуб'єкт – АТ ерго дані передаються по не комутованим каналам, а далі – в рамках МПОТІ. Для АСКОЕ-2 можливий і варіант використання мережі ТІМ (після переведення ТІМ на повні телефонні канали й заміни апаратних КІ телемеханіки програмувальними контролерами, а також після відповідних програмних доробок SCADA).

Основні завдання концепції розвитку єдиної мережі зв'язку галузі:

- створення супутникової мережі;
- розвиток волоконно-оптичних мереж по ЛЕП;
- розвиток високочастотних (ВЧ) каналів зв'язку по ЛЕП;
- поступовий перехід на цифрові технології, заміна аналогових АТС цифровими.

Процес переходу на цифрові канали зв'язку дозволяє підвищити надійність надаваних послуг зв'язку й збільшити їхній спектр. На базі цифрових каналів створюється єдина інтегрована мережа зв'язку, яка забезпечує наступні послуги:

- цифрову телефонну мережу для диспетчерського і технологічного зв'язку;
- передачу телеінформації на швидкості від 1200 бод;
- міжмашинний обмін інформацією (об'єднання локальних мереж);
- відеоконференц-зв'язок.

8.2 Технічні засоби ОІУК

Переведення технічних засобів на нову платформу визначається необхідністю заміни технічно й морально застарілої обчислювальної техніки на ДП усіх рівнів управління. Концепція заміни припускає поетапний еволюційний перехід від централізованих ОІУК АСДУ до децентралізованих мережних структур.

На першому етапі в якості платформи нових ОІУК обрані локальні мережі ІВМ сумісних ПЕОМ і програмні засоби MS DOS, Windows, Netware, Novell, мови програмування C, Pascal, Fortran. У даний час перероблено на ПЕОМ і суттєво поліпшене все прикладне програмне забезпечення (ПО), розроблене ПО для роботи ПЕОМ у реальному часі, для комунікацій між ОІУК різних рівнів управління, сучасного користувацького інтерфейсу тощо.

Процес модернізації здійснюється без порушення функцій управління за рахунок стикування старої й нової платформ, плавного переведення задач АСДУ зі старої техніки на нову й наступного виключення з ОІУК старих ЕОМ.

У загальному випадку структура мережного ОІУК представлена на рисунку 8.1.

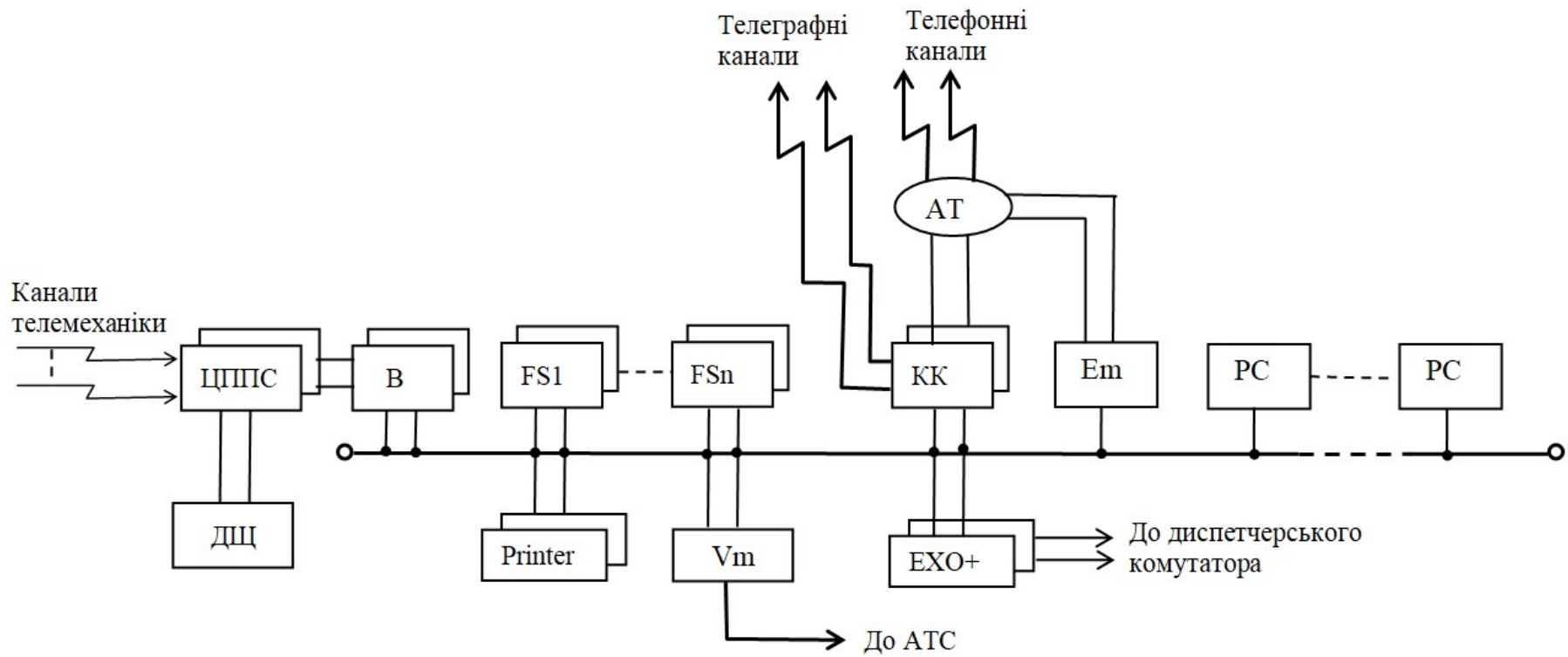


Рисунок 8.1 – Схема мережевого ОІУК

Уведення телеінформації здійснюється в дубльовані центральні приймально-передаючі станції (ЦППС). Мікропроцесорні ЦППС забезпечують обмін телеінформацією з обладнаннями телемеханіки й іншими ЦППС, керування диспетчерським щитом, а також обмін інформацією з однією з двох ПЕОМ (В), призначених для обробки телеінформації в режимі ON LINE і виконання інших цих ПЕОМ (В), призначених для обробки телеінформації в режимі ON LINE і виконання інших циклічних завдань, зокрема формування на файл-серверах (FS) бази даних реального часу.

Модуль ЦППС-В може виконуватися у двох модифікаціях:

- з використанням автономних ЦППС (РПТ-80, КОТМИ, ПУ телекомплексів ГРАНИТ, КОМПАС, МПТК або інших контролерів), до канальних адаптерів яких підключаються канали телемеханіки, а ЦППС, у свою чергу, підключаються по послідовних портах до ПЕОМ, що обробляють телеінформацію;

- з канальними адаптерами, установлюваними безпосередньо в ПЕОМ (розробки ВНИИЭ, СИСТЭЛ, ИНЭУМ та ін.).

Усі ПЕОМ, що входять до складу ОІУК, поєднуються локальною мережею Ethernet (LAN) і підрозділяються на дві групи:

- системну, що включає сервери різного призначення (звичайно розташовувані в залі ЕОМ);

- користувацьку, що містить автоматизовані робочі місця (АРМ) диспетчерів, інженерів-технологів тощо.

Мінімально необхідний склад системної групи повинен включати: уже згадувані ПЕОМ-бриджі *В* і два взаємно дублюючих файл-сервера *FS* для зберігання основного обсягу програм і бази даних БД. У якості засобу, що забезпечує дублювання, може використовуватися, наприклад, система SFTIII. Окрім *В* і *FS* до складу цієї групи повинні включатися комунікаційні сервери *КК*, що забезпечують обмін виробничо-технологічною інформацією з ОІУК інших рівнів керування по комутованих телефонних і телеграфних каналах, зв'язку. Крім того в системну групу повинні бути включені мережні принтери, що підключаються до ЛМ безпосередньо або через принт-сервер.

У процесі розвитку кількість серверів повинна збільшуватися. Так, наприклад, доцільно створити декілька пар *FS* для розподілу баз даних по функціональному призначенню: оперативно-диспетчерська, виробничо-статистична, комерційна інформація тощо. Для обміну нерегламентованими даними може бути встановлений поштовий сервер *Em* у рамках електронної пошти «Електра». У системну групу можуть бути включені сервери реєстрації диспетчерських переговорів, наприклад, типу «ЭХО+», що замінюють застарілі електромеханічні диспетчерські магнітофони; сервер мовної пошти *Vm* для обміну мовними повідомленнями; сервери для виконання циклічних розрахунків; архівний сервер для системного зберігання на довгочасний носій найбільш важливих програм і даних тощо.

Розвиток і модернізація локальних обчислювальних мереж АСДУ проводяться з урахуванням наступних критеріїв:

- висока надійність роботи зі збереженням працездатності при відмовах у будь-якій частині локальної мережі;
 - забезпечення максимально можливої швидкості роботи в мережі для привілейованих користувачів;
 - забезпечення прийнятної швидкості роботи в мережі для інших користувачів;
 - можливість використання в мережі нових додатків, що вимагають високої продуктивності мережного трафіка;
 - максимально можлива спостережливість мережі;
 - можливість подальшого росту й розвитку;
 - прийнятні розміри капіталовкладень і можливість поступового впровадження встаткування без тривалих перерв у роботі мережі.
- Для задоволення цим критеріям пропонуються наступні технічні рішення:
- побудова центральної високошвидкісної магістралі обміну даними між серверами;
 - підвищення продуктивності серверів на магістралі;
 - підключення користувачів до магістралі з використанням технології комутації;
 - впровадження системи резервного копіювання даних у мережі;
 - впровадження засобів контролю доступу до локальної мережі ззовні;
 - впровадження системи антивірусного захисту корпоративної мережі із централізованим керуванням її роботою;
 - впровадження в локальній мережі служби єдиного часу.

Центральні магістралі. У світовій практиці побудови мереж стало практичним стандартом використання високошвидкісної центральної магістралі для передачі даних між основними серверами. Центральні магістралі передачі даних повинні задовольняти трьома головним критеріям. Перший – можливість підключення великої кількості низько швидкісних клієнтів до невеликої кількості потужних, високошвидкісних серверів. Другий – прийнятна швидкість відгуку на запити клієнтів. І третій – висока надійність функціонування. Ідеальна магістраль повинна мати розвинуту систему управління. Під управлінням треба розуміти те, що магістраль може бути сконфігурована з урахуванням усіх місцевих особливостей, а надійність її повинна бути такою, що навіть якщо деякі її частини вийдуть із ладу, сервери залишаться доступними.

Є кілька мережних технологій, що підходять для використання на магістралі (Fast Ethernet, Gigabit Ethernet, FDDI, ATM). Питання вибору технології для використання вирішується з урахуванням вартості встаткування й навчання обслуговуючого персоналу, простоти установки й налаштування, надійності експлуатації й стійкості до збоїв і відмов.

Сервери підвищеної продуктивності й надійності. При наявності в мережі центральної магістралі, що забезпечує високу продуктивність і надійність, необхідно пред'явити такі ж вимоги й до серверів, що

підключаються до цієї магістралі. Фактичним стандартом стала наступна конфігурація сервера локальної мережі:

- два-чотири процесори;
- наявність у кожного процесора власної кеш-пам'яті другого рівня (вбудованої або зовнішньої) розміром 256 або 512 Кбайт;
- достатній обсяг оперативної пам'яті (не менш 8 Гбайт) з можливістю розширення;
- достатній обсяг дискової пам'яті з можливістю розширення;
- шина введення-виведення PCI;
- дискова підсистема SCSI (різних рівнів);
- Raid-контролер (рівні 0, 1, 5) з кеш-пам'яттю достатнього розміру (8 або 16 Мбайт) з можливістю «гарячої» заміни дисків;
- резервні джерела живлення й вентилятори; достатнє число слотів розширення (не менше 5).

Підключення користувачів до магістралі з використанням технології комутації. Поява нових додатків із високими вимогами по швидкодії, а також постійний ріст кількості користувачів погіршують пропускну здатність поділюваної мережі Ethernet на 100 Мбіт/с. Один із способів вирішення цієї проблеми полягає в реалізації комутованої технології Ethernet, завдяки якій кожний користувач може одержати виділене з'єднання на 100 Мбіт/с (шляхом підключення станції до окремого порту комутатора локальної мережі). Такий підхід є найбільш економічним способом збільшення пропускну здатності мережі без дорогої заміни адаптерів, проводки, мережного програмного забезпечення й додатків. Витрати на комутовану Ethernet у даний час наближаються до звичайних витрат на спільно використовувані порти Ethernet.

Якщо кожний вузол (станція) підключений до свого власного комутованого порту, то конфлікти в мережі практично виключені: тільки трафік надходження буде конкурувати з вихідним трафіком. Якщо ж у мережі багато користувачів намагається одержати доступ до одного сервера, то підвищенню продуктивності буде сприяти підключення даного комутатора до високошвидкісної центральної магістралі, що об'єднує сервери.

Якщо виникла проблема підвищення загальної продуктивності локальної мережі організації, то можливим варіантом її вирішення може бути установка комутаторів Ethernet з асиметричною комутацією 100/1 000 Мбіт/с, які надають кілька виділених каналів на 100 Мбіт/с до концентраторів усередині організації, у такий спосіб сегментуючи концентратори (і сегменти локальної мережі) з метою підвищення пропускну здатності поділюваної локальної мережі без зміни її топології. Підключення комутаторів до файл-серверів виконується за допомогою порту на 1 000 Мбіт/с.

Резервне копіювання даних у мережі. Вирішенням проблеми втрати даних у мережі через можливі збої в роботі електроживлення, кабельної системи, мережного встаткування, ЕОМ або помилок користувачів є резервне копіювання даних. Найбільш популярні такі програмні продукти, як Arcserve фірми Cheyenne і Storage Manager фірми Seagate.

Для побудови системи резервного копіювання в локальній мережі необхідно чітко визначити наступне:

- загальний обсяг інформації й кількість файлів, які будуть зберігатися на резервних носіях. Дублюватися повинні практично всі дані на дисках серверів і «ключових» робочих станцій;

- «критичність» втрати тієї або іншої інформації, оскільки різні файли можуть представляти різну інформаційну цінність. Це обумовлює диференційований підхід до організації їхнього резервного копіювання (частота копіювання, тип носія й спосіб зберігання резервних копій).

Проводити резервне копіювання потрібно у вечірні години або вихідні дні. Від програм резервного копіювання потрібна підтримка всіх типів серверів і настільних ПЕОМ що використовуються у корпоративній (однорідної або гетерогенній) мережі. Бажано, щоб усю роботу із зберігання даних на серверах і робочих станціях локальної мережі виконував спеціалізований архівний сервер.

Необхідно, щоб система резервного копіювання забезпечувала також наступні можливості:

- підтримка широкого спектра серверних платформ (Netware, Windows NT, Unix) і операційних систем робочих станцій (DOS, Windows NT/XP, Unix);

- запуск процедури резервного копіювання згідно встановленого графіку або за запитом архівного сервера чи клієнта;

- легке налаштування архівного сервера;

- різноманітність видів копіювання: повне, нарощуване, архівне;

- ведення журнальних файлів резервного копіювання.

