



І. В. Хоменко, О. А. Плахтій,  
В. П. Нерубацький, І. В. Стасюк

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ. СТРУКТУРА, КЕРУВАННЯ, ІННОВАЦІЇ

## ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ. СТРУКТУРА, КЕРУВАННЯ, ІННОВАЦІЇ

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»  
УКРАЇНСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ЗАЛІЗНИЧНОГО ТРАНСПОРТУ

**І. В. Хоменко, О. А. Плахтій,  
В. П. Нерубацький, І. В. Стасюк**

# **ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ. СТРУКТУРА, КЕРУВАННЯ, ІННОВАЦІЇ**

**Монографія**

Рекомендовано Вченою радою НТУ «ХПІ»

Харків  
НТУ «ХПІ»  
2020

УДК 628.312

E50

***Рецензенти:***

*Гриб Олег Герасимович*, д-р техн. наук, проф., Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»;

*Тугай Дмитро Васильович*, д-р техн. наук, доц., Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова.

Публікується за рішенням Вченої ради НТУ «ХПІ»,  
протокол № 6 від 13.11.2020 р.

**E50** Електроенергетика України. Структура, керування, інновації : монографія / І. В. Хоменко, О. А. Плахтій, В. П. Нерубацький, І. В. Стасюк. – Харків: НТУ «ХПІ», ТОВ «Планета-Прінт», 2020. – 132 с.  
ISBN 978-617-7897-02-5

В монографії викладено питання структури і принципів керування електроенергетикою України. З метою підвищення надійності і ефективності роботи електроенергетичної галузі запропоновано нові технічні рішення.

Призначено для наукових співробітників, аспірантів і студентів електроенергетичних спеціальностей, що спеціалізуються у галузі керування режимами електричних мереж і систем.

Іл. 40. Табл. 13. Бібліогр. 105 найм.

УДК 628.312

ISBN 978-617-7897-02-5

© Хоменко І. В., Плахтій О. А.,  
Нерубацький В. П., Стасюк І. В., 2020  
© НТУ «ХПІ», 2020

## ЗМІСТ

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ, ЩО ЗАСТОСОВУЮТЬСЯ У МОНОГРАФІЇ	5
ПЕРЕДМОВА	6
РОЗДІЛ 1	
СУЧАСНИЙ СТАН І ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ	7
1.1. Історія електроенергетики України	7
1.2. Сучасна електроенергетика України	9
РОЗДІЛ 2	
ЕНЕРГЕТИЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ	16
2.1. Економічні перспективи енергетичної безпеки	16
2.2. Структура енергетики України	21
РОЗДІЛ 3	
ГЕНЕРУЮЧІ ПОТУЖНОСТІ УКРАЇНИ	24
3.1. Теплові електростанції	24
3.2. Атомні електростанції	25
3.3. Гідроелектростанції	26
РОЗДІЛ 4	
НЕК «УКРЕНЕРГО»	28
4.1. Функціонування компанії	28
4.2. Північна енергосистема України	34
РОЗДІЛ 5	
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАЛЬНІ КОМПАНІЇ	36
5.1. Структура та функціонування компанії	36
5.2. Діяльність електропостачальної компанії	39
РОЗДІЛ 6	
ЕНЕРГОРИНОК УКРАЇНИ	42
6.1. Становлення енергоринку	42
6.2. Сучасні тенденції розвитку енергоринку	49

6.3. Зміна моделі енергоринку України	52
6.4. Умови роботи на новому ринку електричної енергії	54
6.5. Ринок експорту електроенергії	56
РОЗДІЛ 7	
ОСНОВИ ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО УПРАВЛІННЯ	60
7.1. Завдання і організація управління	60
7.2. Планування режиму роботи	62
7.3. Управління режимом роботи	65
7.4. Заходи щодо запобігання «лавини» частоти	68
7.5. Характеристики систем живлення	71
7.6. Способи регулювання напруги в енергосистемі	75
7.7. Управління обладнанням	77
7.8. Попередження і ліквідація технологічних порушень	79
7.9. Вимоги до оперативних схем	81
7.10. Оперативно-диспетчерський персонал	81
7.11. Перемикання в електричних установках	84
7.12. Автоматизовані системи диспетчерського керування	87
7.13. Засоби диспетчерського та технологічного керування	88
РОЗДІЛ 8	
ІНОВАЦІЙНІ ЗАХОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ	90
8.1. Підвищення надійності пристроїв РПН силових трансформаторів	90
8.2. Засоби підвищення якості електроенергії	105
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	122

## СПИСОК СКОРОЧЕНЬ, ЩО ЗАСТОСОВУЮТЬСЯ У МОНОГРАФІЇ

- АЕС – атомна електростанція  
АН – автономний інвертор напруги  
АПВ – автоматичне повторне включення  
АСДК – автоматизована система диспетчерського керування  
АСКТП – автоматизована система керування технологічним процесом  
АСОЕ – автоматизована система обліку електричної енергії  
АЧР – автоматичне частотне розвантаження  
ВЕО – виробничі енергетичні об'єднання  
ВЛ – високовольтні лінії (електропередачі)  
ГЕС – гідроелектростанція  
ДПЗД – державне підприємство зовнішньоекономічної діяльності  
ДРК – двигун з ротором, що котиться  
ЗДТК – засоби диспетчерсько-технологічного управління  
ЕЕС – електроенергетична система  
ЕС – енергосистема  
ЄЕС – єдина енергосистема  
МЕМ – магістральна електрична мережа  
НДЦ – національний диспетчерський центр  
НКРЕ – національна комісія регулювання електроенергетики  
ОДГ – оперативно-диспетчерська група  
ОДС – об'єднана диспетчерська служба  
ОДУ – об'єднане диспетчерське управління  
ОЕС – об'єднана енергетична система  
ОРЕ – оптовий ринок електроенергії  
ОСР – оператор системи розподілення  
ПЛ – повітряні лінії (електропередачі)  
ПС – підстанції  
РЕВ – рада економічної взаємодопомоги  
РЕМ – район електричної мережі  
РПН – регулювання напруги під навантаженням  
САФ – силовий активний фільтр  
ТЕС – теплова електростанція  
ЦДС – центральна диспетчерська служба

## ПЕРЕДМОВА

Надійна та економічна робота електроенергетичної галузі визначається трьома взаємопов'язаними складовими: технічним станом обладнання, кваліфікацією персоналу і ефективною організацією виробництва на всіх його етапах. Всі ці питання тісно пов'язані з широким впровадженням передових сучасних технологій. Сучасний етап розвитку енергетики характеризується процесами формування і управління енергетичними потоками, з одного боку, і фінансовими потоками, з іншого. Саме цей матеріал і складає основу наукової праці.

Монографія розглядає основи організації та управління енергетикою України, впровадження інноваційних технологій. Матеріали монографії засновані на практичному досвіді наукових досліджень, що проводяться в науково-виробничих та учбових закладах м. Харкова, протягом декількох років використовувалися при читанні лекцій з курсу «Організація енергоспоживання», «Оптимізація нормальних режимів ЕЕС» в Національному технічному університеті «Харківський політехнічний інститут», а також при читанні спеціальних дисциплін в Українському державному університеті залізничного транспорту і Харківському національному університеті міського господарства імені О. М. Бекетова.

Матеріал монографії розраховано для фахівців, що працюють в галузі електроенергетики, і може бути використано для організації учбового процесу для студентів старших курсів електроенергетичних спеціальностей. Сподіваємося, що книга буде корисною для систематизації знань і розуміння складних процесів, характерних для керування режимами в електроенергетичній галузі.

## РОЗДІЛ 1

### СУЧАСНИЙ СТАН І ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

#### 1.1. Історія електроенергетики України

Історія електроенергетики України бере свій початок з 1920 року з прийняттям плану ГОЕЛПРО. Інтенсивний розвиток електроенергетика України отримала в 1920–1941 рр. Вводилися теплові електростанції (ТЕС), побудовано Дніпровську гідроелектростанцію (ГЕС), розвивалися електромережі.

У 30-х роках сформувалася Донбаська, Дніпровська, Ростовська, Київська та Харківська енергосистеми (ЕС), які мали свої диспетчерські центри управління. Введення повітряної лінії електропередачі (ПЛ) 220 кВ Донбас-Дніпро об'єднало на паралельно роботу Донбаську і Ростовську ЕС з утворенням Південного Об'єднання енергосистеми (ОЕС).

Для координування роботи енергосистеми наказом Наркомтяжпрома СРСР від 3 березня 1938 року в м. Горлівка було створено Бюро Південної енергосистеми, перейменованого на Південну Об'єднану диспетчерську службу (ОДС) у 1940 р.

У довоєнний період найвища напруга була: в Харківенерго – 110 кВ, Дніпроенерго – 154 кВ, Донбасенерго – 220 кВ.

У 1944–1950 рр. після звільнення України почалося відновлення зруйнованих електростанцій і електричних мереж. У 1944 р. відновлено роботу Південної ОДС. Введено ТЕС з енергоблоками 100 і 150 МВт, ГЕС і нові електромережі.

У 1960–1970 рр. на ТЕС було введено в експлуатацію енергоблоки на 200 і 300 МВт, а також перший енергоблок на 800 МВт.

З 1961 р. паралельно з Південною ОЕС почала працювати Північно-Кавказька ОЕС. У 1962 р. від Добротвірської ДРЕС через високовольтні лінії (ВЛ) 220 кВ почався експорт електроенергії в країни-члени Ради економічної взаємодопомоги (РЕВ). У 1967 р. закінчилося об'єднання Південної ОЕС і Молдавської ЕС. З 1969 р. почала паралельну роботу Південна ОЕС з ОЕС СРСР.

У 1964 р. Південна ОДС перетворена в Південне Об'єднане диспетчерське управління (ОДУ) з розширенням прав і обов'язків.

У 1970–1990 рр. на ТЕС введено енергоблоки на 300 і 800 МВт. Побудовано потужні ТЕЦ в Києві і Харкові. Закінчено спорудження ГЕС Дніпровського каскаду і Дністровської ГЕС. Інтенсивно розвивалася атомна енергетика, на АЕС вводилися енергоблоки на 440 і 1000 МВт.



З 1974 р. розпочався розвиток електромереж Південної ОЕС напругою 750 кВ. У 1974–1977 рр. введено ВЛ 750 кВ Донбас–Дніпро–Вінниця–Західна Україна, до яких згодом приєдналася енергосистема з АЕС.

З введенням ПЛ 750 кВ Західноукраїнська – Альбертішна (Венгрія) у 1979 р. Південна ОЕС почала працювати паралельно з ОЕС країн-членів РЕВ (ОЕС «МИР»). У 1984–1986 рр. побудовано ВЛ 750 кВ Хмельницька АЕС – Жешув (Польща), Південноукраїнська АЕС – Ісакча (Румунія) – Варна (Болгарія). Експорт електроенергії з Південної ОЕС в країни-члени РЕВ зріс до 28–30 млрд. кВт·год на рік.

У 70-ті роки ХХ сторіччя розпочато створення автоматизованої системи диспетчерського управління та впровадження електронно-обчислювальних машин в ОЕС СРСР, Південної ОЕС і інші енергосистеми.

На всіх етапах розвитку ОЕС персонал Південного ОДУ здійснював планування і оперативно-технологічне управління режимами роботи енергосистем, що входило в зону його відповідальності.

У 1988 р. Південне ОДУ було перепідпорядковано Міненерго України і перейменовано на ОДУ України.

У 1995 р. під час реструктуризації електроенергетики України ліквідовано вісім виробничих енергетичних об'єднань (ВЕО) і створено 27 електропостачальних компаній, чотири генеруючих компанії ТЕС, дві гідрогенеруючі компанії, Державну електричну компанію «Укрелектропередача» і Національний диспетчерський центр (НДЦ) України. До складу НДЦ увійшли вісім регіональних диспетчерських центрів і знову створений підрозділ «Енергоринок». Державна електрична компанія «Укрелектропередача» сформувалася на базі структур ВЕО, які обслуговували магістральні лінії електропередач 220–750 кВ.

*Для координації робіт з розвитку і експлуатації магістральних і міждержавних електромереж і удосконаленню оперативно-технологічного управління ОЕС наказом Міненерего України від 15 квітня 1998 р. створена Національна енергетична компанія «Укренерго» шляхом об'єднання Національного диспетчерського центру України та Державної електричної компанії «Укрелектропередача».*

Таким чином, в даний час електроенергетична система України – одне з найбільш потужних енергооб'єднань Східної Європи. Тривалий період часу ЕС України разом з ЕС Молдови утворювали Південну об'єднану енергосистему (Південна ОЕС), яка була частиною Єдиної енергосистеми (ЄЕС) колишнього

СРСР. ЕС України працювала електрично синхронно як з суміжними енергосистемами ЄЕС, так і з енергосистемами країн Східної Європи. Розвиток електроенергетики України було направлено на забезпечення безперебійного постачання електроенергією всіх галузей народного господарства. ЕС України забезпечувала виробництво електроенергії і постачання її споживачам в кількості до 300 млрд. кВт·год на рік.