Система захисту від несанкціонованого доступу до локальної мережі ззовні. Зараз практично кожна організація всіма силами прагне підключити свою корпоративну мережу до мережі Internet, навіть незважаючи на те, що при цьому вона одержує чимало додаткових турбот і серйозних підстав для занепокоєння. Це, насамперед, викликано фундаментальними відмінностями корпоративних мереж від Internet. Якщо корпоративні мережі є захищеними, керованими й надійними, то Internet, навпаки, незахищена, некерована й досить ненадійна мережа. Ця невідповідність і стає джерелом багатьох проблем (особливо в області безпеки, керування й продуктивності), що виникають на границі мережі – у тому місці, де корпоративна мережа стикується з Internet. Надто важливо, щоб тільки законні користувачі могли ввійти в корпоративну мережу організації ззовні, і щоб тільки законні сеанси зв'язку могли бути відкриті. У таких випадках на допомогу приходять системи firewall. Ці системи:

- не порушують необхідний обмін даними;

- захищають дані в корпоративній мережі від несанкціонованого доступу по Internet і підтримують консервативну ідеологію безпечності: «заборонене все, що не дозволене явно»;

- протоколюють різні системні події, включаючи спроби несанкціонованого доступу до тих або інших ресурсів;

- можуть проводити трансляцію мережних адрес. У цьому випадку при передачі IP-пакетів із внутрішньої мережі в Internet IP-адреса машини-відправника замінюється іншою IP-адресою. Це дозволяє сховати корпоративну

мережу від мережі Internet. Ще одне достоїнство трансляції мережних адрес полягає в тому, що вузли внутрішньої корпоративної мережі можуть використовувати IP-адреси, які не дозволені органом розподілу адрес Internet.

Антивірусний захист локальної мережі. Можливість інфікування локальної мережі комп'ютерними вірусами стала серйозною проблемою. Щоб захистити мережу від проникнення вірусів, необхідно стежити за всіма можливими точками проникнення:

- шлюзами Internet (безкоштовне ПО, отримане через Web або FTP і збережене на локальній робочій станції);
- файловими серверами;
- серверами електронної пошти;
- робочими станціями (при використанні компакт-дисків, флеш-пам'яті тощо).

Найбільш ефективною буде система антивірусного захисту із централізованим керуванням. Адміністратор повинен мати можливість із єдиної консолі відслідковувати всі точки проникнення вірусів і управляти всіма антивірусними продуктами, що перекривають ці точки. Сьогодні на ринку є досить багато подібних систем (виробники: Trend Micro, McAfee, Symantec і ін.). Критерії вибору антивірусних продуктів наступні:

- можливість виявлення вірусів, «троянських коней», деструктивних кодів в Java і ActiveX;
- готовність швидкого реагування на появу нових видів погроз;
- захист усіх можливих точок проникнення вірусів;
- обслуговування й підтримка;
- керованість;
- централізоване повідомлення;
- продуктивність;
- автоматичне поширення й поновлення.

Служба єдиного часу в локальній мережі. Необхідно прагнути мати в мережі еталонне джерело часу, яке синхронізувався б по декільком зовнішнім джерелам часу (наприклад, сигнали точного часу ретрансляційної мережі, супутникова система GPS, ручне завдання часу оператором). Як правило, таким джерелом може бути сервер ОІУК. Усі інші сервери й робочі станції локальної мережі повинні синхронізувати свій внутрішній годинник по еталону, використовуючи стандартні служби своїх операційних систем.

Основними компонентами програмних засобів мережного ОІУК є операційна система, мережне середовище й SCADA (комплекс програм для розв'язання основного обсягу інформаційних задач ОІУК). З урахуванням застосованого парку ПЕОМ і напрацьованого програмного забезпечення в якості цих компонентів обрані MS DOC, Netware Novell і кілька комплексів SCADA. При цьому для ПЕОМ-бридж використані multy DOS, OS/2, в останніх модифікаціях – Windows.

- Усі комплекси SCADA забезпечують приблизно однаковий обсяг функцій:
- приймання й оброблення телеінформації;

– формування бази даних реального часу й створення архівів; діалог і відображення інформації на моніторах ПЕОМ (АРМ) у вигляді схем, таблиць, графіків тощо;

– документування даних;

– ряд диспетчерських задач (добова відомість, зведення й т.п.). До системної групи програмних засобів відносяться й програмні комплекси, встановлені на комунікаційних серверах (ROB-COM-СППД, ЗБІР) і поштових машинах (Електра, RELCOM і ін.).

Надалі в міру оснащення диспетчерських пунктів більш потужними ПЕОМ комплекси SCADA переводяться на більш сучасну програмну платформу, наприклад, Windows, OS/2 тощо.

Таким чином, на першому етапі існуючі ОІУК доповнюються локальною мережею ПЕОМ. Функції старих ПЕОМ переводяться на ПЕОМ, і в остаточному підсумку ОІУК перетворюється в однорідну локальну мережу ПЕОМ. Для порівняно невеликих ДП така структура ОІУК може бути збережена на досить великий строк. При цьому подальший розвиток може здійснюватися за рахунок поступового збільшення кількості ПЕОМ і заміни застарілих моделей більш новими й потужними, а також за рахунок модернізації системного й прикладного програмного забезпечення.

На другому етапі в основному для великих ДП планується перетворення однорідних ЛМ у неоднорідні за рахунок включення в мережу крім ПЕОМ групи потужних робочих станцій/серверів, що працюють під операційною системою UNIX. У першу чергу така структура ОІУК передбачається для ЦДУ ЄЕС Росії, ОДУ й найбільш великих ЄЕС. Така конфігурація ОІУК у загальному випадку дозволяє:

– замінити застарілі (або недостатньо потужні) ЦППС і старі міні-ЕОМ;

– суттєво збільшити обсяг і швидкість обробки інформації ONLINE;

– забезпечити диспетчерові повнографічний діалог;

– скористатися потужними стандартними графічними пакетами, сучасними базами даних, експертними системами;

– забезпечити використання чисельних програмних комплексів для розрахунків ON LINE не тільки в експериментальному (як це було в старих ОІУК), але й у нормальному експлуатаційному режимі.

Реалізація другого етапу може здійснюватися еволюційно й залежить від пріоритетів поставлених завдань.

Одним з першочергових завдань є заміна застарілих (або не досить потужних) ЦППС або «зв'язки» ЦППС – старі міні-ЕОМ. Для цієї мети до ЛМ ПЕОМ підключаються два взаємно резервованих сервера SCADA: UNIX-ЕОМ, оснащені програмувальними каналними адаптерами, до яких через комутатор-арбітр підключаються канали телемеханіки, і контролери, що управляють диспетчерським щитом. Крім того, ці ЕОМ оснащуються мультиплексорами для підключення комутованих або не комутованих каналів.

Сервери SCADA забезпечують:

– приймання/передачу телеінформації в будь-яких протоколах;

– приймання/передачу даних добової диспетчерській відомості;

- обробку вхідної інформації, формування БД реального часу (БДРЧ), архівування;
- управління диспетчерським щитом (цифровими приладами, символами, мнемосхемами, інформаційними табло);
- циклічне копіювання БДРЧ на файл-сервери ЛМ;
- виконання комунікаційних функцій (ROVCOM і вузол електронної пошти «Електро»).

Таким чином, ці ЕОМ виконують усі функції SCADA, за виключенням організації діалогу, який здійснюється на ПЕОМ локальної мережі. Для підвищення надійності інформаційного обслуговування диспетчерів ПЕОМ, установлені на їхніх робочих місцях, крім підключення до ЛМ мають радіальний зв'язок з UNIX-ЕОМ. Таке рішення дозволяє зберегти діалогові функції для диспетчерської зміни навіть при відмові ЛМ.

Вибір типу UNIX-ЕОМ визначається в першу чергу наявністю в складі ЕОМ програмувальних каналних адаптерів. Цій вимозі відповідають ЕОМ двох типів: MOTOROLA, що працює під керуванням OS UNIX (System V) і IBM RS/6 000 (OS AIX). Програмне забезпечення SCADA для цього варіанта розроблене силами фахівців ВНДІЕ й Енергософта разом з ЦДУ й ОДУ Уралу (Росія).

Для організації повнографічного діалогу в локальну мережу крім серверів SCADA включають кілька робочих станцій на базі UNIX-ЕОМ, кожна з яких має два монітори з екранами не менше 19–20". Звичайно робочі станції використовуються для оснащення робочих місць диспетчерів і фахівців з інформаційного забезпечення SCADA, в інших користувачів SCADA зберігаються ПЕОМ.

Програмне забезпечення повнографічного діалогу (MMI-Man MaChine Interface) виконується в середовищі X-Windows з використанням того або іншого графічного пакета й забезпечує відображення: різних схем у графічному виді з можливістю управління ними; графіків зміни параметрів; різноманітних таблиць, списків тощо.

У принципі повнографічний діалог може бути реалізований і на потужних ПЕОМ, однак при використанні робочих станцій забезпечуються суттєво більш високі надійність і швидкодія, що дуже важливо для робочих місць диспетчерів. Роботи зі створення версій MMI для UNIX-ЕОМ проводяться в організаціях: ВНДІЕ, Енергософт, ОДУ Уралу.

Третьою функціональною групою UNIX-ЕОМ локальної мережі ОІУК є сервери додатків, призначених для розв'язання задач моделювання й оптимізації режиму на основі телеінформації (потребують більших обчислювальних ресурсів), а також для використання потужних стандартних пакетів, наприклад географічних інформаційних систем, оболонок систем штучного інтелекту тощо. Потужні UNIX-ЕОМ також використовуються для управління універсальними базами даних (ORACLE, INFORMIX тощо).

Таким чином, в остаточному підсумку ОІУК на базі неоднорідної локальної мережі містять Unix-ядро (сервери SCADA, робочі станції MMI, сервери додатків і універсальної бази даних) і локальну мережу ПЕОМ, що

виконують роль АРМ технолога, керівника тощо, у тому числі й терміналів SCADA/EMS (рис. 8.2).

Процес створення ОІУК на базі неоднорідної ЛМ може йти двома шляхами: еволюційним, при якому функції Unix-ядра (і відповідно кількість UNIX-EOM) нарощуються поступово, і революційним, коли система SCADA/EMS поставляється в повному обсязі.

Першим шляхом реалізуються комплекси, у яких системним інтегратором є вітчизняні розроблювачі й фахівці замовника.

Революційний шлях, незважаючи на принадність комплексної поставки закордонних систем, має ряд недоліків, у тому числі:

- суттєво більш висока вартість ПЗ й послуг із впровадження, навчання й супроводу;

- труднощі сполучення SCADA зі специфічними й різноманітними протоколами існуючого вітчизняного обладнання телемеханіки, контролерами для управління диспетчерськими щитами, часами, частотомірами тощо;

- труднощі адаптації програмного забезпечення до місцевих умов, зокрема, збереження всіх функцій, реалізованих у старих ОІУК (наприклад, добова відомість, стан устаткування, орієнтація MMI не тільки на диспетчера, але й на інших користувачів і т.п.);

- труднощі функціонального розвитку власними силами достатньо оригінальних і закритих систем;

- мовні проблеми тощо.

Таким чином, представляється більш доцільним:

- еволюційний шлях модернізації ОІУК;

- придбання в закордонних фірм тільки технічних засобів і стандартного програмного забезпечення;

- використання прикладного ПО (SCADA/EMS і ін.) національних розробників або розробленого спільно з закордонними фірмами.

Таким чином, нова платформа АСДУ передбачає дві основні модифікації: ОІУК на базі однорідної локальної мережі ПЕОМ із використанням на першому етапі MS DOS і Netware NOVELL, а надалі Windows-10, OS/2.

ОІУК на базі неоднорідної локальної мережі, що включає крім ПЕОМ групу UNIX-EOM (серверів і робочих станцій, що забезпечують основний обсяг розрахунків on line і повнографічний діалог диспетчера).

При цьому перша модифікація може плавно перетворюватися в другу.

Крім того, як у першій, так і в другій модифікаціях, на визначеному етапі розвитку доцільно поряд з локальними базами даних (БД реального часу, БД виробничо-технологічної інформації, БД комерційного центру й ін.) створити єдину базу даних на основі системи керування БД ORACLE, передбачивши для цієї мети окремий потужний сервер.

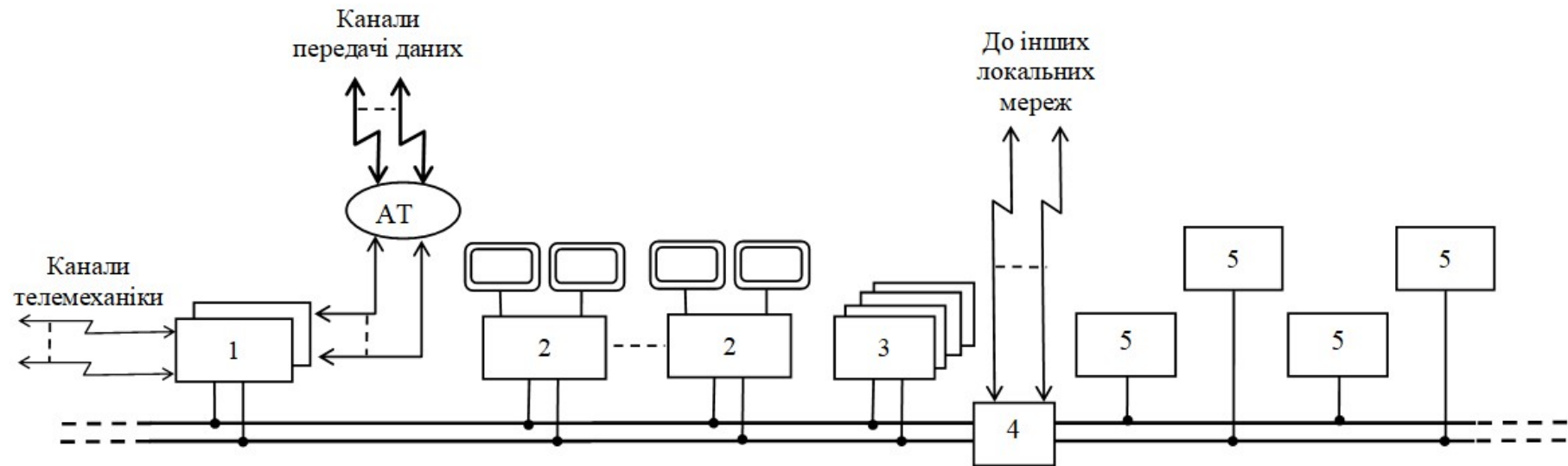


Рисунок 8.2 – Схема ОІУК на базі неоднорідної локальної мережі:
 1 – UNIX-сервери SCADA; 2 – UNIX-робочі станції диспетчерських терміналів;
 3 – UNIX-сервери додатків; 4 – маршрутизатор; 5 – персональні ЕОМ (сервери, АРМ тощо)

У структуру розглянутої платформи органічно інтегруються й підсистеми автоматичного управління нормальними і аварійними режимами. При цьому передбачаються окремі або загальні взаємно дублюючі сервери додатків на базі UNIX-EOM або ПЕОМ.

8.3 Автоматизовані системи контролю електроспоживання

Витрати електроенергії, що вимірюються лічильниками по кожному приєднанню за допомогою додаткових технічних засобів повинні реєструватися по періодах (доба, тиждень, місяць, квартал, рік). Для дотримання договірних перетікань потужності й забезпечення можливості застосування зонних тарифів на електроенергію на основі 30-хвилинних вимірів розраховується й реєструється щодоби 48 середніх за інтервал значень потужності. Ефективний облік електричної енергії й потужності вимагає застосування *автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії* (АСКОЕ) на базі сучасних мікропроцесорних технічних засобів, що дозволяють реєструвати, зберігати й обробляти інформацію за бажаним алгоритмом, а також передавати її на різні рівні користувачів. Схема збору й передачі даних комерційного обліку наведена на рисунку 8.3.

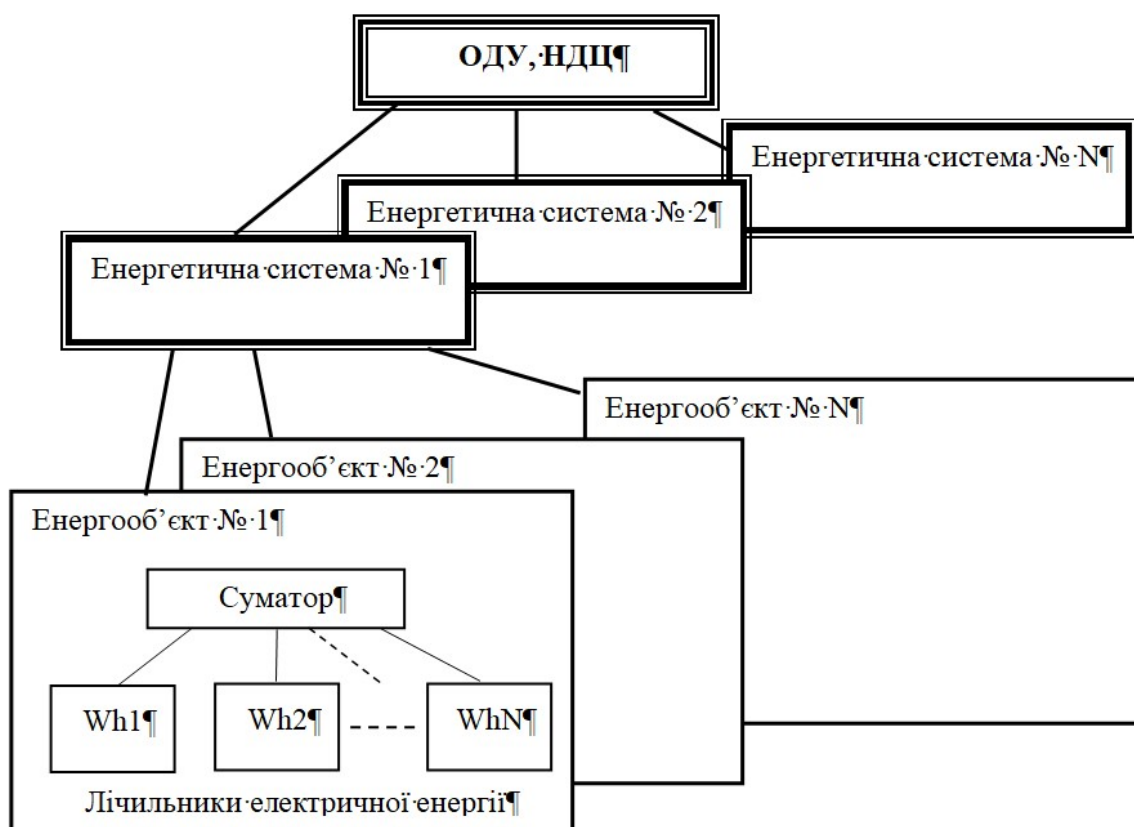


Рисунок 8.3 – Структурна схема збору даних комерційного обліку електричної енергії й потужності

Не існує прямого нормування точності виміру електричної енергії й потужності. ПУЕ встановлюють тільки вимоги до класів точності

вимірювальних приладів і трансформаторів і їх вторинного навантаження. Такий непрямий спосіб нормування точності виміру електричної енергії й потужності виправданий лише для найпростіших первинних і вторинних схем з'єднання.

Для більш складних схем виконання вимог ПУЕ відносно класів точності вимірювальних приладів і трансформаторів гарантує потрібну точності вимірів електричної енергії й потужності через внесення додаткової погрішності від усіх трансформаторів струму, що беруть участь у вимірі струму контролюваного приєднання. У деяких проектних схемах з'єднань (рис. 8.4) при дотриманні всіх вимог ПУЕ до засобів комерційного обліку погрішність виміру в загальному випадку досягає 5–6 %.

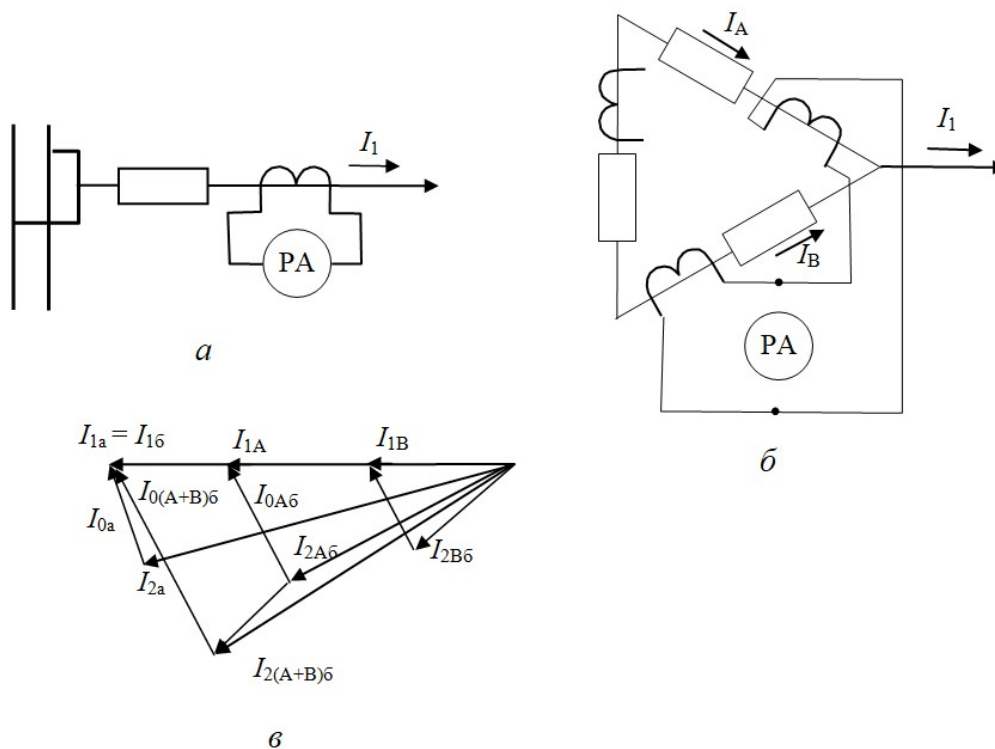


Рисунок 8.4 – Вимірювальні схеми з'єднань підстанцій (а й б) і векторна діаграма первинних і вторинних струмів (в)

Існують також додаткові фактори, що зменшують точність виміру:

- низький клас точності вимірювальних трансформаторів напруги (НДЕ-500, НКФ-500 мають клас точності 1,0);
- низький клас точності широко застосовуваних індукційних лічильників (не вище 1,0);
- перевантаження вторинних ланцюгів вимірювальних трансформаторів;
- двоелементні лічильники, що включаються по "схемі Арона";
- застосування трансформаторів струму із номінальним струмом, що значно перевищує робочий струм приєднання;
- відсутність у більшості типів трансформаторів струму спеціальної вимірювальної обмотки з меншим коефіцієнтом трансформації.

З урахуванням цих факторів погрішність виміру при найбільш

несприятливій комбінації погрішностей усіх елементів вимірювальної схеми може досягати 10 %. Цілком зрозуміло, що комерційний облік з такою точністю неприйнятний, так само як і розрахунки втрат за показниками лічильників.

Для підвищення точності комерційного обліку електричної енергії й потужності необхідно при проектуванні, а в окремих випадках в експлуатації передбачати:

- використання електронних лічильників класу 0,5 і вище;
- відмову від застосування в мережах 110 кВ і вище включення лічильників по «схемі Арона»;
- установку вимірювального трансформатора струму безпосередньо в ланцюзі ПЛ при вимірюванні витрати електроенергії, переданої по лініях електропередачі;
- використання для вимірів трансформаторів струму із номінальним струмом, близьким за значенням до робочого струму.

Для електротехнічної промисловості мають бути розроблені технічні вимоги на високоточні вимірювальні трансформатори всіх класів напруги.

Необхідно внести до ПУЕ прямі вимоги до результуючої точності виміру електричних величин (починаючи зі стадії проектування). Для великих виробників і споживачів електроенергії погрішність виміру повинна бути не вище 1–2 %. Існуючі схемні рішення й досягнутий рівень вимірювальної техніки дозволяють забезпечити таку точність.

Контрольні запитання

1. Які складові первинної мережі передачі інформації?
2. Які вторинні мережі організовані на базі каналів зв'язку первинних мереж?
3. Які основні недоліки існуючої телеінформаційної мережі?
4. Які елементи входять у вторинну мережу передачі інформації.
5. У чому полягає доцільність комбінованого використання каналів зв'язку?
6. Які технічні засоби входять до мережі АСКОЕ?
7. Які підходи до модернізації технічних засобів ОІУК?
8. Поясніть схему мережевого ОІУК.
9. Які центральні магістралі використовуються в системах передачі інформації?
10. Надайте характеристику серверних станцій?
11. Які вимоги до програм резервного копіювання даних?
12. Поясніть схему ОІУК на базі неоднорідної локальної мережі.

Тема 9
АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА
ДИСПЕТЧЕРСЬКО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО ЗВ'ЯЗКУ

9.1 Організація оперативного диспетчерського зв'язку

До оперативного і технологічного зв'язку *диспетчерських пунктів* (ДП) РЕМ пред'являються наступні основні вимоги:

– збільшення числа каналів зв'язку порівняно невеликої довжини для автоматичної передачі аварійно-попереджувальних сигналів з підстанцій, що не обслуговуються, 35–110 кВ на ДП і для ведення телефонних переговорів експлуатаційних і ремонтних бригад;

– забезпечення зв'язку ремонтно-виробничих баз *району розподільних мереж* (РРМ) з ділянками електричних мереж і з автотранспортом, що знаходиться на суб'єктах;

– незалежність роботи каналів зв'язку від справності ліній електропередачі або обладнання підстанцій у даному районі, а також від мережі міжміського зв'язку району, оскільки на цю мережу при перерві електропостачання лягає додаткове навантаження абонентів.

Згідно [13] для РРМ та їхніх ДП передбачаються засоби зв'язку в наступному складі: *диспетчерський, технологічний, внутрішньо-суб'єктний і місцевий телефонний зв'язок; канали телеінформації для пристроїв телемеханіки.*

Оперативний зв'язок призначений для забезпечення оперативної роботи на суб'єктах електромереж, тому що всі розпорядження диспетчер має давати безпосередньо підлеглому оперативному персоналу. Тому з усіма суб'єктами, на яких оперативне і експлуатаційне обслуговування здійснюється місцевим оперативним персоналом, обов'язково організовуються постійні канали зв'язку з диспетчерським пунктом. Постійні канали організовуються і з суб'єктами, які централізовано обслуговуються ОВБ, тому що оперативні перемикання та експлуатаційні роботи тут можуть виконуватися й іншим персоналом, що має оперативні права.

Технологічний зв'язок РРМ призначений для управління неоперативним обслуговуванням електромереж і керівництва виробничо-господарською діяльністю підрозділів РРМ. При організації диспетчерського і технологічного зв'язку використовують комплексне застосування зазначених видів зв'язку.

При відмовах оперативного зв'язку технологічний зв'язок варто розглядати як резервний.

Диспетчерський і технологічний зв'язок РРМ та їхніх ДП має організовуватися з ПЕМ і з підрозділами, що входять до їхнього складу, – *ділянками електромереж* (ДЕМ), групами підстанцій і спеціалізованими бригадами. Диспетчерський телефонний зв'язок ДП передбачається з ДЕМ, підстанціями 35–110 кВ безпосереднього оперативного управління, диспетчерським пунктом ПЕМ і диспетчерськими пунктами суміжних РЕМ. У

ряді випадків той самий канал використовується для диспетчерського і технологічного зв'язку. Резервування диспетчерського і технологічного зв'язку, як правило, виконується по мережі Міністерства зв'язку. Використовувані для диспетчерського і технологічного зв'язку канали зв'язку повинні включатися в диспетчерський комутатор. При цьому необхідно передбачити примусове переважне право використання цих каналів диспетчером РРМ.

Внутрішньо-суб'єктний зв'язок належить до виробничого телефонного зв'язку. Він здійснюється через **автоматичну телефонну станцію** (АТС), **диспетчерську телефонну станцію** (ДТС), установки гучномовного зв'язку і радіозв'язку. Через сполучні лінії АТС зв'язана з телефонним вузлом Міністерства зв'язку. Організовується також місцевий зв'язок РРМ і його диспетчерського пункту.

Обладнання внутрішньо-суб'єктного зв'язку, апаратура високочастотного зв'язку та ущільнення каналів телефонного зв'язку, обладнання телемеханіки, розташовані на ДП РРМ, поєднуються у вузол зв'язку СДТУ (рис. 9.1). Автоматичні і диспетчерські телефонні станції є основними елементами цього вузлу і автоматизованої телефонної мережі підприємства.

Оскільки база РРМ та їхній ДП розміщуються на підприємстві, як правило, поруч із базовою підстанцією 110/35/10 кВ, для них використовуються загальні засоби оперативного, технологічного, внутрішньо-суб'єктного та місцевого зв'язку.

Ділянки електричних мереж також розташовуються поблизу підстанцій 35 кВ, тому для організації їхнього зв'язку із РРМ та їхнім ДП використовуються канали зв'язку, що організовані для підстанції. Місцевий зв'язок організовується включенням телефонних апаратів ДЕМ у внутрішньорайонний зв'язок Міністерства зв'язку.

Для віддалених від підстанцій ДЕМ для телефонного зв'язку із РРМ і ДП РРМ використовуються внутрішньорайонні мережі Міністерства зв'язку, а також УКВ радіозв'язок.