## **1.2. Сучасна електроенергетика України**

Сьогодні електроенергетичний комплекс України включає в себе великі електростанції, внутрішньосистемні та міжсистемні зв'язки у вигляді повітряних ліній електропередачі (ПЛ) і великі вузлові підстанції (ПС) вищих класів напруги, а також розвинені електричні мережі напруги 35–150 кВ – мережі зв'язку зі споживачами електроенергії. Відповідальну роль в забезпеченні енергетичної безпеки країни відіграють магістральні електричні мережі [1]. Ці мережі сформовані з використанням напруг 220 – 330 – 400 (500) – 750 кВ. Загальна протяжність магістральних ПЛ становить 22900 км, в експлуатації знаходиться 135 підстанцій напругою 220–750 кВ з сумарною трансформаторною потужністю – 78200 МВ·А.

За роки незалежності в електромережевому господарстві України накопичилося безліч проблем, що зумовили не тільки погіршення показників економічності і надійності роботи ЕС в цілому, але і зниження енергетичної безпеки країни.

Затяжна економічна криза в Україні вплинула на погіршення стану і розвиток електричних мереж. Аналіз темпів мережевого будівництва за період з 1986 р. по теперішній час показує, що починаючи з 1991 р. відзначалася стійка тенденція зниження введення нових ПЛ і трансформаторної потужності. Так, якщо за період з 1986 р. по 1990 р. було побудовано близько 2500 км ліній напругою 220 кВ і вище (500 км на рік), в період 1991–1995 рр. – приблизно 500 км (120 км в рік), то в 1996–2000 рр. було введено лише дві лінії сумарною довжиною 290 км (70 км на рік).

Скорочення мережевого будівництва в останні роки викликано рядом об'єктивних причин:

- 1) значний спад електроспоживання (на 30 % в порівнянні з 1991 р.);
- 2) відмова від спорудження нових енергоємних підприємств;
- 3) обмеження введів генеруючих потужностей;

4) нестача фінансових коштів для завершення будівництва нових мережевих об'єктів.

Хронічна затримка введення вкрай відповідальних електромережевих об'єктів, масове старіння конструкцій, електротехнічного та енергетичного обладнання поряд з дефіцитом органічного палива для електростанцій протягом усього десятиліття з 1991 р. по 2000 р. створили ситуацію «замикання» потужності діючих енергоблоків атомних електростанцій. З іншого боку, це визначило режими роботи ЕС України на межі допустимих параметрів. В кінцевому підсумку комплекс наведених факторів привів до необхідності введення обмежень споживачів електроенергії та їх вимушеного відключення.

Слід зазначити, що недобудовані і не прийняті в експлуатацію ВЛ і ПС є об'єктами розкрадання чорних і кольорових металів, масштаби якого досягли безпрецедентних розмірів. Для здачі в металобрухт знімаються куточки металевих опор, проводу, троси, арматура ізолюючих підвісок. Є випадки подібних розкрадань і на діючих мережевих об'єктах. В умовах, коли не вистачає коштів не тільки на нове будівництво, а й на виконання ремонтів діючих мереж, це призводить до значних додаткових витрат на «добудову» ще не введених об'єктів, на реконструкцію і капітальний ремонт існуючих мереж.

Забезпечення енергетичної безпеки країни вимагає в найкоротші терміни завершити розпочате будівництво ВЛ для видачі потужності АЕС і приступити до реконструкції і технічного переоснащення існуючих ПЛ і ПС. Існуючі електричні мережі здатні задовольнити, в основному, потреби відновлювання української економіки, якщо продовжити термін їх служби ще на 20–30 років. Фахівці вважають, що в сучасній економічній обстановці реабілітація існуючих основних мереж України лежить на шляхах використання ефективних способів продовження терміну їх служби з одночасним приведенням ліній і підстанцій до сучасного технічного рівня і чинним нормам по надійності, безпеки, впливу на навколишнє середовище і т. п. [2].

Стратегічне значення для всіх галузей енергетики України, як і для всього народно-господарського комплексу, має рівень енергоспоживання. Фактичне виробництво електроенергії (1990–2000 р.) і прогноз (2000–2015 р.) наведено на рис. 1.1. Фактичну кількісну характеристику виробництва електроенергії на Україні за останні роки наведено на рис. 1.2 і в табл. 1.1.

В останні роки міністерство енергетики, енергокомпанії та підприємства електроенергетичної галузі працювали в досить складних умовах. Це обумовлено високими технологічними втратами електроенергії на її передачу по електричних мережах майже 12 %, що викликано заборгованостями в енергетичному

секторі економіки, недостатніми виплатами споживачів за електроенергію в окремих областях України.

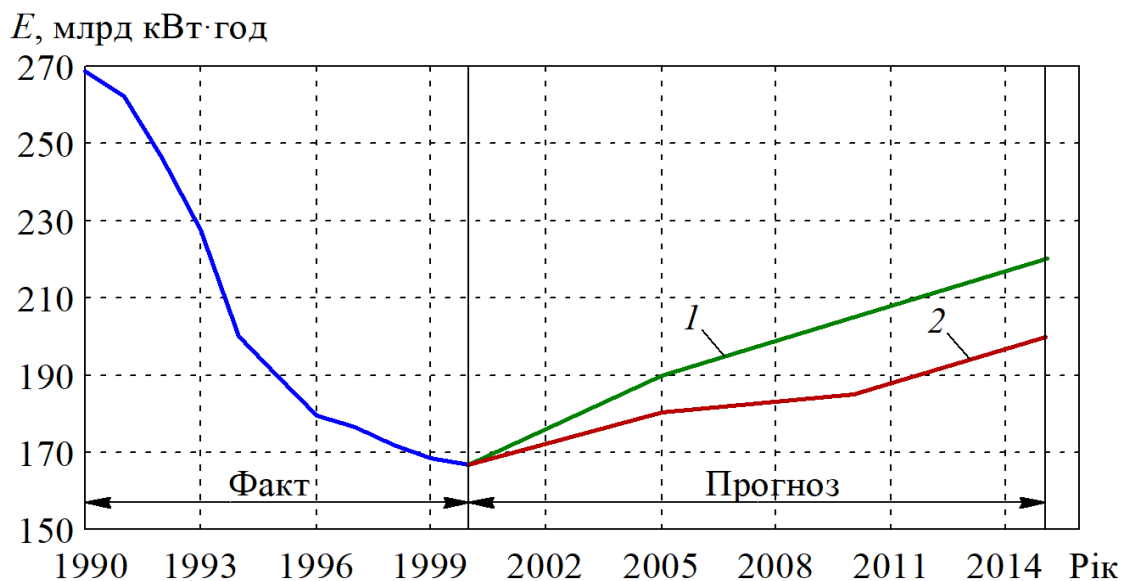


Рисунок 1.1 – Прогноз виробництва електроенергії в Україні:

1 – оптимальні темпи розвитку; 2 – помірні темпи розвитку економіки

Характеристики енергоспоживання наведено на рис. 1.3 і в табл. 1.2, а встановлену потужність електростанцій – на рис. 1.4 і в табл. 1.3.

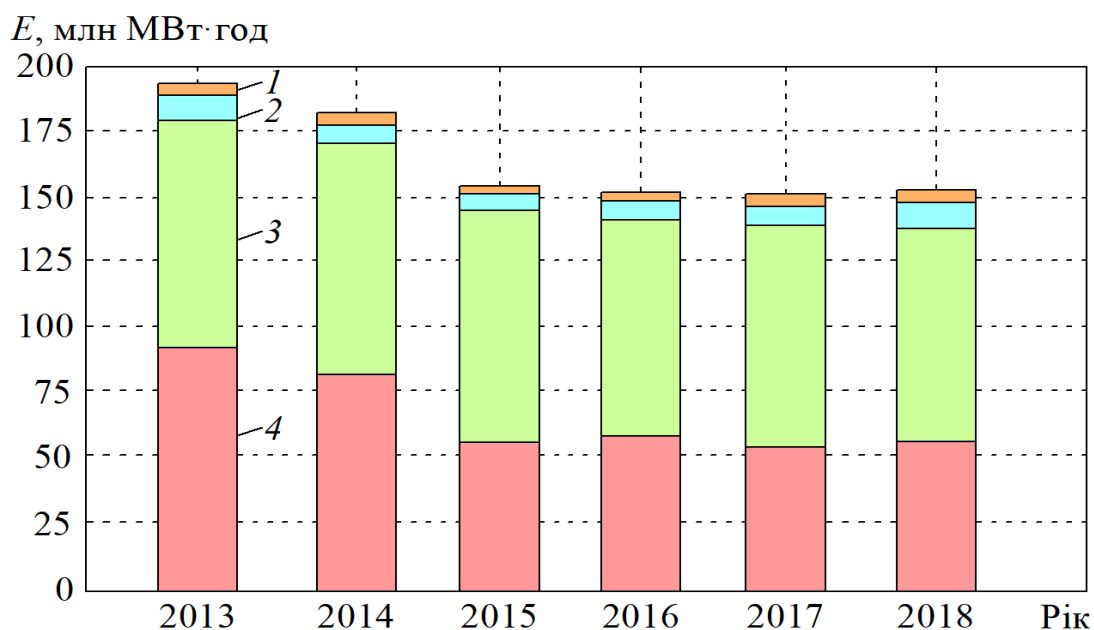


Рисунок 1.2 – Структура виробництва електроенергії електростанціями:

1 – блок-станції; 2 – ГЕС та ГАЕС; 3 – АЕС; 4 – ТЕС та ТЕЦ

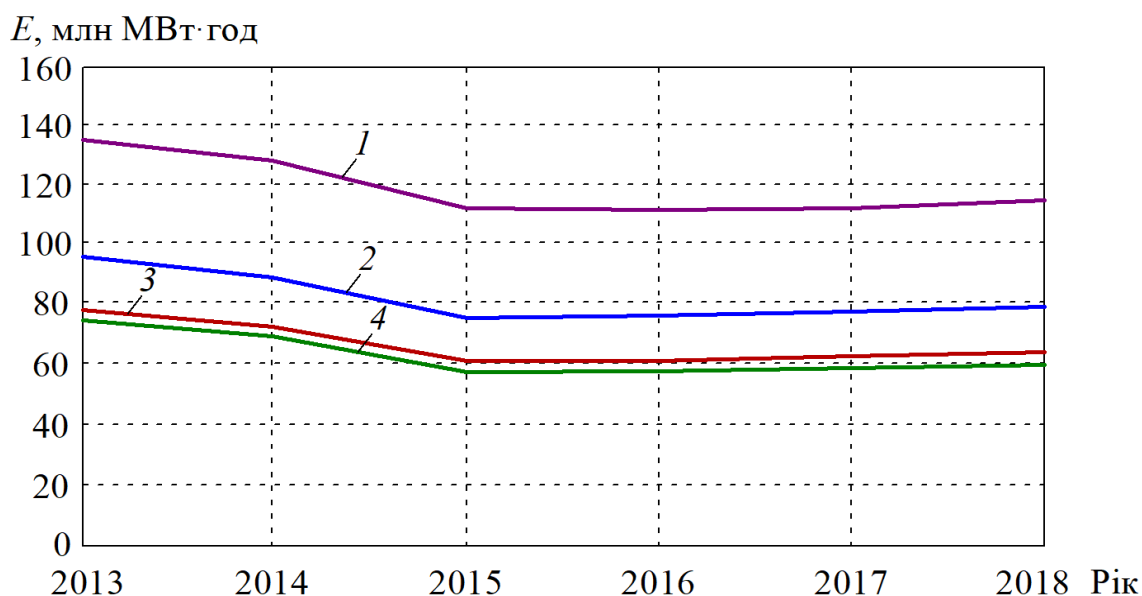


Рисунок 1.3 – Структура споживання електроенергії в Україні:  
 1 – населення; 2 – комунальне господарство; 3 – сільське господарство;  
 4 – промисловість, будівництво, транспорт

Таблиця 1.1 – Структура виробництва електроенергії електростанціями ОЕС України

Категорія	Одиниця вимірювання	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ТЕС і ТЕЦ	млрд кВт·год	90,7	78,6	58,2	61,5	55,8	58,8
	Відсоток від загального виробництва %	47	43,3	37	38,8	35	36
АЕС	млрд кВт·год	85	90,7	90,6	81	85,6	84,3
	Відсоток від загального виробництва %	44,3	50	57,2	53,7	56,5	54,3
ГЕС і ГАЕС	млрд кВт·год	15,2	9,6	7,1	9,3	10,5	12
	Відсоток від загального виробництва %	7,9	5,3	4,5	6,2	7	7,8
Блок-станції та інші джерела	млрд кВт·год	2,1	2,1	1,1	1,2	2,6	4
	Відсоток від загального виробництва %	0,3	0,7	0,6	0,7	0,8	1
Усього	млрд кВт·рік	193	181	157	153	154,5	159,1