На підстанції 110/35 кВ, що для РРМ є базовою, організований вузол зв'язку, що включає в себе кросові і комутаційні пристрої і джерела живлення, необхідні для забезпечення роботи транзитних та інших каналів. На опорних підстанціях 35 кВ передбачається один телефонний канал диспетчерського зв'язку з оперативним персоналом ДП РРМ, в оперативному: управлінні якого знаходиться підстанція. Канал має вихід на АТС або диспетчерську телефонну станцію ДП РРМ з можливістю виходу на АТС підприємства. Для телемеханізації підстанцій використовуються канали телефонного зв'язку з ДП шляхом вторинного ущільнення ВЧ каналів по ВЛ 35–110 кВ.

Для організації диспетчерського, технологічного, внутрішньо-суб'єктного і місцевого зв'язку РРМ можуть використовуватися провідні канали зв'язку, радіозв'язок і ВЧ канали по повітряних ЛЕП. Цей радіозв'язок, як правило, застосовується для зв'язку РРМ і ДП як із спеціалізованими бригадами самого району, так і інших підрозділів ПЕМ.

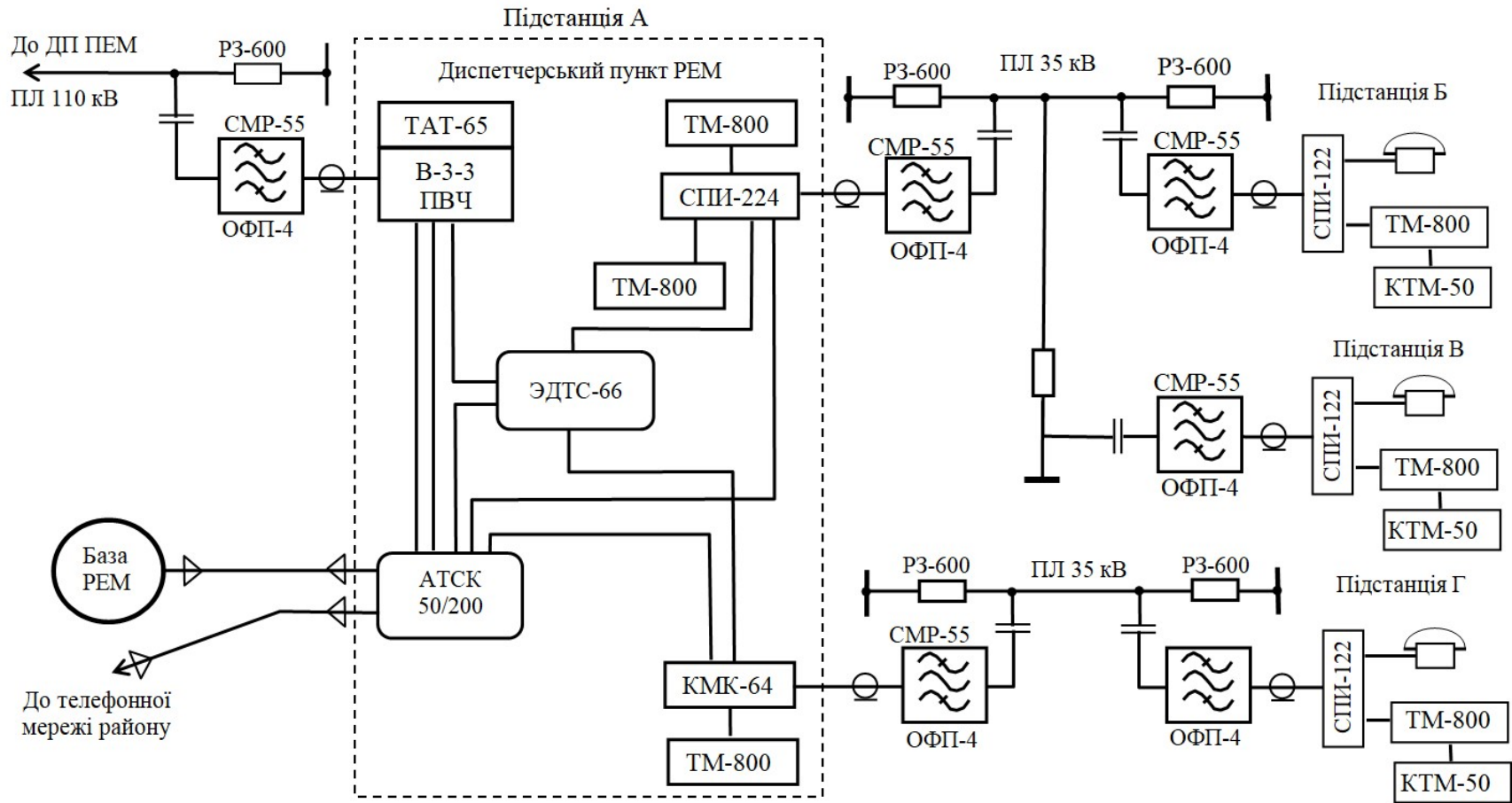


Рисунок 9.1 – Схема вмикання каналів диспетчерського і технологічного управління

Слід зазначити, що каналом називають сукупність технічних засобів, призначених для передачі повідомлень на відстань. Канал зв'язку утворюється в лінії зв'язку, він починається з виходу передавача і закінчується виходом приймача (рис. 9.1). Одна лінія зв'язку може бути використана для утворення кількох каналів з незалежною передачею повідомлень. Кількість таких каналів у лінії визначається її смугою пропускання, спектром сигналів і рівнем завад у лінії, а також типом апаратури ущільнення. Лінії зв'язку бувають провідними, радіолініями та лініями електропередачі.

9.2 Види зв'язку в енергетиці

Засоби зв'язку в енергетиці є одним з основних елементів у сфері контролю та управління виробництвом і розподілом теплової та електричної енергії в темпі процесу.

На сьогоднішній день поставлене завдання створення єдиної інтегральної, цифрової мережі передачі інформації на базі швидкісних цифрових каналів та сучасних центрів з каналною та пакетною комутацією, що одночасно буде елементом національної мережі загального користування.

У даний час в енергетиці існують наступні засоби і види зв'язку.

Первинна мережа. Складається з різноманітного середовища передачі в складі:

- лінії зв'язку магістрального напрямку на кабелях зв'язку з ущільненням 60-ти та 12-ти каналною апаратурою;
- зонові лінії зв'язку на кабелях з ущільненням 12-ти каналною апаратурою;
- орендовані канали;
- лінії зв'язку по лініях електропередач з ущільненням 1–3 каналною апаратурою;
- радіорелейні лінії зв'язку.

Обладнання вітчизняного та зарубіжного виробництва, що утворює первинну мережу, у цілому морально застаріло. Основний недолік – низька пропускна здатність первинної мережі. Її поліпшення передбачається провести за рахунок:

- реконструкції існуючих кабельних ліній зв'язку з метою їхнього ущільнення апаратурою ІКМ;
- будівництва нових кабельних ліній магістрального напрямку з використанням оптоволоконного кабелю, прокладеного в землі;
- будівництва нових кабельних ліній магістрального та зонових зв'язку з використанням підвішених на лініях електропередач оптичних кабелів;
- будівництва цифрових радіорелейних ліній у діапазоні 14 ГГц на апаратурі з антенними пристроями, які монтуються на лініях електропередач.

Телефонний зв'язок. Базується на АТС різного типу, вітчизняного та зарубіжного виробництва, в основному застарілих, з'єднаних каналами первинної мережі. Через обмежені можливості існуючого обладнання автоматизації та сервісу, мережа не відповідає сучасним вимогам. Її

поліпшення передбачається за рахунок реорганізації на базі:

- центрів цифрової комутації з функціями АТС;
- цифрових та електронних АТС;
- сполучних ліній на ІКМ-трактах, оптичних трактах, окремих цифрових ліній, каналів космічного зв'язку в обсязі первинної мережі.

Документальний зв'язок. Потреба підприємств у телеграфному та факсимільному зв'язку задовольняється за рахунок абонентських установок, включених у відповідну державну мережу загального користування. У перспективі реалізовуватиметься в обсязі відомчої, інтегральної мережі передачі інформації з використанням спеціальних засобів (перетворювачів протоколів).

Радіорелейна та ущільнена мережа зв'язку. На підприємствах електроенергетики на сьогоднішній день у виділеному УКВ діапазоні частот 160 МГц використовується, в основному, для організації лінійно-експлуатаційного зв'язку, у тому числі з рухомими суб'єктами.

Базується в основному на апаратурі зарубіжного виробництва. Її поліпшення передбачається за рахунок:

- використання нових технічних засобів, які дозволяють збільшити мережу каналів у виділеному діапазоні частот за рахунок звуження смуги між каналами з 25 до 12,5 кГц;
- розроблення цифрових радіостанцій;
- створення комплексної високоефективної мережі радіоканалів для радіорелейного зв'язку та передачі інформації.

Виробничий зв'язок. Директорський зв'язок, конференц-зв'язок, зв'язок для нарад, гучномовний зв'язок реалізовані за допомогою спеціального обладнання. У перспективі такий зв'язок передбачається реалізувати в обсязі функцій цифрових АТС і комутаційних центрів.

Технологічний зв'язок. Для потреб диспетчерського зв'язку застосовується спеціальне обладнання (диспетчерські комутатори) з використанням каналів первинної мережі;

У перспективі передбачається заміна застарілих комутаторів на цифрові, організація робочих місць диспетчера на базі комутаційних центрів та цифрових АТС.

9.3 Автоматизовані системи передачі інформації

Система передачі інформації — сукупність засобів, що служать для передачі інформації. В автоматизованих системах обробки інформації та управління використовуються системи автоматизованої передачі інформації - системи адміністративно-управлінського зв'язку.

На рисунку 9.2 представлена узагальнена структурна схема автоматизованої системи передачі інформації.

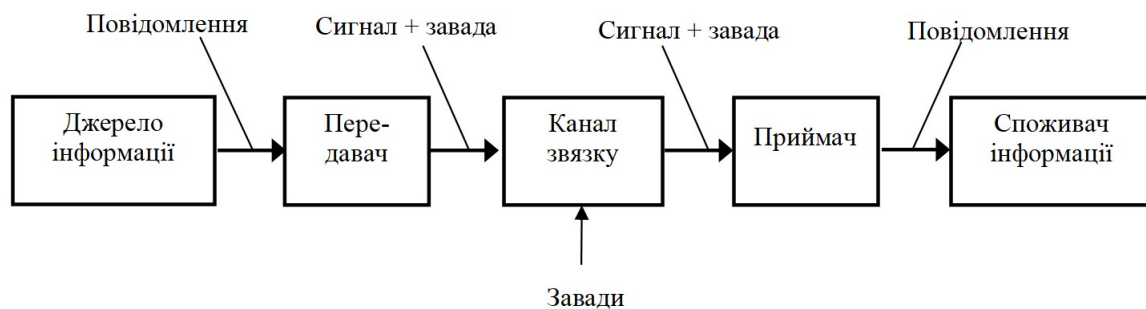


Рисунок 9.2 – Узагальнена схема автоматизованої системи передачі інформації

Джерело і споживач інформації, якими можуть бути ЕОМ, системи зберігання інформації, різного роду датчики та виконавчі пристрої, а також окремі користувачі, є абонентами системи передачі.

Передавач перетворює повідомлення, що надходять від абонента, в сигнал, що передається по каналу зв'язку.

Приймач виконує зворотне перетворення сигналу в повідомлення, що надходить абоненту.

При передачі інформації з каналів зв'язку на сигнал впливає ряд перешкод, що може призвести до невідповідності між переданим і одержуваним повідомленнями, тобто до недостовірної передачі інформації.

Найважливішим параметром якості системи передачі інформації є її пропускна здатність.

Пропускна здатність системи передачі інформації – найбільша теоретично досяжна кількість інформації, що може бути переданою по системі за одиницю часу. Пропускна здатність системи зв'язана із швидкістю перетворення інформації в передавачі та приймачі і припустимою швидкістю передачі інформації по каналу зв'язку, що залежить від фізичних властивостей каналу зв'язку й сигналу.

Швидкість передачі дискретної інформації по каналу зв'язку вимірюється в бодах. Один бод – це швидкість передачі одного біта в секунду: $1 \text{ бод} = 1 \text{ біт/с}$. Відповідно $1 \text{ Кбод} = 10^3 \text{ біт/с}$; $1 \text{ Мбод} = 10^6 \text{ біт/с}$.

9.4 Канали зв'язку

Канал зв'язку – підсистема *автоматизованої системи зв'язку* (АСЗ), що виконує функцію передачі повідомлень від джерела до одержувача (пряма передача) і від одержувача до джерела (зворотна передача).

В іншому трактуванні, *канал зв'язку* – це сукупність функціональних елементів, що дозволяють здійснити передачу різних видів інформації на значні відстані.

Для реалізації каналу зв'язку необхідна *лінія зв'язку* (ЛЗ) – фізичне середовище, у якому поширюються сигнали, і каналоутворюючі елементи. Як лінії використовуються спеціальні повітряні та кабельні лінії, проводи ЛЕП, оптичні кабелі та ін. По одній ЛЗ організують, зазвичай, декілька каналів

зв'язку. Розділ каналів зв'язку, що використовують одну ЛЗ, здійснюється за допомогою елементів ущільнення лінії за частотою або за часом.

Канал зв'язку, що *розуміється у вузькому змісті (тракт зв'язку)*, представляє тільки фізичне середовище поширення сигналів, наприклад, фізичну лінію зв'язку.

Канал зв'язку призначений для передачі сигналів між віддаленими пристроями. Сигнали несуть інформацію, призначену для подання користувачеві (людині), або для використання прикладними програмами АСДТУ.

Канал зв'язку включає наступні компоненти (рис. 9.3):

- передавальний пристрій;
- прийомний пристрій;
- середовище передачі різної фізичної природи.