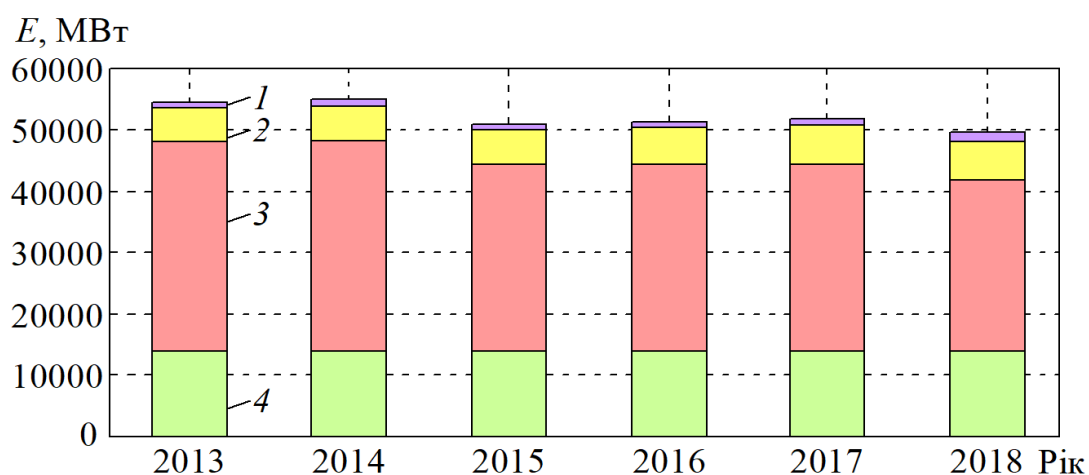


Рисунок 1.4 – Встановлена потужність електростанцій ОЕС України:  
 1 – альтернативні джерела; 2 – ГЕС; 3 – ТЕС; 4 – АЕС

Таблиця 1.2 – Структура споживання електроенергії в Україні

Категорія	Одиниця вимірювання	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Промисловість, будівництво, транспорт	млн кВт·год	74877	69259	57754	57373	58887	59886
	Відсоток від загального виробництва %	55,5	53,9	51,2	51,4	52,3	52
Сільське господарство	млн кВт·год	3635	3506	3342	3515	3642	3866
	Відсоток від загального виробництва %	2,7	2,7	3	3,1	3,2	3,4
Комунально-побутове господарство	млн кВт·год	17701	16502	15194	15102	15016	15474
	Відсоток від загального виробництва %	13,1	12,9	13,5	13,5	13,3	13,4
Населення	млн кВт·год	38735	39152	36480	35693	35019	35956
	Відсоток від загального виробництва %	28,7	30,5	32,3	32	31,1	31,2
Усього	млн кВт·год	134951	128419	112772	111685	112566	115183

Використання природного газу на теплових електростанціях України становить приблизно 5,3 млрд м<sup>3</sup>, власний видобуток газу 20 млрд м<sup>3</sup>, на територію України було транспортовано приблизно 104,2 млрд м<sup>3</sup> природного газу. Фундаментом розвитку ОЕС України, є науково обґрунтований розвиток і розміщення електростанцій, підстанцій і ліній електропередач на території держави.

Таблиця 1.3 – Встановлена потужність електростанцій ОЕС України

Категорія	Одиниці вимірювання	2013	2014	2015	2016	2017	2018
АЕС	тис. кВт	13835	13835	13835	13835	13835	13835
	Відсоток від загальної встановленої потужності %	25,4	25,1	27,2	26,9	26,7	27,8
ТЕС і ТЕЦ	тис. кВт	34262	34299	30463	30511	30537	27941
	Відсоток від загальної встановленої потужності %	62,9	62,2	59,9	59,4	59	56,2
ГЕС и ГАЕС	тис. кВт	5472	5853	5884	6220	6228	6241
	Відсоток від загальної встановленої потужності %	10	10,6	11,6	12,1	12	12,6
Блок-станції та інші джерела	тис. кВт	935	1126	701	820,9	1183	1712
	Відсоток від загальної встановленої потужності %	1,7	2	1,4	1,6	2,3	3,4
Усього	тис. кВт	54504	55114	50883	51388	51784	49730

У ситуації, що склалася, найбільш важливими і пріоритетними напрямками в енергетиці України на найближчу перспективу є [3]:

1) створення раціональної структури генеруючих потужностей (з урахуванням альтернативних джерел енергії) із забезпеченням необхідного рівня пікових і маневрених потужностей;

- 2) удосконалення структури паливних балансів ТЕС, шляхом збільшення споживання палива вітчизняного виробництва;
- 3) подальший розвиток основних мереж 330–750 кВ і формування міжсистемних зв'язків 750 кВ;
- 4) технічне переозброєння і реконструкція розподільних мереж 0,4–150 кВ;
- 5) впровадження екологічно чистих технологій;
- 6) створення цивілізованого енергоринку з можливістю регулювання тарифної політики;
- 7) створення ефективної нормативно-правової бази функціонування енергетики;
- 8) підтримка і розвиток енергомашинобудівного і електромашинобудівного комплексу країни як однієї з основ її енергетичної незалежності.



## РОЗДІЛ 2

### ЕНЕРГЕТИЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ

#### 2.1. Економічні перспективи енергетичної безпеки

Під енергетичною безпекою мається на увазі надійне забезпечення всіх споживачів традиційними видами енергоресурсів (електроенергія, газ, нафта, вугілля, тепло) [4]. Енергетична безпека має кілька складових і є, безумовно, багаторівневим поняттям. Умовно можна виділити чотири рівні:

- 1) глобальний;
- 2) державний;
- 3) енергетичний;
- 4) регіональний.

Глобальний рівень включає в себе:

- 1) надійне забезпечення світової економіки традиційними видами енергоресурсів;
- 2) зростання ефективності використання енергетичних ресурсів та захист навколишнього середовища;
- 3) розробка та використання нових джерел енергії.

Історичний досвід свідчить про те, що фундаментом світової політики є стабільність поставок енергетичних ресурсів.

Для глобального рівня характерні складні взаємини між країнами постачальниками і споживачами енергоресурсів.

Згідно з наявними прогнозами, світове енергоспоживання може зрости на 1/3 за найближчі 15 років і приблизно на 45 % в майбутньому двадцятиріччі. При цьому світовий попит на нафту може зрости 2025 року на 3,5 млн барелів на день (42 %), газу на 1,7 трлн м<sup>3</sup> (60 %), при цьому ситуація з відомими покладами органічного палива має песимістичний характер (рис. 2.1).

Ситуація на світовому ринку характеризується такими обставинами:

- 1) різке зростання споживання енергоносіїв азіатськими країнами (до 45 % перспективного приросту світового попиту на нафту);
- 2) збільшення розриву між обсягами споживання і обсягами виробництва газу в країнах з розвинутою економікою (в найближчі роки 60–70 % газопостачання в Європі буде забезпечуватися за рахунок імпорту);
- 3) брак нафтопереробки і транспортних потужностей, а також заходи з видобутку нафти;
- 4) недостатня інформаційна прозорість світової торгівлі нафтою.

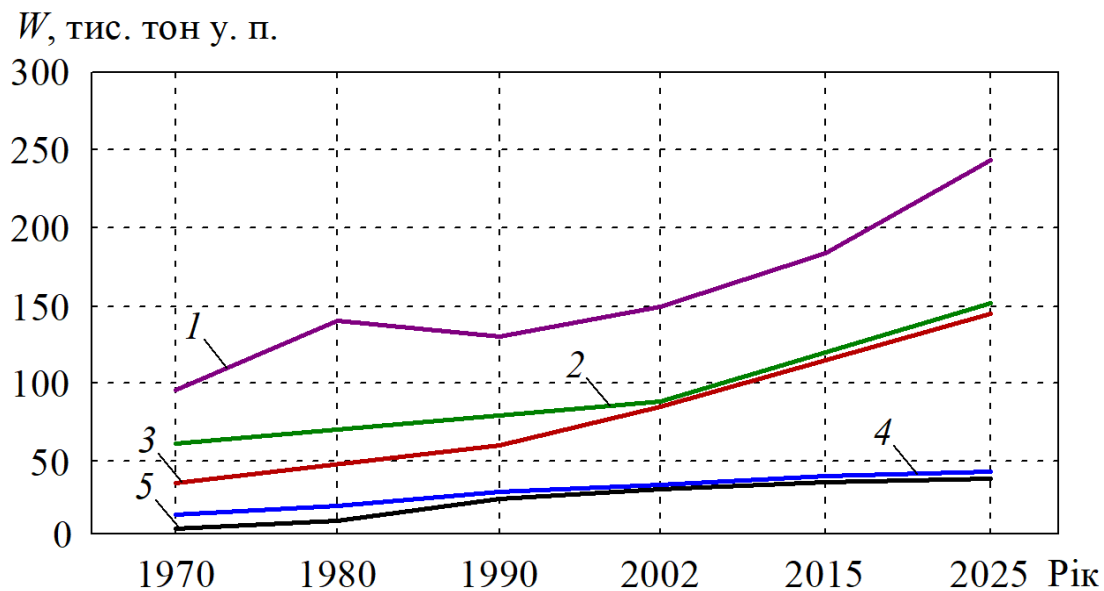


Рисунок 2.1 – Динаміка споживання енергії в світі за типами енергоносіїв:

1 – нафта; 2 – вугілля; 3 – газ; 4 – відновлювальні джерела; 5 – атом

Основними принципами енергетичної безпеки на даному рівні є: взаємна відповідальність і взаємозалежність, диверсифікація поставок енергетичних ресурсів, деполяризація, чесна конкуренція, глобальність і соціальна спрямованість.

Цілком очевидно, що забезпеченість паливно-енергетичними ресурсами держави є визначальним фактором його економічного розвитку та соціальної стабільності.

Рівень забезпечення потреб держави якісними паливно-енергетичними ресурсами є найважливішим критерієм паливно-енергетичного комплексу та значною мірою визначає ступінь економічної та політичної незалежності держави [5, 6].

Державний рівень енергетичної безпеки вирішує таке коло питань:

- 1) розробка та реалізація стратегічних науково обґрунтованих завдань розвитку держави (економіка, енергетика, соціальна сфера);
- 2) необхідне і достатнє бюджетне фінансування енергетики, а також наукових програм і розробок в енергетичному секторі;
- 3) партнерські відносини з усіма державами, економіка яких впливає на енергетичний баланс України, а також на машинобудівний комплекс держави;
- 4) розробка збалансованої тарифної політики всередині і поза державою;
- 5) запобігання зниження рівня професійної підготовки в енергетиці;
- 6) розробка сучасної нормативно-правової бази для енергетики.

Основою енергетичної безпеки держави є стабільних розвиток ПЕК, диверсифікація джерел і шляхів імпорту енергоносіїв, а також ефективне використання енергії на основі широкого використання енергозберігаючих технологій, особливо в енергодефіцитних державах, до яких належить Україна (рис. 2.2).

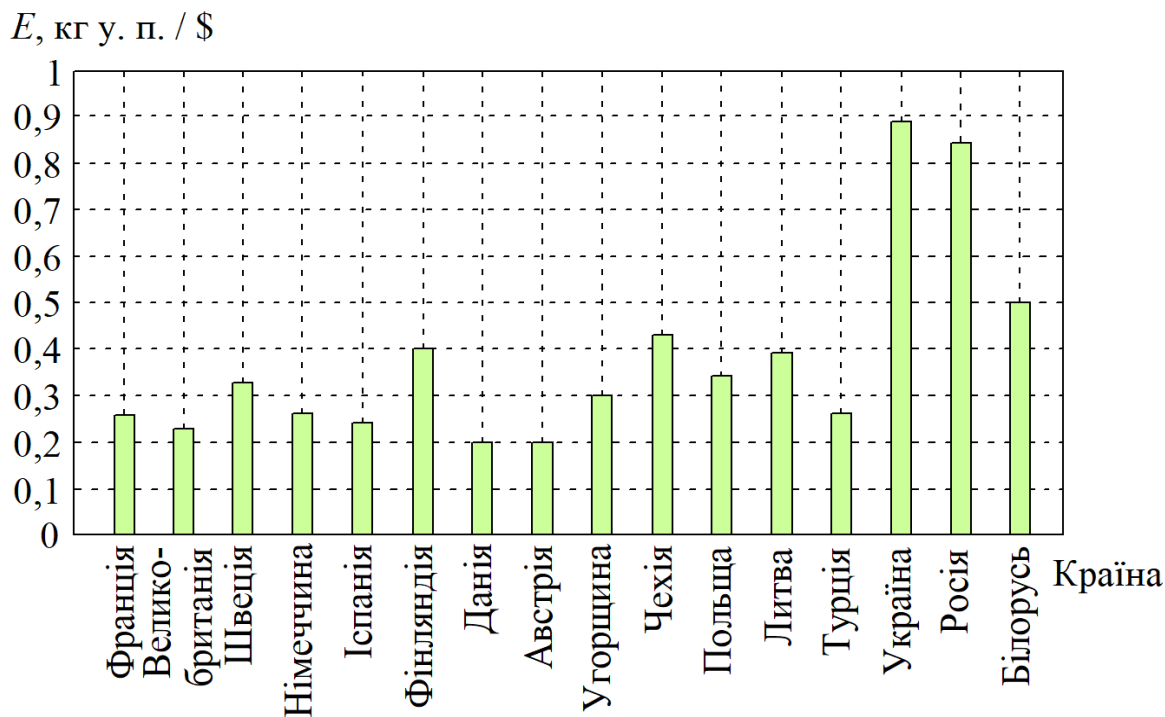


Рисунок 2.2 – Енергоємність країн світу

Частина імпорту з однієї країни не повинна перевищувати 30 % від загальної потреби, в іншому випадку монопольними постачальниками може здійснюватися економічний і політичний вплив на країну імпортера.

Для моніторингового значення енергетичної безпеки вводиться рівень енергоємності ВВП, а також енергоємність окремих галузей промисловості і основних видів продукції. Енергоємність економіки визначається як відношення вжитих енергетичних ресурсів до ВВП держави за відповідний період (за рік) [7]:

$$L_{bns} e(b, p) = \frac{VE_{bn} e(b, p)}{GDP(GO)}, \quad (2.1)$$

де  $L_{bns} e(b, p)$  – енергоємність економіки (галузі, продукції) відповідно;  $VE_{bn} e(b, p)$  – об’єм затрат енергетичних ресурсів в економіці (галузі, на виробництво конкретної продукції), млн. тон умовного палива;  $GDP(GO)$  – ВВП (випуск продукції галузі, випуск продукції даного виду), млн доларів США.

Однією з умов забезпечення енергетичної безпеки України є раціональна структура балансу споживання енергоносіїв (ядерне паливо, водні ресурси, нетрадиційні види енергії), а також зменшення і оптимальне співвідношення використаного природного газу і вугілля.

На енергетичному рівні розглядаються такі питання:

- 1) режимна керованість, надійність і збалансованість енергосистеми України;
- 2) продумане технічне переозброєння, реконструкція енергетичних об'єктів, впровадження нової техніки;
- 3) структурна оптимізація енергосистеми України;
- 4) об'єктивні техніко-економічні передумови об'єднання енергосистеми України і Росії, партнерські відносини з Енергосистемами країн Західної Європи;
- 5) розвиток цивілізованого енергоринку.

Режимна керованість і збалансованість енергосистеми України передбачає підтримування балансів по активній і реактивній потужності. Для активної потужності можна записати:

$$\sum P_g = \sum P_n = \sum P_h + \sum \Delta P \rightarrow f = \text{const}, \quad (2.2)$$

де  $\sum P_g$  – сумарна генерація активної потужності;  $\sum P_n$  – сумарне споживання активної потужності;  $\sum P_h$  – сумарне навантаження активної потужності;  $\sum \Delta P$  – сумарні втрати.

Порушення балансу по активній потужності призводить до зміни частоти в енергосистемі. Якщо сумарна генерація більше сумарного споживання, то це призводить до підвищення частоти, в протилежному випадку частота знижується.

Причинами цього може бути:

- 1) аварійне відключення блоків на електростанції;
- 2) аварійне відключення основного енергетичного обладнання на підстанціях;
- 3) аварії на ВЛ і кабельних лініях електропередач;
- 4) аварійне відключення в розподільних мережах.

Цивілізованим способом вирівнювання балансу по активній потужності, є збільшення потужності генерації та наявність резерву. У кризові 1997–1998 рр. для збалансування використовувалися в'ялові відключення.

Баланс для реактивної потужності має вигляд:

$$\sum Q_e = \sum Q_n = \sum Q_n + \sum \Delta Q \rightarrow U = \text{const}, \quad (2.3)$$

де  $\sum Q_e$  – сумарна генерація реактивної потужності;  $\sum Q_n$  – сумарне споживання реактивної потужності;  $\sum Q_n$  – сумарне навантаження реактивної потужності;  $\sum \Delta Q$  – сумарні втрати.

Порушення балансу по реактивним потужностям призводить до вимірного рівня напруги в вузлових точках енергосистеми. Якщо генерація перевершує споживання, то напруга в вузлах зростає, а в іншому випадку – падає. Підтримка балансу по реактивній потужності є умовою сталості напруги в енергосистемі. Розглянуті умови дуже важливі для ефективного управління енергосистемою України. Технічно вони реалізуються в способах регулювання по частоті й напрузі. Національної особливістю енергетики України є висока частка АЕС в генеруючому секторі. Граничне значення частоти для енергосистеми України становить 49 Гц, це значення обумовлене технологічними процесами на АЕС.

При такому значенні частоти відбувається автоматично 10 % скидання потужності ядерних блоків. Ці процеси можуть призвести до зниження частоти менше 49 Гц (у відповідності до технологічних норм відводиться 5 хвилин для підняття частоти в енергосистемі, в іншому випадку це може призвести до серйозної системної аварії або розвалу енергосистеми України) [8].

#### *Хронологія аварії*

*4 лютого 2000 в 16.34 в результаті аварійної ситуації відключений другий блок Запорізької АЕС. Частота впала до 49,1 Гц. Спрацювання верхніх рівнів АЧР не змогло забезпечити зростання частоти. В результаті був відключений перший блок Південно-Української АЕС. Частота стала менше 49 Гц, що призвело до автоматичного розвантаження інших блоків АЕС на 10 %. У ситуації, що склалася потрібно 4 хв 39 с для підняття частоти до рівня 49,04 Гц за допомогою АЧР. До розвалу енергосистеми України залишалася 21 секунда.*

Метою регіонального рівня енергетичної безпеки є надійне і ефективне енергопостачання споживачів електроенергії. При цьому основними умовами енергетичної безпеки є фінансова та договірна дисципліна.

Суворе дотримання нормативних значень втрат, боротьба з розкраданнями електроенергії, науково обґрунтоване впровадження енергозберігаючих та енергоефективних технологій [9].

Аналіз розглянутого матеріалу по енергетичній безпеці України показує, що за її розвиток серйозну відповідальність несуть обленерго, які не вживають

необхідні заходи для аварійного зниження потужності споживачів і руйнують цілісність верхніх шаблів автоматичного частотного розвантаження (АЧР). Крім того, необхідний механізм впливу на енергопостачальні компанії (особливо приватизовані), які не вживають заходів щодо обмеження навантаження і виводять з дії потужності, які відключаються пристроями АЧР. На сьогоднішній день механізм впливу на енергопостачальні приватні компанії не розроблений.

Існуюча практика ведення режиму енергоспоживання з боку регіональних енергосистем і енергопостачальних компаній не ефективна, тому що не виключено втручання в оперативні перемикання енергоспоживачів місцевих держадміністрацій.

Такий стан створює загрози енергетичній безпеці України. Крім того, існує ймовірність повторного виникнення і розвитку подібних ситуацій в майбутньому з новим знеструмленням на всій території України. Це обумовлено тим, що прийнята в галузі концепція формування АЧР не запобігає небезпечну для установок енергосистеми частоту струму:

1) діючі нормативно-правові документи, розроблені ще на концептуальних принципах 60-х років не враховують режимні зміни, що відбулися в ОЕС України. Також практично не враховують зміну структури генеруючих потужностей, склад і стан енергетичного обладнання;

2) мають місце суперечності між вимогами до виконання пристроїв АЧР і технологічними вимогами до експлуатації генеруючого обладнання;

3) нові директивні документи, в яких повинні бути усунені всі упущення і помилки директивних матеріалів минулих років.

З огляду на існуючі економічні та соціальні умови можна передбачити, що велика системна аварія може мати не тільки важкі екологічні наслідки з довгостроковою втратою металургічного та хімічного комплексу, але і набуде характеру масштабної загальноєвропейської екологічної та техногенної катастрофи. За існуючими оцінками відновлення енергоспоживання з розвалом ОЕС України займе 30–45 діб [8, 10].

## **2.2. Структура енергетики України**

Розглянутий матеріал показує, що важливим аспектом енергетичної безпеки є раціональна структура енергетики України.

В даний час структуру енергетики України можна представити таким чином:

1) міністерство енергетики та вугільної промисловості України;

- 2) національна комісія з регулювання електроенергетики і комунальних послуг (НКРЕКУ);
- 3) національна енергетична компанія НЕК «Укренерго»;
- 4) ДП Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом»;
- 5) генеруючі компанії (ТЕС, ГЕС);
- 6) електропостачальні акціонерні компанії (обленерго);
- 7) ДП «Енергоринок»;
- 8) блок-станції та інші джерела генерації.

Особливу роль в забезпеченні ефективної роботи енергетики України відіграє національна комісія, що здійснює державне регулювання в сферах енергетики і комунальних послуг (НКРЕКУ). Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики – державний колегіальний орган, який здійснював державне регулювання діяльності суб'єктів природних монополій та суміжних ринків в електроенергетичної, газової та нафтової галузях з березня 1995 р. по серпень 2014 р.

Указом президента України від 27 серпня 2014 р. було утворено національну комісію, що здійснює державне регулювання в сферах енергетики і комунальних послуг.

Завданнями НКРЕКУ є:

- 1) державне регулювання діяльності суб'єктів державних монополій і суміжних ринків у сфері електроенергетики;
- 2) формування цінової і тарифної політики в сфері електроенергетики;
- 3) сприяння розвитку конкуренції в сфері виробництва і поставки електричної енергії;
- 4) захист прав споживачів товарів (послуг) на ринку, який знаходиться в стані природної монополії та на суміжних ринках у сфері електроенергетики;
- 5) сприяння ефективному функціонуванню товарних ринків на основі збалансування інтересів держави, суб'єктів державних монополій і споживачів товарів.

Функціями НКРЕКУ є:

- 1) брати участь у формуванні та забезпеченні (реалізації) єдиної державної політики в сфері функціонування ринків електричної енергії;
- 2) здійснювати ліцензування господарської діяльності в сферах електроенергетики, видавати ліцензії на право виробництва, передачі та постачання електричної енергії;
- 3) встановлювати ціни (тарифи) на електричну енергію, тарифи на її передачу і поставку, тарифи на теплову енергію, що виробляється на ТЕЦ, ТЕС, АЕС

і установках з використанням нетрадиційних або відновлювальних джерел енергії;

4) визначати умови, при яких дозволяється суб'єктам господарської діяльності функціонувати без ліцензій;

5) здійснювати контроль за додержанням ліцензіатами запропонованих умов провадження господарської діяльності;

6) брати участь у регулюванні платіжно-розрахункових відносин на ринках електричної енергії та природного газу;

7) визначати умови доступу суб'єктів ринків електроенергії до товарів (послуг), що виробляються (надаються) суб'єктами природних монополій;

8) передавати у відповідні державні органи матеріали про виявлені факти порушення законодавства;

9) формувати і вести реєстр об'єктів електроенергетики, що користується альтернативними джерелами енергії;

10) співпрацювати з громадськими організаціями в питаннях захисту прав споживачів електричної енергії.



## РОЗДІЛ 3

### ГЕНЕРУЮЧІ ПОТУЖНОСТІ УКРАЇНИ

Виробництво електроенергії в Україні здійснюється генеруючими компаніями (ТЕС, ГЕС), компанією «Енергоатом», блок-електростанціями (рис. 3.1).



Рисунок 3.1 – Генеруючі потужності України

Стратегія розвитку генеруючих компаній України обумовлена енергетичною залежністю нашої держави. Власні запаси складають: вугілля близько 45 %, газу – 35 %, нафти – 10–20 %. За абсолютним значенням річний видобуток складає: вугілля 86 млн т, газу – 20 млрд м<sup>3</sup>, нафти – 3,2 млн т.

#### 3.1. Теплові електростанції

ТЕС складають основу енергетики України. В ОЕС України працюють теплові енергогенеруючі компанії, які представлені 14 ТЕС і 98 ТЕЦ. Споруджені

в 1960–1980 рр. вони мають 99 конденсаційних блоків потужністю від 175 до 800 МВт з параметрами гострої пари 14 МПа, 540/540 °С і 24 МПа, 540/540 °С. При цьому більше половини блоків відпрацювали понад 200 тис. годин, що перевищує граничний рівень фізичного і морального зносу. Ще гірший стан основного обладнання на ТЕЦ (виняток становлять київські ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6, харківська ТЕЦ-5).