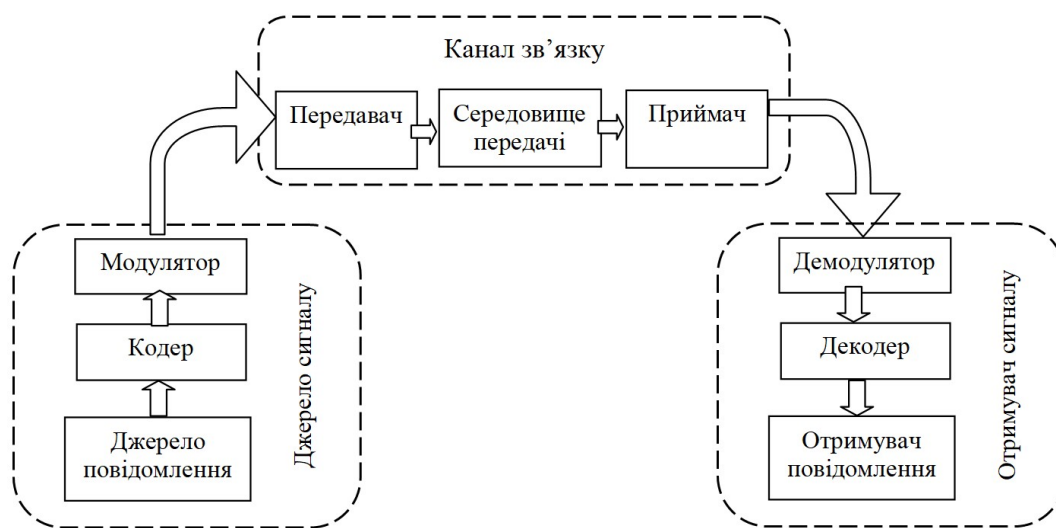


Рисунок 9.3 – Канал зв'язку

Формований передавачем сигнал, що несе інформацію, після проходження через середовище передачі надходить на вхід приймального пристрою. Далі інформація виділяється з сигналу і передається споживачеві. Фізична природа сигналу вибирається таким чином, щоб він міг розповсюджуватися через середовище передачі з мінімальним ослабленням і змінами. Сигнал необхідний як переносник інформації, сам він інформації не несе.

За фізичною природою канали зв'язку підрозділяються на *механічні*, використовувані для передачі матеріальних носіїв інформації, *акустичні*, *оптичні* та *електричні*, що передають відповідно звукові, світлові та електричні сигнали.

Електричні та оптичні канали зв'язку залежно від способу передачі сигналів можна підрозділити на провідні (дротові), що використовують для передачі сигналів фізичні провідники (електричні проводи, кабелі, світловоди), і бездротові, що використовують для передачі сигналів електромагнітні хвилі (радіоканали, інфрачервоні канали).

За формою подання переданої інформації канали зв'язку діляться на

аналогові, по яких інформація передається в безперервній формі, тобто у вигляді безперервного ряду значень будь-якої фізичної величини, і *цифрові*, передавальну інформацію, представлену у вигляді цифрових (дискретних, імпульсних) сигналів різної фізичної природи.

Розрізняють *три режими передачі інформації* по каналу зв'язку: *симплексний*, що реалізує передачу інформації в один бік; *дуплексний*, що дозволяє одночасний двобічний обмін інформацією; *напівдуплексний* – що реалізує почерговий обмін інформацією в обидва боки.

Канали зв'язку бувають:

– *комутовані канали зв'язку* (ККЗ) – створюються з окремих ділянок (сегментів) тільки на час передачі по ним інформації, а по закінченні передачі такі канали ліквідуються (роз'єднується);

– *виділені канали зв'язку* (ВКЗ) – створюються на тривалий час, не комутуються, мають постійні характеристики по довжині, пропускній здатності, завадостійкості.

Широко використовувані в автоматизованих системах управління електричні провідні канали зв'язку розрізняються за пропускною здатністю:

– *низькошвидкісні*, швидкість передачі інформації в яких від 50 до 200 біт/с. Це телеграфні канали зв'язку, як такі, що комутуються (абонентський телеграф), так і такі що не комутуються;

– *середньошвидкісні*, що використовують аналогові (телефонні) канали зв'язку; швидкість передачі в них від 300 до 9 600 біт/с, а в нових стандартах V.32 – V.34 Міжнародного консультативного комітету з телеграфії й телефонії (МККТТ) і від 14 400 до 56 000 біт/с;

– *високошвидкісні* (широкосмужні), що забезпечують швидкість передачі інформації понад 56000 біт/с.

Для передачі інформації в низькошвидкісних і середньошвидкісних каналах зв'язку фізичним середовищем зазвичай є провідні лінії зв'язку: групи або паралельних, або скручених проводів, називаних *крученою парою*. Вона являє собою ізольовані провідники, попарно звиті один з одним для зменшення як перехресних електромагнітних наведень, так і загасання сигналу при передачі на високих частотах.

Для організації високошвидкісних (широкосмужних) каналів зв'язку використовуються різні кабелі:

- екрановані із скрученими парами з мідних проводів;
- неекрановані із скрученими парами з мідних проводів;
- коаксіальні;
- оптоволоконні.

STP-кабелі (екрановані із скрученими парами з мідних проводів) мають гарні технічні характеристики, але незручні в роботі і дорогі.

UTP-кабелі (неекрановані із скрученими парами з мідних проводів) досить широко використовуються в системах передачі даних, зокрема в обчислювальних мережах.

Виділяють п'ять категорій скручених пар: перша й друга категорії використовуються при низькошвидкісній передачі даних; третя, четверта і п'ята

– при швидкостях передачі відповідно до 16,25 і 155 Мбіт/с. Ці кабелі мають гарні технічні характеристики, порівняно недорогі, зручні в роботі, не вимагають заземлення.

Коаксіальний кабель являє собою мідний провідник, покритий діелектриком і оточений скрученою з тонких мідних провідників захисною екранною оболонкою. Швидкість передачі даних по коаксіальному кабелю досить висока (до 300 Мбіт/с), але він недостатньо зручний у роботі і має високу вартість.

Оптоволоконний кабель (рис. 9.4) складається із скляних або пластикових волокон (світло-ведучих жил) діаметром кілька мікрометрів з високим показником переломлення n_c , оточених ізоляцією з низьким показником переломлення n_0 і розміщених у захисній поліетиленовій оболонці. На рисунку 9.4. а показаний розподіл показника переломлення по перерізу оптоволоконного кабелю, а на рисунку 9.4. б – схема розповсюдження променів. Джерелом випромінювання, розповсюджуваного по оптоволоконному кабелю, є світлодіод або напівпровідниковий лазер, приймачем випромінювання – фотодіод, що перетворює світлові сигнали в електричні. Передача світлового променя по волокну заснована на принципі повного внутрішнього відбиття променя від стінок світловедучої жили, за рахунок чого забезпечується мінімальне загасання сигналу.

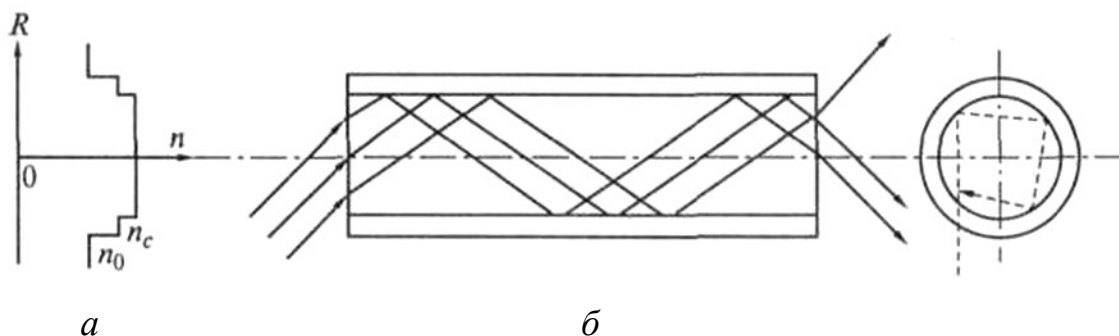


Рисунок 9.4 – Поширення променів по оптоволоконному кабелю:
а – розподіл показника переломлення по перерізу оптоволоконного кабелю; б – схема поширення променів

Окрім того, оптоволоконні кабелі забезпечують захист переданої інформації від зовнішніх електромагнітних полів і високу швидкість передачі до 1 000 Мбіт/с. Кодування інформації здійснюється за допомогою аналогової, цифрової або імпульсної модуляції світлового променя. Оптоволоконний кабель досить дорогий і використовується зазвичай лише для прокладання магістральних каналів зв'язку, наприклад, прокладений по дну Атлантичного океану кабель зв'язує Європу з Америкою. В обчислювальних мережах оптоволоконний кабель використовується на найбільш відповідальних ділянках, зокрема, в Internet. По одному товстому магістральному оптоволоконному кабелю можна одночасно організувати кілька сотень тисяч телефонних, кілька тисяч відеотелефонних і біля тисячі телевізійних каналів зв'язку.

Високошвидкісні канали зв'язку організують на базі безпроводних

радіоканалів.

Радіоканал – це бездротовий канал зв'язку, що прокладається через ефір. Для формування радіоканалу використовуються радіопередавач і радіоприймач. Швидкості передачі даних по радіоканалу практично обмежуються смугою пропускання приймально-передаючої апаратури. Радіохвильовий діапазон зумовлюється використовуваною для передачі даних частотною смугою електромагнітного спектру. У таблиці 9.1 представлені діапазони радіохвиль і відповідні їм частотні смуги.

Таблиця 9.1 – Діапазони радіохвиль і відповідні їм частотні смуги

Діапазон хвиль	Смуга частот
Наддовгі	3–30 кГц
Довгі	30–300 кГц
Середні	300–3000 ГГц
Короткі	3–30 МГц
Ультракороткі	30–300 МГц
Надвисокочастотні	300 МГц–30 ГГц
Міліметрові	30–300 ГГц
Субміліметрові	300–6 000 ГГц

Для комерційних телекомунікаційних систем найчастіше використовуються частотні діапазони 902–928 МГц і 2,40–2,48 ГГц.

Безпроводні канали зв'язку мають погану завадозахищеність, але забезпечують користувачеві максимальну мобільність і швидкість реакції.

Телефонні лінії зв'язку найбільш розгалужені і поширені. Вони здійснюють передачу звукових (тональних) і факсимільних повідомлень. На базі телефонної лінії зв'язку побудовані інформаційно-довідкові системи, системи електронної пошти та обчислювальних мереж. На базі телефонних ліній можуть бути створені аналогові та цифрові канали передачі інформації.

В *аналогових телефонних лініях* телефонний мікрофон перетворює звукові коливання в аналоговий електричний сигнал, який передається по абонентській лінії до АТС. Необхідна для передачі людського голосу смуга частот становить приблизно 3 кГц (діапазон 300 Гц – 3,3 кГц). Передача сигналів виклику здійснюється тим самим каналом, що й передача мови.

У *цифрових каналах зв'язку* аналоговий сигнал перед уведенням дискретизується – перетворюється в цифрову форму: кожні 125 мкс (частота дискретизації дорівнює 8 кГц) поточне значення аналогового сигналу відображається 8-розрядним двійковим кодом.

Відповідно до норм Єдиної автоматизованої системи зв'язку й рекомендацій *Міжнародного консультативного комітету з телефонії й телеграфії* (МККТТ) як стандарт робочого діапазону телефонного каналу прийнята смуга частот 300 – 3 400 Гц. Для телефонних каналів диспетчерського і технологічного зв'язку в ЕЕС прийнята смуга частот 300 – 2 400 Гц.

Рекомендаціями МККТТ передбачені наступні основні швидкості передачі по телефонних каналах з частотним діапазоном 300–3 400 Гц: $V_{\text{п}} = 200, 600, 1\,200, 2\,400, 4\,800$ біт/с і додаткові швидкості $V_{\text{п}} = 1\,800, 2\,000, 3\,600, 4\,200$ біт/с. Поряд з телефонними можуть бути реалізовані широкосмужні (з діапазоном частот до десятків і сотень кГц) канали для передачі по них інформації в кодовій формі із швидкостями 9 800, 19 600 біт/с і більше.

Швидкість передачі даних по базовому каналу 64 Кбіт/с. Для створення більш швидких каналів кілька каналів поєднують в один – мультиплексують. Мультиплексовані, наприклад, 32 базових канали забезпечують пропускну здатність 2 048 Кбіт/с. Цифрові канали (базові або мультиплексовані) використовують повсюдно в сучасних магістральних системах, а також для приєднання до них офісних цифрових АТС.

В останні роки став розвиватися і цифровий абонентський доступ, при якому дискретизація звукового сигналу виконується вже в абонентській телефонній системі, що містить інтерфейсний цифровий адаптер.

Найбільш розвинутою є міжнародна **цифрова мережа з інтеграцією послуг *Integrated Serviced Digital Network*** (ISDN), що використовує цифрові абонентські канали. Швидкості передачі даних, реалізовані мережею, – 64 Кбіт/с, 128 Кбіт/с, 2 Мбіт/с.

Параметри основних типів апаратури зв'язу наведені в таблиці 9.2.

Таблиця 9.2 – Характеристики апаратури зв'язку

Тип	Призначення	Робочий діапазон, кГц	Число каналів		Смуга частот, кГц	
			телефонних	телемеханіки	телефонних	телемеханіки
АСК-3	Телефонний зв'язок і телемеханіка	40–500	3	до 9	0,3–3,4	2,5–3,4
КМК-226	Телефонний зв'язок і телемеханіка	50–350	2	8	0,3–1,8	2,0–2,5
ТСД-70		40–500	1	12	0,3–2,0	0,67–1,23
СПИ-244		40–500	2	4	0,3–2,3	2,5–3,3

Основними перевагами цифрових комунікацій порівняно з аналоговими є надійність, цілісність каналів зв'язку, можливість ефективніше впроваджувати механізми захисту даних, що засновані на їхньому шифруванні.

Використовуються також комбіновані канали. Так, з телефонного ККЗ з діапазоном 300–3 400 Гц може бути організований телефонний канал з діапазоном 300–2 400 Гц (тональна частина), а в діапазоні 2 400–3 400 Гц (надтональна частина) чотири вузькосмужних канали із швидкістю 100 біт/с, два канали із швидкістю 200 біт/с або один канал із швидкістю 300 біт/с.

Для передачі інформації на вищих рівнях ієрархії управління ЕЕС використовуються високочастотні канали зв'язку по проводам ЛЕП,

високочастотні кабельні магістралі, радіорелейні лінії, орендовані канали міністерства зв'язку. На низьких рівнях ієрархії – високочастотні канали зв'язку по ЛЕП, низькочастотні по ПЛ і КЛ зв'язку, ультракороткохвильовий радіозв'язок.

9.5 Підсистема диспетчерського і селекторного зв'язку

З позицій надійності та «живучості» систем диспетчерського зв'язку найбільш прийнятним є використання окремого комутаційного обладнання. Комутатор диспетчерського зв'язку повинен працювати по виділеній мережі, тобто використовувати заздалегідь закріплені канали зв'язку (припускаючи їхнє дублювання) і підтримувати різні існуючі в цей час стики (Е1, ISDN, канал тональної частоти, двох і чотирипровідні закінчення). Також він повинен мати найбільш простий і зручний інтерфейс роботи диспетчера та абонента (виклик однією кнопкою, відповідь підняттям трубки та ін.). Комутатор повинен мати можливість підключення зручних для персоналу диспетчерських пультів. Система диспетчерського зв'язку повинна функціонувати з мінімальними можливостями для втручання персоналу (вплив людського фактору). Комутатори повинні мати можливість перспективного дообладнання, для виконання вимог ІР-телефонії з незмінним режимом роботи диспетчера (перехід на нову технологію не змінює інтерфейс взаємодії диспетчера з обслуговуючим пультом диспетчерського зв'язку).