Робота ТЕС забезпечується за рахунок використання двох видів природних ресурсів: палива і води (з пріоритетом палива). Основними видами палива є: вугілля, газ, мазут [11]. Встановлена потужність ТЕС близько 30 млн кВт. Виробництво електричної енергії на ТЕС в рік складає приблизно 90 млрд кВт·год. Навантаження ТЕС в зимовий максимум складає приблизно 17 млн кВт, тобто майже 50 % робочої потужності.

Аналіз роботи ТЕС в ОЕС України:

- 1) зношеність обладнання;
- 2) низький ККД;
- 3) висока ціна російського газу;
- 4) низька якість вугілля вітчизняного й імпортного виробництва;
- 5) недостатня професійна підготовка персоналу;
- 6) значний вплив на екологію.

### **3.2. Атомні електростанції**

За прогнозами фахівців АЕС України працюватимуть ще не одне десятиліття. У програмних документів зазначається, що на сьогодні електроенергетика України не може існувати без своїх АЕС.

Ядерний енергетичний потенціал України представлений чотирма АЕС: Запорізька, Південно-Українська, Рівненська та Хмельницька. ЗАЕС найбільша в Європі, має шість ядерних блоків ВВЕР-1000 (потужність блоку 1000 МВт). На всіх АЕС України працюють блоки типу ВВЕР потужністю 440 і 1000 МВт. Встановлена потужність АЕС України становить 13800 МВт (26 %), а виробництво електроенергії на АЕС становить 80 млрд кВт·год на рік (45 %). З огляду на специфіку роботи, а також негативний досвід Чорнобильської АЕС, держава приділяє особливу увагу розвитку ядерної енергетики. Координацією робіт займається компанія «Енергоатом». Однією з основних технічних проблем є зміцнення реакторів. Це обумовлено тим, що одним з основних елементів ядерного реактора, який визначає термін експлуатації всього блоку, є металевий корпус.

Термін його придатності визначається ступенем опромінення нейронами і гамма частинками. США розробило спеціальні методики і продовжили роботу своїх реакторів на 40 років. Україна продовжила термін експлуатації своїх реакторів на 20 років.

Характерною особливістю роботи ядерного блоку і атомної станції є тісний зв'язок з частотою Об'єднаної енергетичної системи України:

- 1) при частоті 49–48 Гц атомний блок може працювати протягом 5 хв не більше 20 разів на рік;
- 2) при частоті 48–47 Гц – 1 хв і не більше 6 хв на рік;
- 3) при частоті 47–46 Гц – 10 с і не частіше 1 разу на 3 роки.

Атомна енергетика України за останні десятиліття стала стабілізуючим фактором об'єднаної енергетичної системи України (вироблення електроенергії на АЕС перевищує 50 %). Аналіз роботи АЕС в ОЕС України:

- 1) невисокий ККД (на рівні ТЕС);
- 2) низька маневреність;
- 3) російська комплектація блоків і поставка палива;
- 4) радіоактивне забруднення навколишнього середовища, проблема захоплення відходів ядерного палива;
- 5) низька ціна виробництва електроенергії (ЕЕ);
- б) відсутність проблеми забезпечення паливом;
- 7) незначний знос енергетичного обладнання.

### **3.3. Гідроелектростанції**

Гідроенергетика України представлена двома гідрокомпаніями:

- 1) «Дніпрогідроенерго»;
- 2) «Дністергідроенерго».

У свою чергу акціонерна компанія «Дніпрогідроенерго» представлена такими ГЕС:

- 1) Дніпровська (1538 МВт);
- 2) Дніпродзержинська (352 МВт);
- 3) Київська (361 МВт);
- 4) Каховська (351 МВт);
- 5) Кременчуцька (625 МВт);
- 6) Канівська (444 МВт);
- 7) Київська ГАЕС (235 МВт).

Сумарна встановлена потужність цих станцій становить близько 4000 МВт, а середньорічна величина вироблення електроенергії близько 10 млрд кВт·год.

Акціонерна компанія «Дністергідроенерго» представлена Дністровською ГЕС і Дністровською ГАЕС, її встановлена потужність близько 1000 МВт. Середньорічне виробництво електроенергії становить близько 1300 млн кВт·год. На Південному Бузі побудована Ташлицька ГАЕС, яка знаходиться на балансі Південно-Української АЕС. До 2021 року планується побудувати Канівську ГАЕС.

Стратегічним призначенням гідроенергетики України є забезпечення маневреної складової електроспоживання. Загальна встановлена потужність ГЕС становить близько 5,5 млн кВт (5–10 %), виробництво електроенергії – 14,2 млрд кВт·год на рік або близько 7 %. У розвинених країнах частка маневрених ГЕС в структурі виробництва електроенергії складає приблизно 20 %.

Аналіз роботи ГЕС в ОЕС України:

- 1) досить високий ККД (близько 90 %);
- 2) висока маневреність (максимальна потужність за 1–2 хв);
- 3) повінь територій;
- 4) відновлення природного енергоресурсу;
- 5) вплив на екологічну і природно-кліматичну ситуацію в регіонах;
- 6) залежність режиму роботи від природних і соціальних факторів (паводок, опади, танення снігів, нерест риби, водозабезпечення населення і народного господарства, судноплавство).

## РОЗДІЛ 4

### НЕК «УКРЕНЕРГО»

#### 4.1. Функціонування компанії

Для координації робіт з розвитку і експлуатації магістральних і міждержавних електромереж, а також для вдосконалення оперативно-технологічного управління ОЕС наказом Міненерго України від 15 квітня 1998 р. створено національну енергетичну компанію «Укренерго» шляхом об'єднання національного диспетчерського центру України та державної електроенергетичної компанії «Укрелектропередача».

Основу компанії складають 8 регіональних електроенергетичних систем: Дніпровська (Запоріжжя), Донбаська (Горлівка), Західна (Львів), Кримська (Сімферополь), Південна (Одеса), Південно-Західна (Вінниця), Північна (Харків), Центральна (Київ) (рис. 4.1).

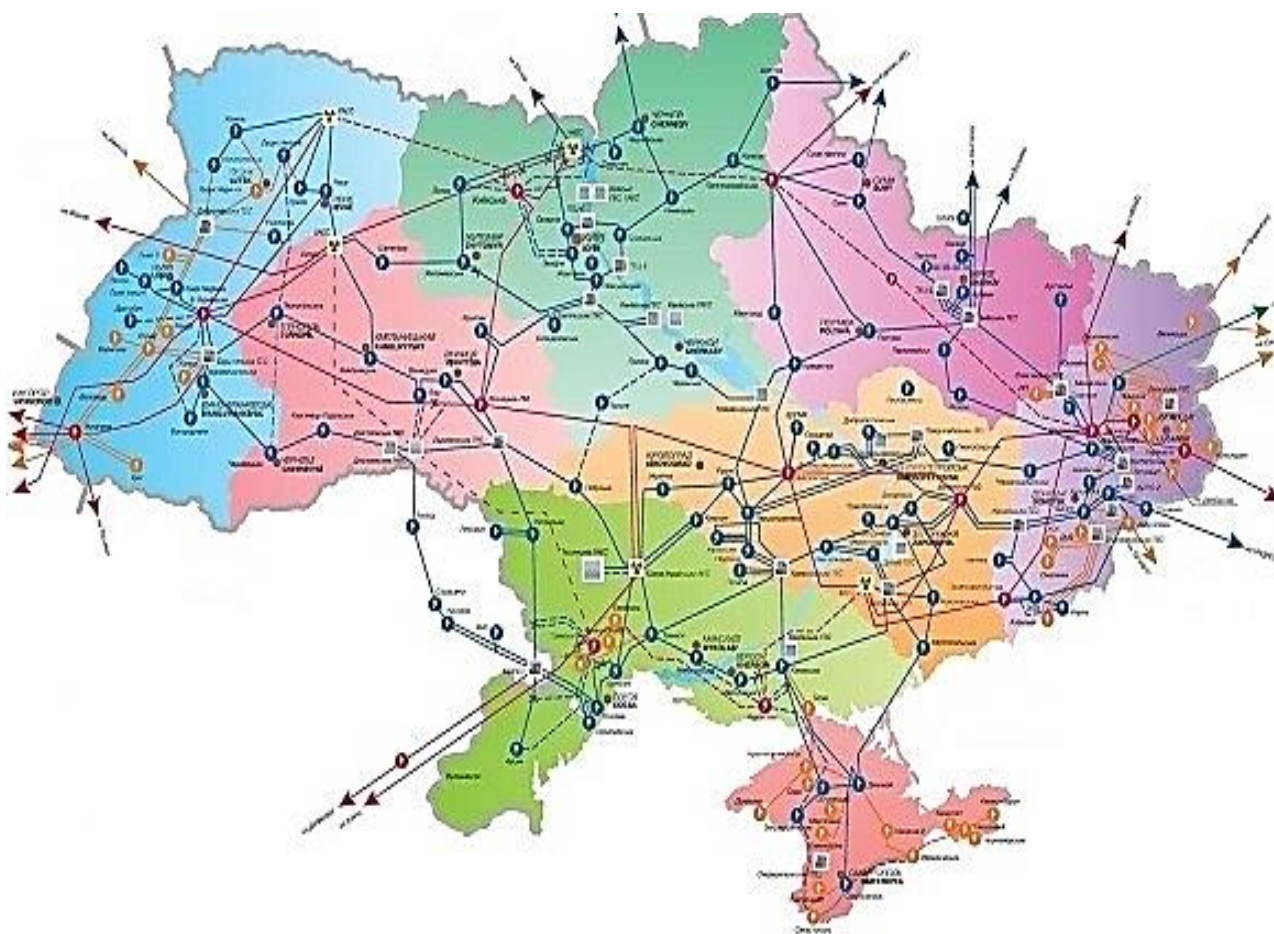


Рисунок 4.1 – ОЕС України

У НЕК «Укренерго» функціонують:

1) державна інспекція з експлуатації електричних станцій і мереж, яка проводить систематичну перевірку технічного стану об'єктів електроенергетики і організацію їх експлуатації, періодичний технічний огляд зазначених об'єктів згідно із «Правилами технічної експлуатації електричних станцій і мереж», здійснює контроль за усуненням виявлених порушень вимог нормативно-правових актів з питань енергетики;

2) державна інспекція з енергетичного нагляду за режимами споживання електричної і теплової енергії, яка здійснюється нагляд за технічним станом та організації експлуатації електричних і теплових установок і мереж суб'єктів електроенергетики, дотримання ними встановлених режимів виробництва, постачання і споживання енергії (активної, реактивної, теплової), а також за дотриманням вимог законодавства у сфері електроенергетики.

Загальна чисельність персоналу компанії складає 15500 працівників.

Основними завданнями НЕК «Укренерго» є:

- 1) забезпечення цілісності та надійності ОЕС України;
- 2) централізоване оперативно-технічне управління ОЕС України;
- 3) управління процесами балансування, виробництва і споживання електроенергії в країні і регіонах;
- 4) запобігання технологічних порушень під час виробництва, передачі і розподілення електричної енергії;
- 5) усунення відхилень від заданого режиму роботи, ліквідація наслідків позаштатних ситуацій у разі їх виникнення [12];
- 6) забезпечення паралельної роботи ОЕС України з енергосистемами суміжних країн;
- 7) забезпечення експлуатації та розвитку системоутворювальної електричної мережі та засобів управління ОЕС;
- 8) забезпечення передачі електричної енергії від електричних станцій до енергопостачальних компаній та окремих споживачів, а також її експорт та імпорт;
- 9) координація експлуатації та розвитку систем релейного захисту, протиаварійної автоматики, обліку, зв'язку, телемеханіки, контроль за організацією режимів роботи енергооб'єктів всіх учасників паралельної роботи в ОЕС;
- 10) участь в узгодженні діяльності всіх учасників роботи з питань виробничих програм, перспективного планування розвитку енергооб'єктів ОЕС України;

11) технічне та інформаційне забезпечення функціонування оптового ринку електроенергії (ОРЕ);

12) підготовка і підвищення кваліфікації фахівців енергетичної галузі.

Компанія забезпечує паралельну роботу ОЕС України з енергосистемами Росії та інших країн СНД, а «Острів Бурштинської ТЕС» – з європейськими енергосистемами UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity).

Об'єднана енергосистема України має зв'язок через електричні мережі різної напруги з енергосистемами сусідніх країн:

1) ЄЕС Російської Федерації – 110, 220, 330, 500 і 750 кВ, а також лінію постійного струму напругою 800 кВ;

2) ОЕС Республіки Білорусь – 110 і 330 кВ;

3) ЕС Республіки Молдова – 110 і 330 кВ;

4) енергосистеми UCTE – 220, 400 і 750 кВ.

Для реалізації програм розвитку магістральних електромереж до 2030 року Компанія використовує кредитні кошти міжнародних фінансових організацій. Налагоджено плідну співпрацюючи зі Світовим банком, Європейським банком реконструкції та розвитку, Європейським інвестиційним банком.

Для забезпечення паралельної роботи ОЕС України з європейськими енергосистемами і з метою поліпшення стандартів роботи ОЕС і поступового приведення їх до рівня вимог UCTE потрібно створити системні комплекси протиаварійної автоматики, виконати значний обсяг організаційно-технічних заходів, спрямованих на модернізацію та розвиток всієї енергосистеми, поліпшення технічного стану електростанцій, систем електропередачі і екологічних показників їх роботи до рівня цих вимог.

Відновлення ліній електропередач 750 кВ на Ісакча (Румунія) і Жешув (Польща) та об'єднання ОЕС України з європейськими енергосистемами забезпечують технічну можливість передачі електроенергії на експорт в обсягах до 25–30 млрд кВт·год в рік.

До 2030 р. буде збережена стратегія розвитку основних електричних мереж, відповідно до якої системоутворювальні функції видачі потужності залишаються за електричними мережами 330 кВ і з поступовим посиленням ролі електричних мереж 750 кВ, для чого необхідно:

1) створити нові і підсилити існуючі системоутворювальні зв'язки як всередині окремих енергетичних районів, між регіонами України, а також з енергосистемами інших країн;

2) забезпечити видачу потужностей з діючих електростанцій і з тих, які споруджуються та розширюються;

3) забезпечити надійне електрозабезпечення потужних вузлів електроживлення окремих областей. Це передбачає введення в експлуатацію 8950 МВ·А трансформаторних потужностей і більше 3700 км магістральних ліній електропередачі.

Довгострокова програма реконструкції та модернізації електричних підстанцій і ліній електропередач передбачає введення елегазового і вакуумного комутаційного обладнання, прогресивних конструкцій металевих опор, полімерної ізоляції, мікропроцесорних і цифрових приладів релейного захисту та протиаварійної автоматики [13].

Планується установка нових автотрансформаторів, шунтуючих реакторів, акумуляторних батарей і т. п.

Стратегічною метою України в рамках пріоритетних положень «Програми інтеграції України до Європейського Союзу» є повна інтеграція ОЕС України в європейськими енергосистеми Асоціації УСТЕ, яка об'єднує операторів по передачі електроенергії країнам континентальної Європи і встановлює загальні умови для функціонування енергосистем учасників.

Першим кроком в напрямку інтеграції Об'єднаної енергосистеми України в Європейські енергосистеми стала організація так званого «Острова Бурштинської ТЕС» і приєднання його в липні 2002 р. до енергосистеми УСТЕ.

В результаті реалізації цього проекту було створено енергетичний регіон, де діють європейські стандарти роботи енергосистеми і підвищена надійність і якість енергозабезпечення споживачів регіону. «Острів Бурштинської ТЕС» (рис. 4.2) об'єднує Бурштинську ТЕС, Калуську ТЕЦ і Теремле-Ріцьку ГЕС сумарною встановленою потужністю 2530 МВт і робочою потужністю до 2000 МВт, відповідну інфраструктуру електромереж 220–750 кВ і розподільні електричних мережі карпатського регіону України. Експортні поставки електроенергії з «Острова Бурштинської ТЕС» до європейських країн становлять понад 4 млрд кВт·год на рік.

Компанія оперативно керує навантаженням електростанцій України, режимами поставок електричної енергії учасникам ОРЕ і споживачам, а також експортом і імпортом електроенергії [14].

Інструментом надійного і економічно вигідного управління ОЕС є автоматизована система диспетчерського управління (АСДУ).

Постійно розвиваються і удосконалюються засоби диспетчерського управління: зв'язок, телемеханіка, обчислювальна техніка, релейний захист, системна та протиаварійна автоматика [15, 16]. Це забезпечує надійність енергозабезпечення споживачів, запобігає системні аварії, забезпечує паралельну роботу ОЕС України з енергосистемами сусідніх країн [17, 18].



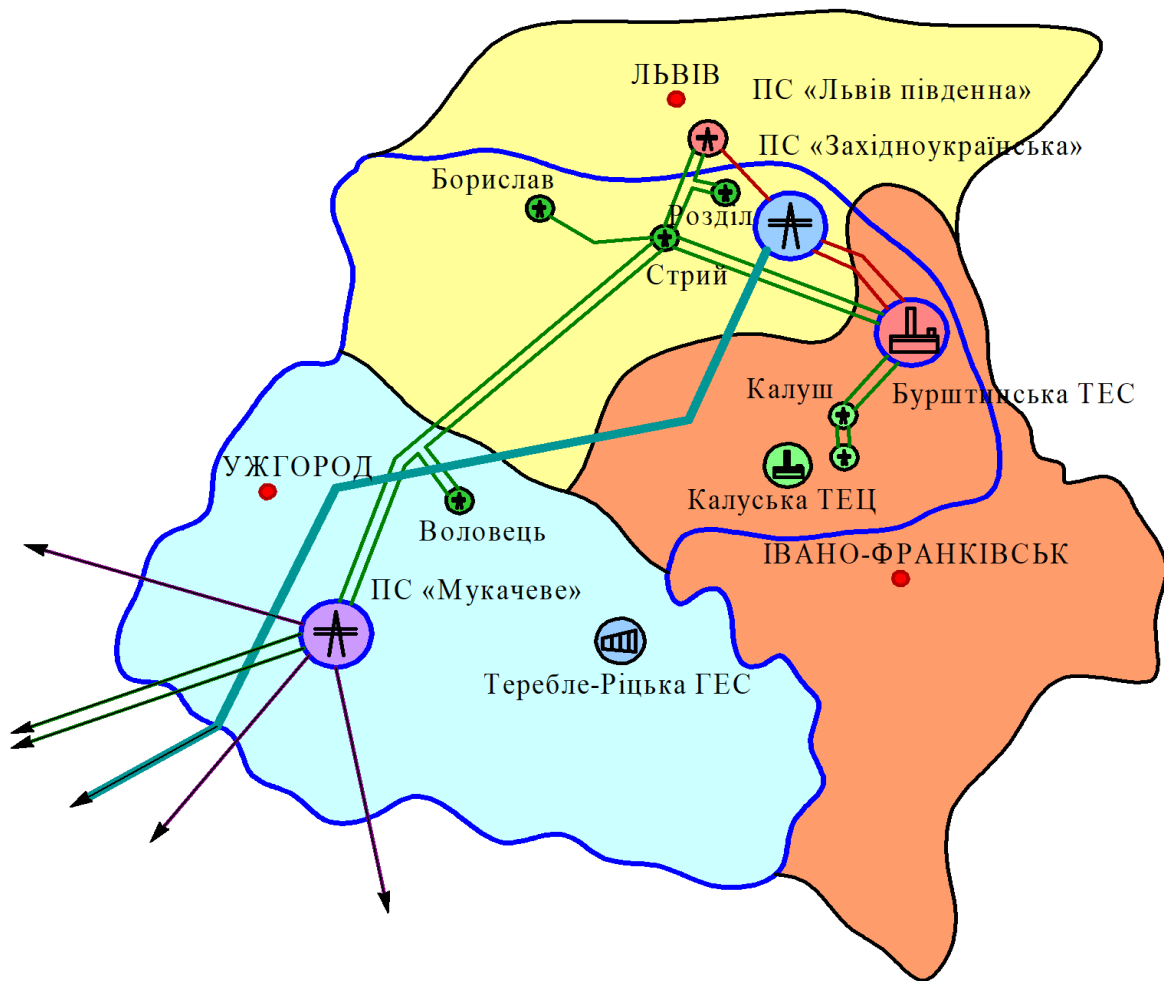


Рисунок 4.2 – «Острів Бурштинської ТЕС»

Згідно з розробленою програмою реконструйовані і введенні в експлуатацію системи збору телеметричної інформації в Північних, Західних, Південно-Західних і Центральних енергосистемах.

Впроваджено систему автоматичного регулювання активної потужності електростанцій [19, 20].

За участю фахівців НЕК «Укренерго» опрацьовані технічні специфікації проекту Світового Банку «Реабілітація гідроелектростанцій і управління в системі», які стали проєктним рішенням для введення в систему управління енергообладнанням ОЕС України таких нових технологій:

- 1) мікропроцесорний захист ліній електропередач напругою 330–750 кВ;
- 2) системи диспетчерського управління та обробки даних (SCADA), автоматичного регулювання частоти і потужності (AGC), розподілення генерування (GCD);
- 3) волокно-оптичні лінії зв'язку в грозозахисному тросі ВЛ електропередач;
- 4) цифрові АТС для диспетчерських центрів енергосистем;

5) системи мікропроцесорного захисту, контролю та управління гідроелектростанціями;

б) системи регулювання швидкості для генераторів ГЕС.

Для контролю та виконання розрахунків обсягів перетоків електроенергії між ОЕС України і енергосистемами суміжних країн в НЕК «Укренерго» з 1996 р. експлуатується комплекс DGC500. З його допомогою організовано обмін даними з автоматизованими комплексами обліку електроенергії, які експлуатуються в сусідніх країнах.

У компанії розроблена і впроваджена програма комплексної модернізації та розвитку автоматизованої системи обліку електричної енергії (АСОЕ), яка повною мірою відповідає вимогам Оптового ринку електроенергії України та європейським нормам. Створення АСОЕ є одним з пріоритетів компанії.

З метою технічного забезпечення електроспоживання в останні роки в компанії проводиться вимірювання показників якості електроенергії в точках приєднання до високовольтних мереж великих споживачів, які мають джерела погіршення якості електроенергії (перетворювачі, дугові сталеплавильні печі, асинхронні двигуни) [17, 21].

Функціонування ОЕС України як єдиного технологічного об'єкта забезпечують магістральні і міждержавні електричні мережі напругою 220–750 кВ. В останні роки компанія розпочала реалізацію програм їх розвитку.

НЕК «Укренерго» розробила програму розвитку магістральних електромереж до 2030 р., що стало складовою частиною «Енергетичної стратегії України на період до 2030 року». У ній враховано існуючі в ОЕС України проблеми, а саме:

1) неоптимальна структура покриття добового графіка навантажень (рис. 4.3);

2) обмеження потужностей АЕС України;

3) ненадійне енергозабезпечення окремих регіонів країни.

Згідно з «Енергетичною стратегією України на період до 2030 року» для підвищення надійності роботи електромережної інфраструктури ОЕС України і її планомірного розвитку потрібно зводити об'єкти, які забезпечать видачу потужності електростанцій, сформувати системоутворювальну мережу ОЕС України для передачі потужності з енергетично надлишкових західних регіонів країни в дефіцитні центральний та східний регіони, перевести електрозабезпечення півдня Одеської області від Молдавської енергосистеми на генеруючі джерела ОЕС України, підвищить надійність електрозабезпечення Криму, центрального регіону, м. Києва, окремих районів Карпат, Східного Донбасу, посилити міждержавні зв'язки з метою підвищення експортних поставок електроенергії.

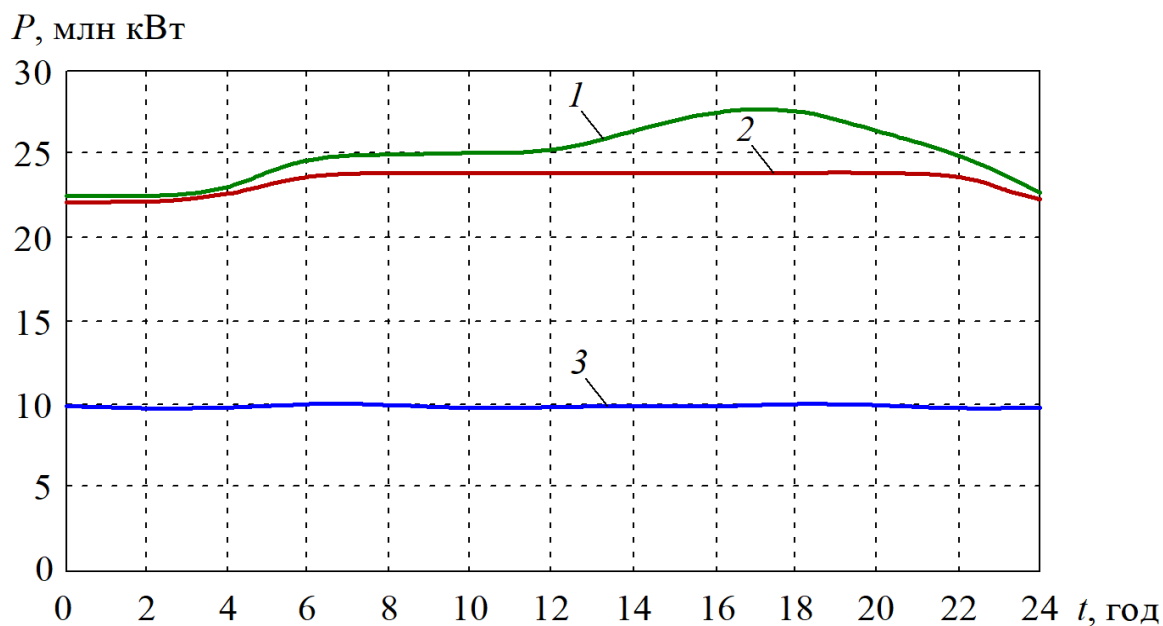


Рисунок 4.3 – Добовий графік навантаження ОЕС України:  
 1 – ГЕС; 2 – ТЕС; 3 – АЕС

Для цього потрібно ввести в експлуатацію 3000 МВ·А трансформаторних потужностей і більше ніж 1500 км магістральних ліній електропередачі [22].