Всім перерахованим вище умовам відповідають системи диспетчерського і селекторного зв'язку на базі комутатора ALFA.

Розглянемо декілька сучасних і перспективних систем диспетчерського зв'язку, побудованих на базі обладнання ALFA [15].

9.5.1 Диспетчерська система з аналоговими каналами, цифровими потоками Е1 і мережею ІР-телефонії

Основою даної системи (рис. 9.5) є обладнання ALFA, яке дозволяє реалізувати диспетчерську систему, що використовує для зв'язку диспетчера з абонентами різні системи передачі даних (аналогові канали, цифрові потоки Е1, ІР мережу). Таке рішення дозволяє поетапно змінювати застарілі системи передачі на нові з мінімальними витратами на модернізацію системи диспетчерського зв'язку, і при цьому режим взаємодії диспетчера і підлеглих абонентів залишається незмінним.

Особливості системи:

- дуплексний зв'язок;
- управління з'єднаннями за допомогою пульта;
- селективне з'єднання з абонентами;
- генеральний виклик і конференція всіх абонентів;
- можливість виклику однією клавішею груп;
- автоматичні регулювання рівня та придушення шуму;
- діагностика системи;

- тихий і гучномовний зв'язок у пульті диспетчера і в абонентському пристрої;
- можливість з'єднання з абонентами IP-АТС і абонентами класичної телефонної мережі.

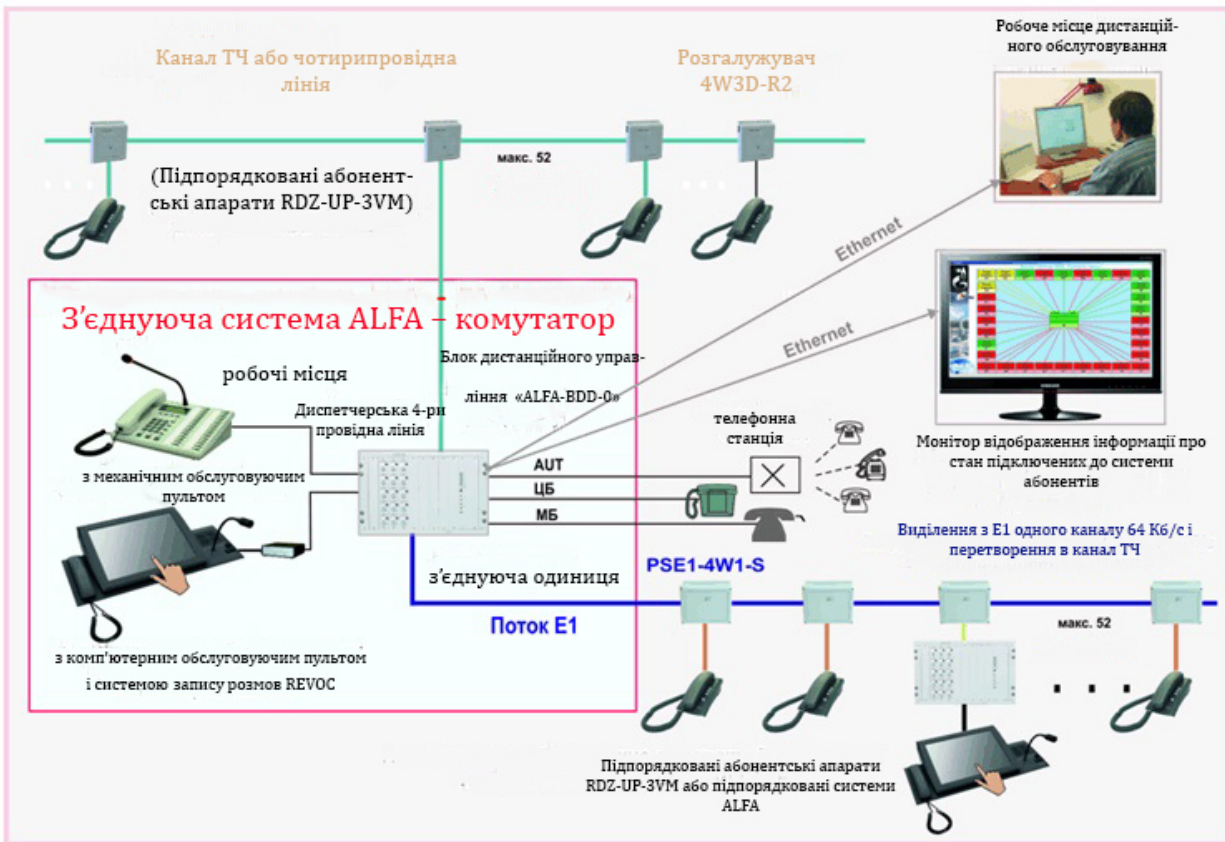


Рисунок 9.5 – Диспетчерська система з аналоговими, цифровими та IP-каналами

9.5.2 Диспетчерська система з мережею IP-телефонії

IP-телефонія (рис. 9.6) дозволяє реалізувати голосову комунікацію за допомогою мережі даних (LAN / WAN). Основним принципом є перетворення голосу з аналогової в цифрову форму і наступну його передачу пакетами в мережі LAN/WAN, використовуючи протокол IP (Voice over Internet Protocol – VoIP). На іншому кінці мережі даних відбувається зворотне перетворення в аналоговий сигнал.

Диспетчер і абоненти підключені до IP-мережі. Комутацію пакетів з функцією управління конференціями та багатоадресного розсилання виконує спеціалізований сервер з підключеним до нього пультом диспетчера.

До одного сервера диспетчерської системи можна підключити до 100 абонентів. Диспетчер здійснює з'єднання з абонентами. У розмові з диспетчером можуть бути: один абонент, група абонентів або всі абоненти.

Основні елементи системи:

- *IP-сервер* – програмно керована станція, що забезпечує голосову комунікацію за допомогою мережі даних;
- *IP-телефон* – кінцеве обладнання для передачі голосу;
- *голосовий шлюз* – обладнання перетворення даних в IP-мережі в стандартні телефонні сигнали та навпаки.

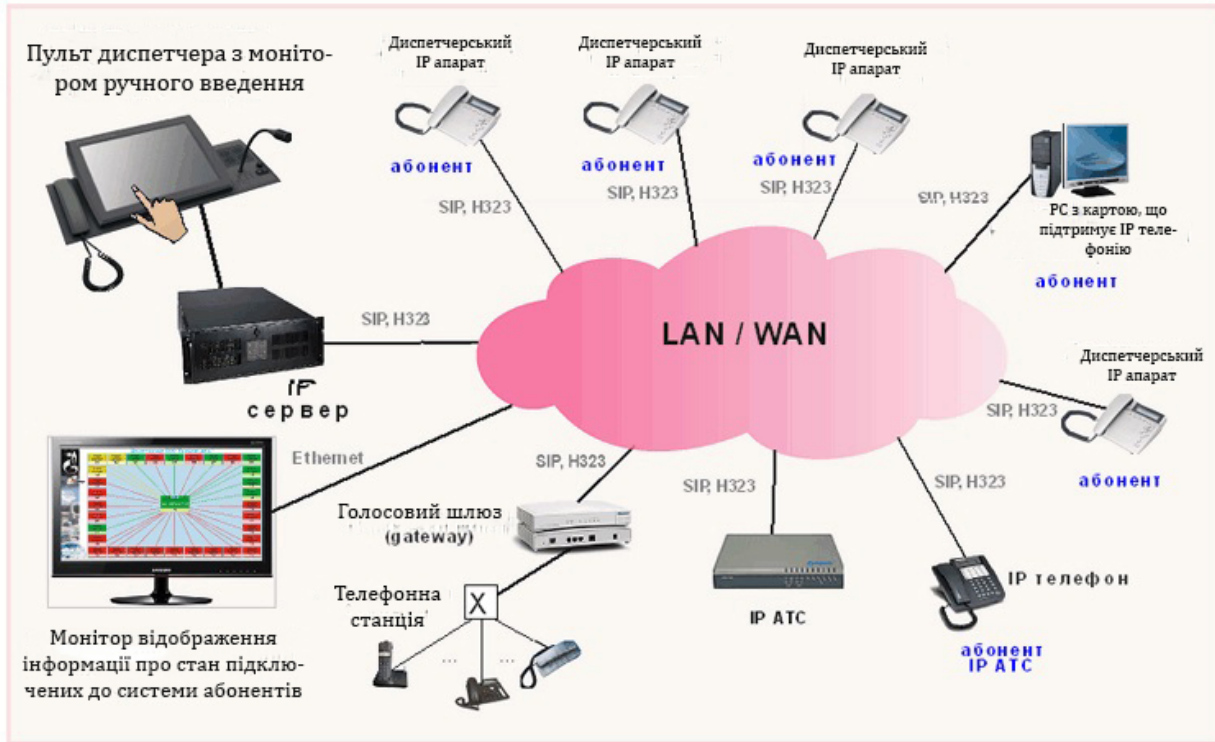


Рисунок 9.6 – Диспетчерська система з мережею IP-телефонії

Функціональні можливості системи:

- дуплексний зв'язок;
- управління з'єднаннями за допомогою пульта диспетчера;
- селективне з'єднання з абонентами;
- генеральний виклик і конференція всіх абонентів;
- можливість виклику однією клавішею груп абонентів;
- автоматичні регулювання рівня та придушення шуму;
- діагностика системи ;
- тихий і гучномовний зв'язок у пульті диспетчера і в абонентському пристрої;
- можливість з'єднання з абонентами IP-АТС і абонентами класичної телефонної мережі.

9.5.3 Система комплексного селекторного зв'язку

Обладнання ALFA дозволяє реалізувати систему селекторного зв'язку, що використовує для зв'язку учасників наради між собою різні системи передачі даних: аналогові канали, цифрові потоки E1, IP мережу (рис. 9.7).

Інтерфейс IFC-VoIP-4W призначений для перетворення пакетів з голосовою інформацією мережі VoIP в аналогову чотири провідну лінію і

навпаки.

Функціональні можливості системи:

- організація наради оператором на окремому робочому місці;
- установка режиму роботи кожного абонентського пристрою оператором наради (прийом, прийом-передача, перебій);
- можливість зміни з'єднання і режиму роботи абонентських пристроїв під час наради;
- акустична і оптична сигналізація режиму роботи абонентського пристрою;
- динамічне шумозаглушення і автоматичне регулювання рівня прийнятого сигналу;
- контроль за ходом наради з боку оператора;
- загальний виклик;
- модульна побудова системи;
- гнучке програмування режиму роботи ліній;
- три одночасні конференції;
- організація резервної системи з переходом на неї без втрати зв'язку.

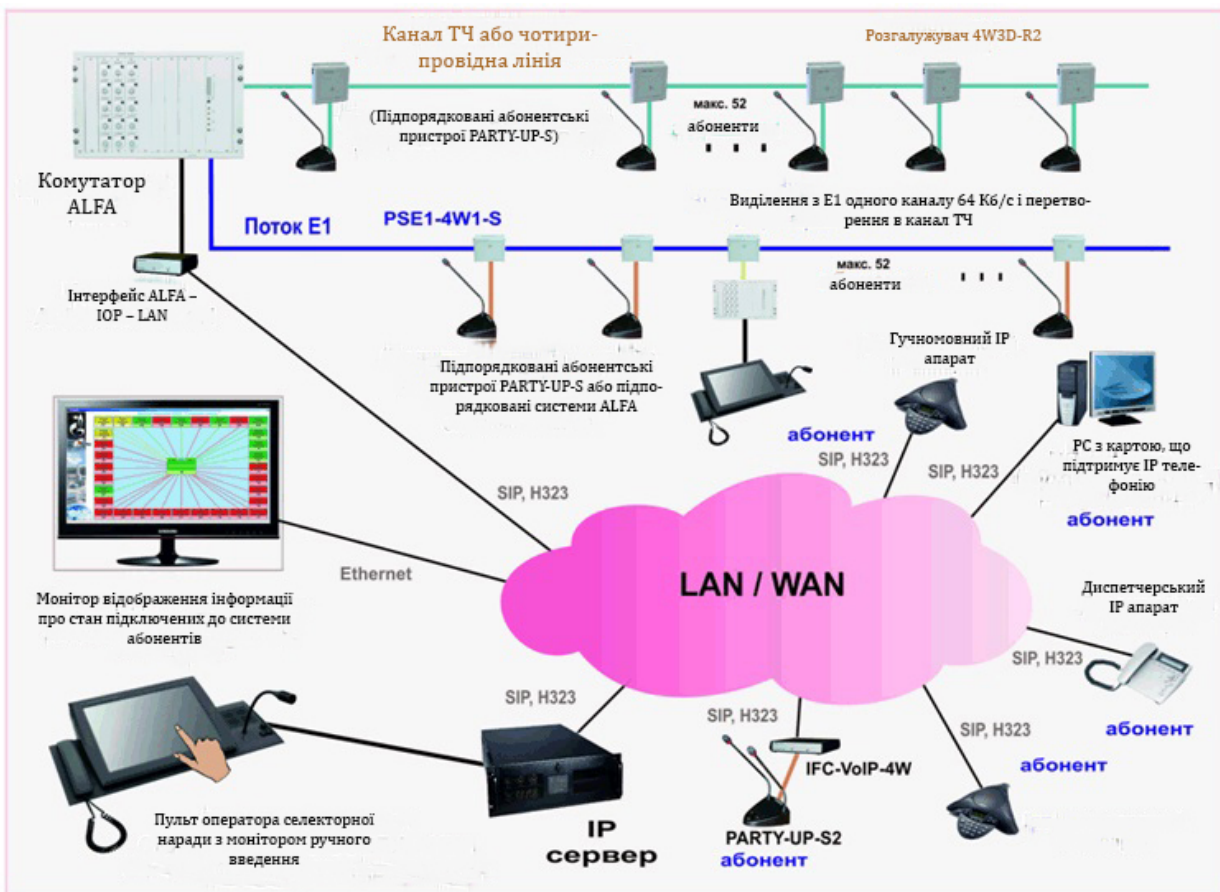


Рисунок 9.7 – Система комплексного селекторного зв'язку

Контрольні запитання

1. Які засоби зв'язку передбачаються для диспетчерських пунктів?
2. Поясніть схему вмикання каналів диспетчерського і технологічного

управління.

3. Які засоби зв'язку використовуються в ЕЕС?
4. Які види зв'язку використовуються в ЕЕС?
5. Поясніть узагальнену структуру автоматизованої системи передачі інформації.
6. Поясніть відмінність понять канал зв'язку та лінія зв'язку.
7. Як розрізняють канали зв'язку за швидкістю передачі?.
8. Які основні характеристики аналогових каналів зв'язку?
9. Які основні характеристики цифрових каналів зв'язку?
10. Опишіть систему комплексного селекторного зв'язку?