## 4.2. Північна енергосистема України

Північна енергосистема здійснює централізоване електропостачання Полтавської, Сумської та Харківської області на території площею 84000 км<sup>2</sup>. До складу системи входять: Полтавські, Сумські, Харківські магістральні електричні мережі.

На 2005 р. в експлуатації було 2379 км ПЛ напругою 35–750 кВ і 14 підстанцій напругою 330–750 кВ із загальною потужністю трансформаторів 7461 МВА.

Північна ЕС здійснює в своєму регіоні оперативно-диспетчерське управління електростанціями: Зміївської ТЕС, Харківської ТЕЦ-5, Кременчуцької ТЕЦ, Харківської ТЕЦ-3, Харківської ТЕЦ-2 «Есхар», Охтирської ТЕЦ, обласними енергопостачальними компаніями: АК «Харківобленерго», ВАТ «Сумиобленерго», ВАТ «Полтаваобленерго».

На балансі і в оперативному управлінні Північної ЕС знаходяться:

- 1) підстанція 750кВ;
- 2) 13 підстанцій 330 кВ (сумарною потужністю 6145 МВ·А);
- 3) 1 ПЛ-750 кВ довжиною 101,8 км;
- 4) 27 ВЛ-330 кВ сумарною довжиною 2083,6 км.

Серед досягнень підприємства за цей час впровадження у виробництво:

- 1) інформаційно-діагностичного комплексу вітчизняного виробництва «Регіна» на 4 підстанціях;
- 2) спеціального засобу розчищення трас ПЛ на базі військової техніки вітчизняного виробництва БАТ;
- 3) автоматизованої системи обліку електроенергії «Landis & Gyr»;
- 4) діагностичної лабораторії з використанням тепловізора вітчизняного виробництва «Кріонік-ГМ», що дає можливість своєчасно визначати критичний стан обладнання та запобігати виникненню аварійних ситуацій;
- 5) цифрової АТС «Meridian»;
- 6) унікального пристрою, розробленого фахівцями в Полтавських МЕМ, для ремонту повітряних ліній;
- 7) комплексної технології ремонтів повітряних ліній в Полтавських МЕМ.

Надійну роботу енергосистеми забезпечують робочі та інженерно-технічні працівники.

За останні 5 років працівникам присвоєно звання «Заслужений енергетик України» і «Почесний енергетик України».

## РОЗДІЛ 5

### ЕЛЕКТРОПОСТАЧАЛЬНІ КОМПАНІЇ

#### 5.1. Структура та функціонування компаній

Основна частина електроенергії, яка споживається в Україні забезпечується обласними електропостачальними компаніями (27 компаній): 25 областей, місто Київ і Севастополь. Крім цього, в постачанні електроенергії беруть участь ліцензіати з постачання електроенергії за регульованим тарифом, які виконали процедуру вступу в оптовий ринок електроенергії (ОРЕ) і стали його членами, а також ліцензіати за нерегульованим тарифом, які так само оформили своє членство в ОРЕ.

Електропостачальна організація – це суб'єкт підприємницької діяльності, який оформив ліцензію НКРЕ на право здійснення підприємницької діяльності з постачання електроенергії і приєднався до договору оптового ринку електроенергії (рис. 5.1).

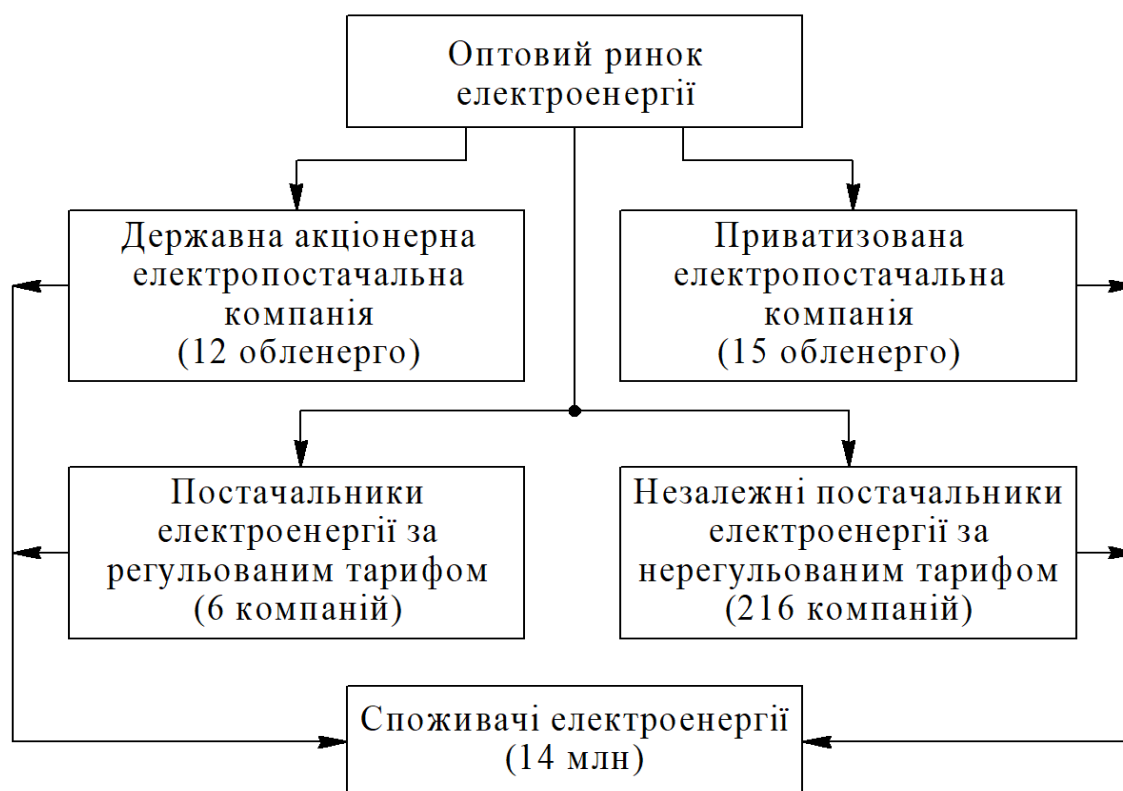


Рисунок 5.1 – Електропостачальні компанії і ОРЕ України

Електропостачальні організації здійснюють поставку електроенергії за регульованим або нерегульованим тарифом відповідно до ліцензії НКРЕ. Для електропостачальних організацій, які працюють за регульованим тарифом, відпускні ціни на електроенергію регулюються НКРЕ. Електропостачальні організації, які здійснюють постачання електроенергії за нерегульованим тарифом, купують електроенергію в ОРЕ за оптовими цінами, що формують і відпускають електроенергію споживачам за вільними цінами, які формують самостійно (крім населення).

Від електропостачальних організацій необхідно відрізнити електропередавальні організації.

Електропередавальна організація – це суб'єкт підприємницької діяльності, який оформив ліцензію НКРЕ на право здійснення підприємницької діяльності з передачі електроенергії місцевими (локальними) електромережами, а також електропостачальники за регульованим тарифом, які здійснюють свою діяльність на закріпленій території.

Всі обленерго одночасно є електропостачальними і електропередавальними організаціями та мають відповідні ліцензії НКРЕ на ці види діяльності. Всі обленерго незалежно від форм власності здійснюють постачання електроенергії виключно за регульованим тарифом. Електропостачальні організації, за винятком обленерго і деяких інших, називаються незалежними постачальниками. Використання електроенергії здійснюється на підставі договору на надання доступу до місцевої (локальної) електромережі, який укладається між споживачем і електропередавальною організацією, до мережі якої приєднуються електроустановки споживача та договору про постачання електроенергії, що укладається між електропостачальною організацією і споживачем.

Розглянемо основні функції електропередавальних і електропостачальних складових компаній. Електропередавальні організації зобов'язані надати доступ до місцевих (локальних) електромереж та забезпечити технічну можливість для передачі найбільшої річної активної потужності, дозволеної споживачу до використання. При цьому обговорюються показники допустимих відхилень від стандартних показників поставки електроенергії і потужності за класами напруги живлення і відповідно до рівня надійності.

Електропередавальні організації надають доступ до електричних мереж при виконанні таких умов:

- 1) після укладення договору зі споживачем на передачу необхідно потужності;
- 2) наявності договору у споживача на поставку електроенергії;

3) підписання договору про передачу електроенергії електропостачальною організацією електропередавальною, якщо це різні підприємства.

Доступ до електромереж забезпечується відповідно до однолінійної схеми, яка є невід'ємною частиною договору. При здійсненні передачі необхідної потужності електропостачальна організація зобов'язана:

1) постійно підтримувати технологічне обладнання, будівлі і споруди електромережевого підприємства в стані експлуатаційної готовності;

2) дотримуватися стандартних умов надання користувачам електроенергії відповідно до класів напруги живлення електроприймачів;

3) забезпечувати технічну можливість для передачі абонентської потужності споживачеві шляхом формування електричної схеми відповідної пропускної здатності;

4) забезпечувати підтримку параметрів якості електроенергії, що передається [17, 21];

5) забезпечувати необхідні параметри надійності електропостачання відповідно до категорій струмоприймачів споживача і згідно з Правилами улаштування електроустановок [23, 24];

6) здійснювати оперативне диспетчерське управління в мережах підприємств місцевих (локальних) електричних мереж.

Основне призначення електропостачальної організації – це постачання електроенергії, як різновиду товарної продукції, в рамках договорів, на певному рівні напруги. Умови постачання повинні відповідати режимам споживання передбаченим договором про надання доступу до місцевих (локальних) електричних мереж.

Електропостачальна організація зобов'язана забезпечити постачання електроенергії споживачу, а також зобов'язана належним чином виконувати свої договірні зобов'язання перед передавальною організацією, яка здійснює передачу електроенергії в мережі, що передбачає:

1) своєчасну і повну оплату за передачу електроенергії місцевими (локальними) електричними мережами;

2) узгодження з електропередавальною організацією режимів споживання електроенергії споживачами і диспетчерське управління;

3) підтримка якості електроенергії.

Електропостачальні компанії для забезпечення нормального функціонування енергоринку повинні впроваджувати сучасну інтегровану систему управління (ІСУЕС) [25, 26]. При цьому вирішуються такі завдання:

- 1) впровадження автоматичного дистанційного керування та передачі електроенергії на всіх приєднаннях ПС, які розташовані на кордоні розділу конкретної електропостачальної компанії і всіх потужних споживачів електроенергії;
- 2) об'єднання всіх потужних споживачів електроенергії системою електронного обліку з видачою інформації в тимчасових інтервалах;
- 3) обладнання всіх дрібних споживачів приладами обліку електроенергії з передоплатою;
- 4) оснащення всіх приєднань розподільних ПС, дистанційним урахуванням електроенергії.

Концептуальну модель фінансово-господарської діяльності електропостачальної компанії наведено на рис. 5.2 [8].