Тема 10

АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

10.1 Постановка завдання обліку електричної енергії

Сучасна ринкова економіка вимагає нових підходів до споживання електроенергії. Сьогоднішній принцип: менше електроенергії, більше продуктивність – досить складно реалізувати. Першим кроком до нових принципів споживання електроенергії є облік і контроль споживання енергії. Завдяки точному обліку можливо більш ефективно організувати всі робочі процеси на підприємстві, зменшити витрати на електроенергію за рахунок вибору найбільш дешевого й вигідного постачальника на Оптовому ринку електроенергії, за рахунок зниження втрат від розкрадань і несанкціонованих підключень, а також за рахунок прогнозування й планування споживання електроенергії.

Для контролю й обліку електроенергії, насамперед потрібне відповідне устаткування. Із цією метою створюються автоматизовані системи обліку електроенергії. Системи можуть бути комерційними й технічними. Основним завданням автоматизованих систем обліку електроенергії є вимір обсягу споживання (постачання) електроенергії.

Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) встановлюються на підприємствах з метою допуску їх до торговельної системи оптового ринку електроенергії. Допуск дозволяє регулювати вартість електроенергії, орієнтуючись на оптимально вигідні пропозиції.

Автоматизовані системи технічного обліку електроенергії (АСТОЕ) дозволяють вести облік і контроль на суб'єкті, у тому числі такому, що має безліч точок обліку, рознесених як завгодно далеко одна від одної, збираючи й видаючи інформацію з періодичністю, заданою користувачем.

Автоматизовані системи обліку енергоресурсів дозволяють значно підвищити якість обліку, забезпечують наявність оперативної достовірної інформації, більш точний режим споживання електроенергії. У цілому вони дозволяють значно знизити витрати електроенергії без втрати ефективності виробництва.

Автоматизовані системи обліку електроенергії встановлюють як на джерелах (електростанціях) так і у споживачів електричної енергії.

Автоматизовані системи комерційного й технічного обліку електроенергії необхідні для дистанційного обліку електроенергії. Так само вони забезпечують інформацію для комерційних розрахунків, забезпечують керування енергоспоживанням, визначають технологічні втрати.

АСКОЕ будуються на базі сучасного високотехнологічного обладнання: вимірювальних трансформаторів струму й напруги, лічильників, устаткування, що забезпечує збір і передачу даних, обчислювальних і комунікаційних засобів. АСКОЕ дозволяють збирати, обробляти й зберігати інформацію про електроенергію отриману, передану або розподілену. Крім того, вони дозволяють оперативно формувати звіти.

Автоматизовані системи комерційного й технічного обліку електроенергії мають великі можливості. Серед них – необмежена кількість точок і груп обліку, підтримка будь-яких каналів зв'язку, можливість використання сучасних операційних систем та баз даних. Вони мають зручний і зрозумілий інтерфейс, можливість надання даних, як у текстовому, так і в графічному або табличному виді, можливість зберігання даних у заархівованому виді необмежену кількість часу. Системи АСКОЕ забезпечують повну безпеку зберігання й обробки даних.

У сучасних АСКОЕ багато можливостей і вже усе складніше проводити строгі границі функціональності або приналежності – іде складний процес конвергенції різних по призначенню автоматизованих систем у складні корпоративні комплекси. АСКОЕ стає частиною АСУ ТП або диспетчерських систем, усе важче стає відмитити границю з АСУП, розділити АСКОЕ й ООК тощо. WEB – технології дозволили створювати глобальні системи обліку й аналізу енерговикористання й, разом з тим, різко понизили мінімальну границю для систем, звівши до граничної простоти конструювання міні – і мікро-АСКОЕ.

10.2 Технічний і комерційний облік електроенергії

10.2.1 Загальні відомості

Технічний облік електроенергії – облік для контролю технологічних втрат електроенергії на електроенергетичному підприємстві (усередині електростанцій, підстанцій, електричних мереж), а також для обліку витрати електроенергії на власні господарські й виробничі потреби.

До технічного обліку електроенергії відносять облік перетікань по високовольтним ЛЕП між підстанціями однієї мережної компанії, облік на введеннях силових автотрансформаторів і трансформаторів, шин і секцій шин, а також облік у РП і в окремих електроприймачів.

Технічний облік електроенергії допомагає полегшити процес формування структури втрат електроенергії за групами елементів електричної мережі, детальної структури втрат підстанцій, виявити елементи з підвищеними

втратами, скласти баланс електроенергії, визначити фактичне завантаження силових автотрансформаторів і трансформаторів, трансформаторів власних потреб, а також іншого електроустаткування.

Наявність приладів технічного обліку є дуже важливою складовою для проведення енергетичного аудита, аналізу втрат електроенергії й розроблення заходів щодо їхньої мінімізації.

Комерційний облік електроенергії – процес виміру кількості електричної енергії й визначення обсягу потужності, збору, зберігання, обробки, передачі результатів цих вимірів і формування, у тому числі розрахунковим шляхом, даних про кількість виробленої й спожитої електричної енергії (потужності) для цілей взаєморозрахунків за поставлену електричну енергію (потужність), а також за пов'язані із зазначеними поставками послуги.

Наприклад, для здійснення грошових розрахунків на Оптовому ринку електричної енергії, однією з вимог є одержання Паспорта (акту) установлення відповідності автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) технічним вимогам оптового ринку електричної енергії, на роздрібному ринку технічні вимоги м'якше, а для організації комерційного обліку електроенергії в побутовому секторі досить установити технічно справний лічильник електроенергії, внесений до державного реєстру засобів вимірів, запросити представника енергопостачальної організації для приймання вузла обліку і пломбування кришки клемника лічильника електроенергії.

Тверді вимоги до надійності технічних засобів обліку електроенергії, до їхніх високих класів точності обумовлені необхідністю знизити ризик фінансових втрат при можливому виході з ладу будь-яких елементів АСКОЕ. Всяка технічна несправність, що виникла в ЕСКОЕ, або порушення в схемі підключення лічильника призводять до заниження результатів вимірів і, як наслідок до недообліку електроенергії. Це може призвести до серйозних збитків у генеруючій, мережній, енергопостачальній або енергозбутовій організації. Наприклад, середньочасова величина відпуску електроенергії з АЕС у мережу великої мережної компанії по повітряній ЛЕП напругою 750 кВ становить більше 1000 тис. кВт*годин. Неважко представити які втрати можуть виникнути при несправному комерційному обліку такої лінії. Будь-який розрахунковий метод відновлення комерційної інформації має погрішність більшу, ніж безпосередній вимір.

Тому недооцінка значимості комерційного обліку електроенергії неприпустима в умовах ринку електроенергії, де вироблення електроенергії, надання послуг по її передачі й збуту перебувають «у руках» різних компаній.

10.2.2 Вимоги до систем технічного й комерційного обліку

Вимоги до лічильників технічного обліку:

– клас точності лічильників для ліній електропередачі із двостороннім живленням напругою 220 кВ і вище, трансформаторів потужністю 63 МВ·А й більше повинен бути не гірше 1,0;

– для інших суб'єктів клас точності повинен бути не гірше 2,0.

При наявності АСКОЕ прилади технічного обліку електроенергії також входять до складу системи й відповідають більшості вимог до лічильників комерційного обліку. Лічильники технічного обліку мають менший клас точності й не підлягають державному метрологічному контролю й нагляду. Вони підлягають калібруванню з періодичністю, що відповідає інтервалу між повірками.

Загальні вимоги. В основу АСКОЕ закладаються принципи відкритості архітектури й комунікацій, розподіленого функціонування, з метою забезпечення можливості включення в автоматизовану систему обліку електроенергії рівня обленерго.

Складові частини АСКОЕ, що забезпечують облік електроенергії, повинні бути внесені до Державного реєстру засобів вимірів України, мати діючі свідчення про перевірку й забезпечувати точність, надійність, повноту, вірогідність і верифікацію отриманих даних обліку електроенергії.

Вимірювальний комплекс у цілому й окремі прилади й засоби обліку повинні задовольняти наступним вимогам [ПУЕ]:

– ланцюги обліку від вимірювальних трансформаторів до лічильників електроенергії виконуються цільним кабелем з мідними жилами (перетином не нижче 2,5 мм²);

– електролічильники трансформаторного включення із трансформаторами напруги й/або струму включають через запломбовані блоки, які встановлюють у шафі обліку або в безпосередній близькості від нього;

– кабелі вторинних ланцюгів, жили кабелів і провідники, що приєднуються до збірок затисків або апаратів, повинні мати маркування;

– лічильники, блоки, локальне встаткування АСКОЕ встановлюють у запломбованому шафі обліку з віконцем (скло) для зняття показань;

– на кожний вимірювальний комплекс комерційного обліку складають паспорт (паспорт-протокол) точки обліку.

Вимоги до лічильників електричної енергії. Прилади комерційного обліку електроенергії, що працюють у складі АСКОЕ, які є джерелами первинної інформації для АСКОЕ, повинні задовольняти наступним основним вимогам і забезпечувати:

– облік активної (в одному або двох (при необхідності) напрямках) і реактивної (у двох напрямках) енергії й потужності;

– наявність виходів (інтерфейсів) перевірочних імпульсів (пропорційних вимірюваним величинам) для кожного з видів вимірюваної енергії;

- обчислення параметрів енергоспоживання за поточну й минулу добу, місяць, сезон, рік;
 - обчислення й фіксацію середньої потужності за минулі півгодини;
 - ведення графіка навантаження;
 - період інтеграції вимірюваних величин з інтервалом 1, 3, 5, 10, 15, 30, 60 хв;
 - зберігання інформації не менш ніж за останні 45 діб;
 - формування бази даних результатів обліку з обов'язковою прив'язкою величин до часу одержання вимірів і зберігати їх в енергонезалежній пам'яті;
 - відстеження перевищення заданої межі максимального навантаження (по активній енергії);
 - наявність захисту (парольне, механічне блокування (пломба)) від несанкціонованої зміни параметрів;
 - автоматичний перехід на літній/зимовий час;
 - підключення зовнішнього резервного електроживлення;
 - локальну комунікацію з комп'ютером і/або переносним програматором-зчитувачем через оптопорт і дистанційне зчитування накопиченої інформації засобами АСКОВ рівня обленерго (переважно по цифрових каналах передачі даних RS-232 або RS-485 (RS-422));
 - погрішність ходу внутрішнього таймера не більш 0,5 с у добу й мати можливість зовнішньої синхронізації ходу внутрішнього таймера;
 - ведення «журналу фіксації нестандартних ситуацій (подій)»;
 - програмувальну послідовність повідомлень;
 - працездатність при температурі навколишнього повітря від -25 °С до +55 °С;
 - термін служби не менше – 20 років;
 - інтервал між повірками – не менше 6 років.
 - дисплей: багато сегментний (опціон з підсвічуванням);
 - конструктивне виконання лічильника повинне повністю відповідати вимогам надійності, простоти й безпеки експлуатації, запобігання несанкціонованого доступу;
 - два незалежно (одночасно) працюючих комунікаційних інтерфейси;
 - незалежна робота оптичного інтерфейсу й інтерфейсу передачі даних RS.
- Програмне забезпечення приладу обліку повинне забезпечувати:
- програмування лічильника;
 - зчитування даних, перегляд даних в експлуатаційному режимі (миттєві дані);
 - документування даних, можливість конвертації інформації в один з розповсюджених форматів (*.xls, *.csv, *.txt);
 - можливість експорту/імпорту (переносу, додавання, відновлення) баз даних, установлених на різних комп'ютерах.

10.3 Загальні відомості про АСКОЕ

Метою створення АСКОЕ є забезпечення дистанційного обліку електричної енергії будь-якої енергосистеми, оперативні розрахунки балансів, надання інформації для комерційних розрахунків, визначення технологічних витрат і втрат, оперативне керування режимами енергоспоживання.

Впровадження АСКОЕ забезпечує:

- своєчасний облік витрати електроенергії кожним абонентом мережі без необхідності прямого доступу для звірення показань;
- відстеження технічного стану й виявлення несправних лічильників електроенергії;
- перехід на розрахунки по диференційованих тарифах часу доби;
- виявлення й локалізація втрат електроенергії;
- підвищення класу точності й чутливості;
- скорочення кількості контролерів-обхідників;
- зниження рівня витрат на обслуговування точок обліку і організацію виписки рахунків;
- підвищення рівня відповідальності абонентів за своєчасну оплату платіжних рахунків;
- своєчасне виявлення розкрадань електроенергії;
- відсутність викривлень при знятті показань електролічильників за рахунок виключення людського фактора;
- оперативне використання даних по електроспоживанню в процесі ухвалення рішення по закупівлі електроенергії.

АСКОЕ – це комплекс контрольно-вимірювальної апаратури, комунікацій зв'язку (мереж передачі даних), ЕОМ і *програмного забезпечення* (ПЗ), що виконує функцію комерційного обліку електроенергії. Стара назва – автоматизована інформаційно-вимірювальна система комерційного обліку електроенергії.

До складу АСКОЕ ходять лічильники енергій і потужності, обладнання збору й передачі даних, комунікаційне обладнання, ЕОМ зі спеціалізованим ПЗ, ПЗ обміну даними вимірів.

Лічильники енергії й потужності – мікропроцесорні лічильники з цифровим інтерфейсом або імпульсним виходом. На комерційний облік встановлюють лічильники з класом точності 0,2S і 0,5S, на технічний облік – 1,0.

За своїми функціональними можливостями цифрові лічильники дозволяють урахувати за тарифами активну й реактивну енергію й потужність у двох напрямках, фіксувати максимальну потужність навантаження на заданому інтервалі часу, зберігати вимірювані дані у своїй пам'яті до року, вимірювати й деякі параметри якості електроенергії (напругу, струм, частоту, кути зрушення фаз, провали напруги тощо).

Лічильники мають цифрові виходи (інтерфейси), через які дані передаються до комп'ютерів. Вони передають уже готові дані в кіловат-годинах. і тільки в ті кілька секунд, коли з ними встановлений зв'язок. Якщо

зв'язок відсутній, то вся інформація протягом декількох місяців збирається й зберігається в пам'яті лічильника. При передачі даних комп'ютер обмінюється з лічильником спеціальними командами, які підтверджують правильність переданої й прийнятої інформації. Вони забезпечують вірогідність зібраних даних близьку до 100%.

Обладнання збору й передачі даних (ОЗПД) – це, як правило, спеціалізовані промислові міні-комп'ютери (мультиплексори, телесуматори тощо) призначені для збору даних з лічильників, обробки цих даних й передачі на верхній рівень системи. Використовується в складних системах, наприклад у разі похвилинного обліку для спостереження за графіком навантаження. ОЗПД дозволяє об'єднати в системі розв'язання завдань як комерційного, так і технічного обліку.

До ОЗПД крім цифрових лічильників можна підключити й індукційні лічильники з імпульсними виходами, що дає можливість зменшити вартість системи й не міняти відразу всі лічильники. Крім того, ОЗПД забезпечує передачу даних на верхні рівні АСКОЕ.

ОЗПД забезпечують передачу даних як по низько швидкісних так і по високошвидкісних каналах. Це дозволяє використовувати існуючі «старі» канали, і спрощує завдання об'єднання системи АСКОЕ із системою керування підприємством, за рахунок застосування різних протоколів зв'язку. У багатьох випадках застосування ОЗПД дозволяє підвищити гнучкість системи.

Комунікаційне обладнання – канали зв'язку (комутовані й виділені телефонні канали, радіоканали тощо) і апаратура зв'язку (модеми, радіомодеми, мультиплексори тощо).

ЕОМ із установленим спеціалізованим ПЗ забезпечують збір й аналіз даних від декількох лічильників або груп споживачів.

ПЗ обміну даними вимірів з іншими підприємствами або постачальником електроенергії.

Основним завданням АСКОЕ є точний вимір кількості спожитої й переданої енергії й потужності (можливо, з обліком добових, зонних і інших тарифів), забезпечення можливості зберігання цих вимірів (наприклад, протягом місяця, року тощо) і доступу до цих даних для проведення розрахунків з постачальником/споживачем. Крім того, важливою складовою є можливість аналізу споживання (передачі) енергії й потужності.

Впровадження АСКОЕ може забезпечити значну економію коштів по оплаті енергоресурсів. Це дозволить зняти необґрунтоване економічне навантаження із усіх груп споживачів і в першу чергу з підприємств бюджетної сфери. АСКОЕ веде до істотного скорочення втрат, а це дає можливість вишукати ресурси на подальший розвиток.

Крім економічного ефекту, впровадження АСКОЕ дозволяє значно поліпшити діяльність енергетичних підприємств і в інженерно-технічному аспекті. Інтегруючи АСКОЕ у виробничу діяльність, можна реалізувати автоматизоване оперативне диспетчерське управління й контроль, підвищити оперативність аварійних служб, використовуючи непрямі розрахункові методики й аналіз, організувати планово-запобіжні ремонти й планувати

технічне переозброєння підприємства.

До складу АСКОЕ нижнього рівня входить *локальне устаткування збору та обробки даних* (ЛУЗОД) – сукупність пристроїв (або один пристрій), які забезпечують вимірювання, збір, накопичення, оброблення даних про обсяги й параметри потоків електричної енергії та значення споживаної потужності на окремій площадці вимірювання, реалізують процедуру реєстрації показів засобів обліку за відповідними періодами години та мають інтерфейс передачі даних в АСКОЕ вищого рівня.

Тобто, у складі ЛУЗОД достатньо мати багатофункціональні засоби обліку та комунікаційне обладнання, що забезпечує можливість передачі даних в АСКОЕ.

Відповідно до [11], автоматизована система комерційного обліку електричної енергії – сукупність об'єднаних у єдину функціональну метрологічно-атестовану систему локального устаткування збору й обробки даних засобів (засобу) обліку, каналів передачі інформації та пристроїв приймання, обробки, відображення та реєстрації інформації.

Принципова відмінність ЛУЗОД від АСКОЕ полягає в тому, що ЛУЗОД забезпечує виключно функцію формування первинної вимірювальної інформації щодо обсягів і параметрів потоків електричної енергії та значення споживаної потужності на окремій площадці вимірювання та надає можливість передачі/прийому цих даних в/з автоматизовану систему комерційного обліку.

АСКОЕ об'єднує сукупність ЛУЗОД у єдину функціональну систему яка забезпечує вимірювання, збір, реєстрацію, накопичення, оброблення та відображення інформації з ЛУЗОД, а також виконує ряд функцій по забезпеченню виконання власником електроустановки вимог [11] в частині, яка впливає на комерційні розрахунки з постачальником електричної енергії, електропередавальною організацією (контроль потужності в години максимуму, контроль обсягу власного споживання електроенергії, контроль показників якості споживання та інше).

10.4 Приклад АСКОЕ району електричних мереж

АСКОЕ Рубівського РЕМ Вітебських електромереж [8] створювалася з метою забезпечення обліку інформації про електричну енергію, що отримана, розподілена й відпущеної споживачам. Для реалізації системи були застосовані наступні технічні рішення:

Організований приладовий облік електроенергії по введеннях і фідерах 6–10 кВ на суб'єктах РЕМ (7 підстанцій 110/35/10 кВ), а також на ПЛ 110–35 кВ у точках перетікань на трьох суміжних підстанціях сусідніх РЕМ. Для цього були використані більше ста цифрових лічильників електроенергії «ГРАН-ЕЛЕКТРО СС-301» виробництва Гран-система, м. Мінськ. Деякі точки обліку АСКОЕ РЕМ були задіяні в системі комерційного обліку на базі лічильників «Євро-альфа» СП «АББ ВЭИ Метроника». З метою збереження діючої системи комерційного обліку, дані з цих лічильників вирішено було одержувати по імпульсним каналам.

Для інтеграції лічильників електроенергії були застосовані обладнання

збору й передачі даних (ОЗПД) СЭМ+02 виробництва УП Мікрон, м. Вітебськ.

Для передачі даних енергообліку було вирішено використовувати діючі канали системи телемеханіки на базі ПТК «АРКОНА», ТОВ НОВОСОФТ, м. Новополицьк. Для цього була проведена часткова модернізація апаратури й програмного забезпечення контролерів телемеханіки на суб'єктах РЕМ. Це дозволило підвищити швидкість обміну до 600 бод по в/ч каналу зі збереженням телефонного зв'язку й до 2 400 бод при використанні повного діапазону в/ч каналу.

Були організовані два центри (сервери) збору даних АСКОЕ – у Рубівському РЕМ і в ОДС Вітебських ЕМ. Сервер збору РЕМ забезпечує збір даних із власних підстанцій, сервер ОДС ВЕМ – із суміжних підстанцій інших РЕМ у точках перетікань, а також приймання інформації зі ЦППС ЦДС Вітебськенерго за точками обліку підстанції Вітебськ-330. Сервери збору здійснюють обмін інформацією АСКОЕ по телемеханічних каналах зв'язку й, додатково, з використанням корпоративної мережі підприємства на базі регіональної *локальної мережі* (ЛМ) таким чином, що обоє серверів збору одержують інформацію в повному обсязі.

У системі передбачений облік за наступними параметрами енергоспоживання:

1. Поточні параметри (інтервал відновлення – 3 хвилини):

- величини струмів і напруг;
- показання лічильників;
- потужність.

2. Параметри енергоспоживання:

- отримана енергія з початку доби, місяця (інтервал відновлення – 30 хвилин);
- сумарна енергія за добу;
- сумарна енергія за місяць.

Значення отриманої енергії надходять за запитом від ОЗПД. Опитування значень здійснюється в автоматичному режимі. Система проводить контроль цілісності й вірогідності інформації. При необхідності система автоматично виконує запит відсутньої інформації за минулі періоди. Таким чином, навіть при наявності збоїв у роботі апаратури зв'язку, архів інформації енергообліку містить дані за всі періоди без пропусків.

На підставі первинних даних здійснюється формування розрахункових параметрів, таких як сумарне споживання по підстанції й РЕМ, баланси потужності й енергії, розрахунки втрат при передачі енергії тощо.

Уся оперативна й накопичена інформація АСКОЕ доступна для відповідального персоналу у вигляді графіків, таблиць і звітів, а також може бути легко інтегрована в якості компонента загальної інформаційної системи підприємства.

Система збору даних АСКОЕ функціонує паралельно із системою диспетчерського управління. Контролер КП, крім функції збору телемеханічної інформації, здійснює видачу запитів на ОЗПД СЭМ+02. Дані АСКОЕ передаються на верхній рівень у загальному потоці телемеханічної інформації.

Сервер АСКОЕ також одночасно є резервним сервером телемеханіки зі збереженням усіх функцій відображення й диспетчерського управління комплексом.

Програмне забезпечення Сервера АСКОЕ побудоване на основі пакета програм АСКОЕ-РЕМ розробки ТОВ НОВОСОФТ. Програмні модулі пакета забезпечують функції конфігурування й діагностики системи, синхронізації часу на суб'єктах, автоматичного опитування даних, архівування інформації, а також експорту поточних і архівних даних.

ПЗ «Диспетчер опитування» в автоматичному режимі відслідковує стан архіву даних, здійснює видачу запитів на суб'єкти з початком нового періоду опитування (півгодини, доба, місяць), до запитує відсутні дані за минулі періоди. Також є можливість сформулювати запит за будь-який минулий період у ручному режимі вибірково по лічильникові або по групі лічильників.

Усі повідомлення, сформовані в ході роботи диспетчера опитування, а також дії персоналу по налаштуванню й адмініструванню системи фіксуються в журналах.

ПЗ АСКОЕ-РЕМ легко інтегрується з Scada-пакетом ТМ2000 розробки ТОВ НОВОСОФТ, що дозволяє оснастити АРМ фахівців різноманітними засобами перегляду й аналізу інформації й складання звітів.

ПЗ АСКОЕ-РЕМ має модульну структуру. Це дозволяє, не порушуючи цілісності основних модулів пакета, додавати функціональні блоки, специфічні для конкретного завдання. Приклад – уведення в АСКОЕ Рубівського РЕМ функцій обміну даними по корпоративній мережі, експорт даних енергообліку й розрахунки технологічних параметрів у реальному часі, уведення планових параметрів енергоспоживання.

У цілому система зберігає свою універсальність і може бути з найменшими витратами встановлена й адаптована на будь-якому іншому суб'єкті електромереж або на промисловому підприємстві. Система може бути модернізована як шляхом включення підтримки нових типів технічних засобів, так і за допомогою включення нових функцій обробки інформації.

У пакеті передбачені засоби контролю інформації АСКОЕ й захисту від несанкціонованого доступу, що дозволяє використовувати ПО АСКОЕ-РЕМ у тому числі й у системах комерційного обліку.

Контрольні запитання

1. Поясніть загальну постановку завдання обліку електричної енергії.
2. Які вимоги до систем технічного обліку?
3. Які вимоги до систем комерційного обліку?
4. Які вимоги ПУЕ до вимірювальних комплексів?
5. Поясніть основні вимоги до лічильників електричної енергії.
6. Що входить в обладнання збору й передачі даних?
7. Поясніть різницю між АСКОЕ та ЛУЗОД.

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Автоматизация управления энергообъединениями / В. В. Гончуков, В. М. Горштейн, Л. А. Крумм и др. Под ред С. А. Савалова. – М. : Энергия, 1979. – 431 с.
2. Мурашко Н. А. Анализ и управление установившимися состояниями электроэнергетических систем / Н. А. Мурашко, Ю. А. Охорзин, Л. А. Крумм. – Новосибирск : Наука, Сиб. отделение, 1987. – 282 с.
3. Андриевский Е. Н. Диспетчерский пункт района распределительных сетей / М. : Энергоатомиздат, 1987. – 122 с.
4. Гамм А. З. Усовершенствованные алгоритмы оценивания состояния электроэнергетических систем / А. З. Гамм, И. Н Колосок // Электричество. – 1987. – №11. – С. 25–29.
5. Гамм А. З. Методы решения задач реального времени в электроэнергетике / А. З. Гамм, О. И. Паламарчук, Ю. Н. Кучеров. – М. : Наука, 1990. – 226 с.
6. ГОСТ 13109. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Электрон. ресурс]. – Введен в действие Постановлением Госстандарта РФ от 28 августа 1998 г. № 338. – Электрон. тект. данные. – Режим доступа: http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_3385.htm, свободный (дата обращения : 23.11.2019). – Название с экрана.
7. ДСТУ 3429-96. Електрична частина електростанції й електричної мережі. Терміни й визначення [Електрон. ресурс]. – Електрон. текст. дані. – Режим доступу : <http://budstandart.ua/read/document/show/3105358/id/198559349?submenu=10722>, вільний (дата звернення 10.09.2021). – Назва з екрана.
8. Калентионок Е. В. Оперативное управление в энергосистемах : учеб. пособ. / Е. В. Калентионок, В. Г. Прокопенко, В. Т. Федин ; под общ. ред. В. Т. Федина. – Минск : Вышш. шк., 2007. – 354 с.
9. Оптимизация долгосрочных режимов энергосистем : сб. науч. трудов ВНИИЭ. – М. : Энергоиздат, 1987. – 187 с.
10. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Електрон. ресурс] : Наказ Мінпаливенерго України від 25.07.2006 № 258. – Електрон. текст. дані. – Режим доступу : <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z1143-06>, вільний (дата звернення 17.10.2021). – Назва з екрана.
11. Правила користування електричною енергією: Постанова Національної комісії з питань регулювання електроенергетики України від 31.07.1996 № 28 [Електрон. ресурс]. – Електрон. текст. дані. – Режим доступу : <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0417-96>, вільний (дата звернення 17.10.2021). – Назва з екрана.

12. Про електроенергетику : Закон України від 16.10.1997 р. № 575/97-ВР // Відомості Верховної ради України, 1998. – № 1. – Ст. 1 [Електрон. ресурс]. – Електрон. текст. дані. – Режим доступу : <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/575/97-вр>, вільний (дата звернення 17.10.2021). – Назва з екрана.

13. РД 34.48.151. Нормы технологического проектирования диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем [Электрон. ресурс]. – Электрон. текст. данные. – Режим доступа : <http://s-doc.ru/rd-34-48-151>, свободный (дата обращения 17.10.2021). – Название с экрана.

14. ЗАО «Системы связи и телемеханики» [Электрон. ресурс] : сайт. – Электрон. текст. данные. – Режим доступа : <http://www.ctsspb.ru/>, свободный (дата обращения 08.10.2021). – Название с экрана.

15. ООО «ТриА-нет» – системный интегратор в области телекоммуникаций и информационных технологий [Электрон. ресурс] : сайт. – Электрон. текст. данные. – Режим доступа : <http://www.3anet.com.ua/ru/articles/article1205>, свободный (дата обращения 08.10.2021). – Название с экрана.

16. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. – Київ : Індустрія, 2010. – 608 с.

17. Електроенергетика України. Структура, керування, інновації : монографія / І. В. Хоменко, О. А. Плахтій, В. П. Нерубацький, І. В. Стасюк. – Харків : НТУ «ХП», ТОВ «Планета-Прінт», 2020. – 132 с.

Навчальне видання

ОХРИМЕНКО Вячеслав Миколайович

АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для здобувачів другого (магістерського)
рівня вищої освіти денної та заочної форм навчання
зі спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка)*

Відповідальний за випуск *В. Є. Плюгін*
За авторською редакцією
Комп'ютерне верстання *В. М. Охріменко*

План 2022, поз. 216Л

Підп. до друку 10.11.2022. Формат 60 × 84/16.
Електронне видання. Ум. друк. арк. 8,1

Видавець і виготовлювач:
Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Маршала Бажанова 17, Харків, 61002.
Електронна адреса: office@kname.edu.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:
№ ДК 5328 від 11.04.2017.