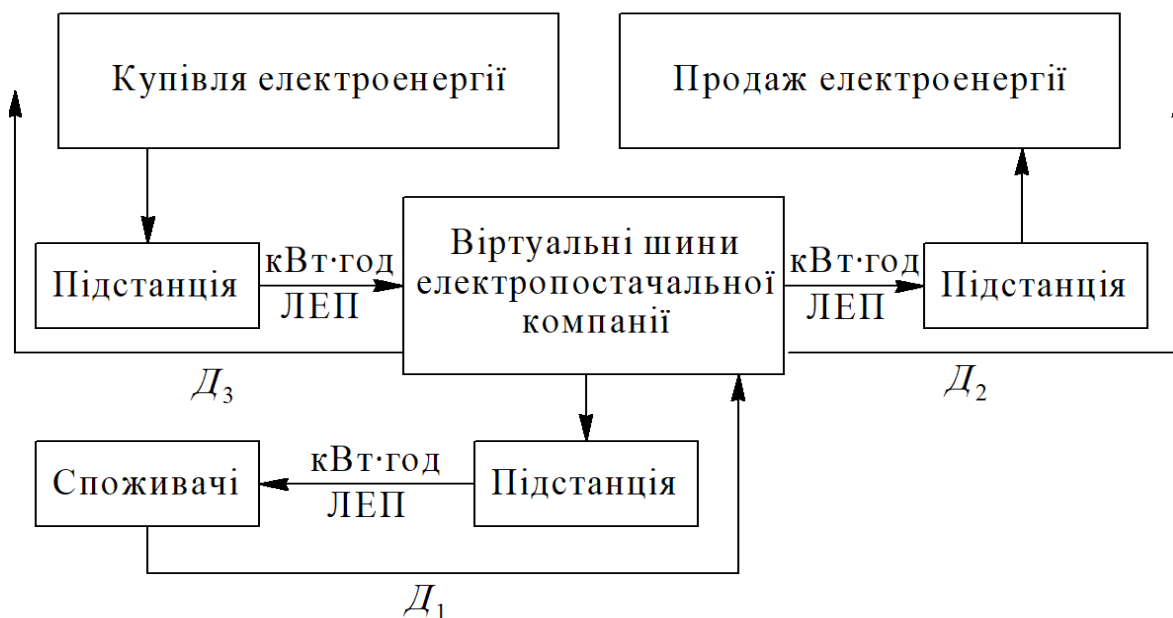


Рисунок 5.2 – Модель електропостачальної компанії

## 5.2. Діяльність електропостачальної компанії

Суть діяльності полягає в забезпеченні експлуатації енергетичного обладнання і електричної мережі, в оплаті податків і розподілення доходів.

Формула основної діяльності електропостачальної компанії:

$$(D_1 + D_2) - D_3 = D_4 + D_5 + D_6, \quad (5.1)$$



де  $D_1$  – грошові суми, отримані в розрахунковому інтервалі від споживачів електроенергії;  $D_2$  – грошові суми, отримані за транзит електроенергії в суміжні електропостачальні компанії;  $D_3$  – грошові суми, витрачені за електроенергію, яка надійшла від інших постачальників;  $D_4$  – грошові суми на експлуатацію електричних мереж;  $D_5$  – виплата податків;  $D_6$  – залишок грошових сум, що представляє собою чистий прибуток компанії і спрямований на її розвиток.

Розподіл коштів на експлуатацію: капітальний ремонт, поточний ремонт, заробітна плата.

Розподіл доходу: придбання нової техніки, будівництво, реконструкція, соціальний розвиток.

Основними недоліками розподільних мереж є:

- 1) знос основного енергетичного обладнання ПС та ЛЕП;
- 2) високий рівень втрат електроенергії при її передачі;
- 3) зниження якості електроенергії та надійності електроживлення;
- 4) схеми електропостачання не зручні в обслуговуванні, не адаптовані до сучасних засобів автоматизації та до зміни навантаження;
- 5) слабка оснащеність сучасними засобами обліку та управління.

Істотні зміни в умовах функціонування та розвитку розподільних мереж та енергопостачальних компаній, проходять під впливом таких факторів:

- 1) подальше збільшення ролі електроенергії в виробничій діяльності підприємств, в житті населення;
- 2) перехід від жорсткого централізованого управління енергетичними підприємствами до створення загальнодержавного ринку електроенергії та акціонерних енергетичних компаній;
- 3) розподілення ЕЕ електропостачальними компаніями є природною монополією, проте їх діяльність (тарифи на енергію) регулюються державними органами;
- 4) відсутність централізованих коштів змушує енергетичні компанії шукати як внутрішніх так і зовнішніх інвесторів;
- 5) змінюється структура споживання електроенергії;
- 6) ринкові відносини припускають оснащення електричних мереж обладнанням обліку, зберігання і обробки інформації з електропостачання.

Основні вимоги щодо функціонування та розвитку електричних мереж:

- 1) забезпечення енергетичної безпеки;
- 2) виконання вимог з охорони навколишнього середовища;
- 3) передача електроенергії з мінімальними втратами при нормуванні якості і надійності відповідно до договірних зобов'язань;

4) забезпечення рівноправного доступу до мереж виробників, постачальників і споживачів електроенергії незалежно від форм власності та господарської діяльності;

5) забезпечення добросусідських відносин з суміжними електричними мережами, що передбачає підтримку резервних ЛЕП на кордонах розділення в робочому технічному стані, узгоджену передачу потоків потужності, взаємодопомогу в аварійних і екстремальних ситуаціях;

б) забезпечення вимог щодо економії електроенергії таким чином, щоб максимізувати час роботи електричних мереж з меншими витратами.

## РОЗДІЛ 6

### ЕНЕРГОРИНОК УКРАЇНИ

#### 6.1. Становлення енергоринку

Україна зробила перші кроки в реформуванні електроенергетики.

Розділені функції генерування, передачі, розподілення та збуту електричної енергії. Впроваджено і працює модель оптового ринку електроенергії (ОРЕ).

Існують два різні способи організації енергетичних компаній:

1) вертикально інтегровані компанії, куди відносяться: генерація, передача, розподілення і збут. Така модель існує у Франції, Росії та Україні (дореформений період), в більшості штатів США.

2) поділ галузі на сегменти: генерація, передача, розподілення і збут. Приклади такого енергоринку реалізовано в Великобританії, деяких штатах США, Швеції, Норвегії, а також на Україні та Росії.

Поділ галузі на сегменти обов'язково реалізується в країнах з розвиненими ринковими відносинами, як спосіб подальшого розвитку ринкових відносин. Суть поділу полягає в тому, що відокремлюються сегменти природної монополії передачі та розподілення, які підлягають державному регулюванню, генерації і збуту. Приватизація енергетичних компаній проводиться Фондом державного майна України шляхом продажу акцій. Першими було приватизовано «Київобленерго», «Житомиробленерго», «Рівнеобленерго», «Херсонобленерго», «Севастопольобленерго».

Наприклад, фінансові підсумки по «Київобленерго»:

- 1) розмір проданого пакета акцій – 75 %;
- 2) стартова ціна – 174 млн грн;
- 3) переможець – фірма «AES»;
- 4) ціна продажу – 248,7 млн грн;
- 5) перевищення від номіналу – в 6,4 рази.

Сьогодні Українським законодавством заборонено до приватизації AES, магістральні мережі (понад 220 кВ), системи диспетчерського управління ОЕС України. ОРЕ діє відповідно до Закону України «Про електроенергетику» в редакції від 22.06.2000 р. При цьому діяльність ОРЕ реалізується:

- 1) правилами оптового ринку;
- 2) договорами між членами ринку;
- 3) двосторонніми договорами купівлі–продажу ЕЕ;

4) ліцензіями НКРЕКУ на виробництво, передачу та постачання електричної енергії;

Основними органами управління ОРЕ є загальні збори та рада ОРЕ. Регулювання діяльності ОРЕ здійснює державний орган – НКРЕКУ.

Серед безлічі варіантів моделей енергоринку було прийнято і реалізується протягом останніх років модель «Єдиного покупця». Дана модель організації ринку створюється на основі багатостороннього договору, який зобов'язує всі великі генеруючі джерела продавати свою продукцію основному покупця – ДП «Енергоринок», а всі енергопостачальні організації купувати електроенергію у оптового постачальника (рис. 6.1).

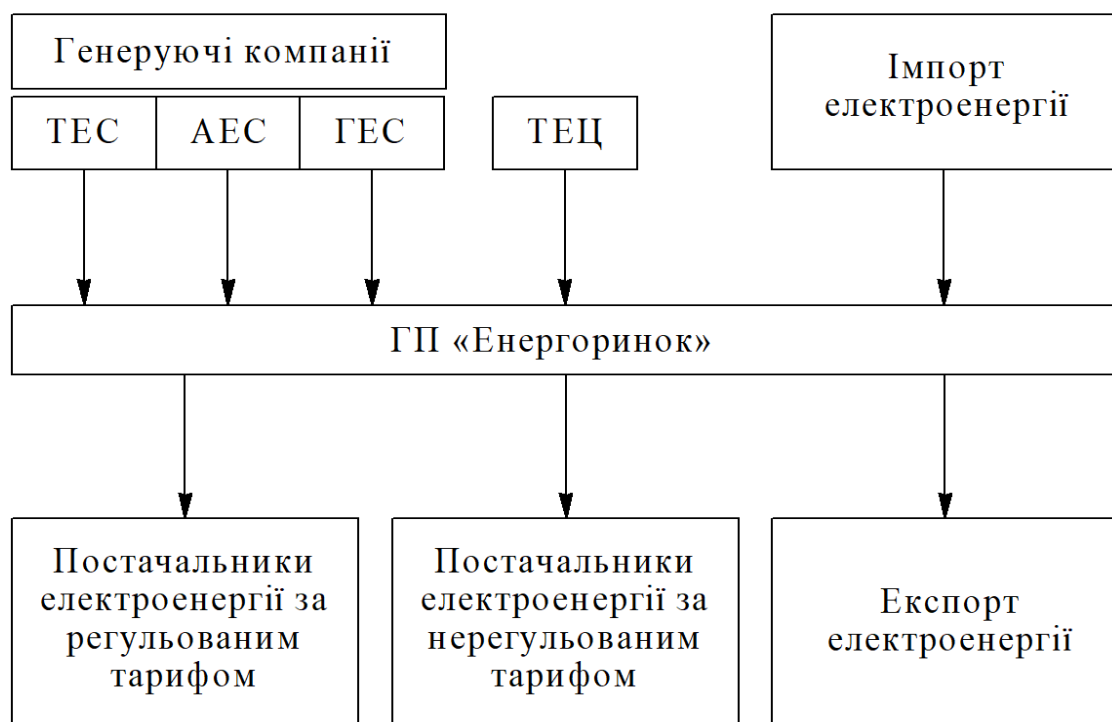


Рисунок 6.1 – Структура ОРЕ

Крім розглянутої моделі, прийнятої на Україні, світовий досвід розвитку електроенергетики знає три моделі енергоринку:

1) монополія на всіх рівнях: виробники електричної енергії не конкурують між собою і споживачі не мають право вибору виробника електричної енергії. Тільки одна компанія має право на постачання електричної енергії кінцевому споживачу;

2) конкуренція на ОРЕ: розподільні компанії купують електричну енергію безпосередньо у виробників і поставляють її через передавальну мережу споживача;

3) конкуренція на роздрібному ринку (прямий доступ): в цьому випадку всі споживачі мають право вибору свого постачальника електричної енергії. Для них є відкритий доступ як до передавальної, так і до розподільної мережі.

Основними позитивними рисами ОРЕ України є:

- 1) прості умови і механізми взаємовідносин при наявності великої кількості продавців і покупців електроенергії;
- 2) планування оптимального режиму роботи джерел генерації на основі заявок;
- 3) формування єдиної усередненої оптової ціни на електроенергію за кожен конкретний період.

Учасником оптового ринку електроенергії може бути будь-який суб'єкт підприємницької діяльності, який отримав пропозицію НКРЕКУ України на певний вид діяльності і підписав договір. Учасниками оптового ринку є: 481 суб'єкт з постачання електроенергії, 49 виробників електроенергії, в тому числі 5 генеруючих компаній ТЕС, 2 – ГЕС, 1 – АЕС.

Планування режиму роботи ОЕС України базується на заявках виробників і постачальників електроенергії. Щодня до 18.00 години виробники і постачальники електроенергії надають в ДП «Енергоринок» свої заявки на купівлю-продаж електроенергії.

Залежно від рівня необхідного покриття графіка навантаження визначається оптимальний склад працюючого обладнання на ГЕС, АЕС, ТЕЦ і ТЕС з точки зору мінімізації вартості виробництва електроенергії на останніх.

При цьому забезпечується мінімальний необхідний склад працюючого обладнання на електростанціях з мережних обмежень і надійності роботи самих електростанцій. Оптимальне розподілення навантаження між генеруючими блоками досягається за рахунок навантаження в першу чергу тих блоків, які дають мінімальне зростання витрат на виробництво електроенергії в Україні.

При цьому враховуються обмеження по електричних мережах, по використанню гідроресурсів, обертається необхідний резерв.

Механізм формування цін такий: для виробників електроенергії з особливими режимами роботи (ГЕС, АЕС, ТЕЦ, нетрадиційні джерела) ціни встановлюються регулювальним органом – НКРЕКУ України.

Для виробників електроенергії за цінними заявками формування цін здійснюється за правилами ринку. Оптова ціна, по якій ДП «Енергоринок» здійснює закупівлю електроенергії у генеруючих компаній – ТЕС включає в себе:

- 1) погодинну граничну ціну системи (ціну найдорожчого маневреного блоку, включеного в графік покриття);

- 2) погодинну ціну робочої потужності;
- 3) погодинну ціну маневреності.

Ціна робочої потужності залежить від співвідношення наявного ре-резерву потужності в даний період часу до необхідного, а також від величини коефіцієнта постійних витрат, встановленого НКРЕКУ України. Ціна робочої потужності тим вище, чим менше резерв потужності (баланс потужності в ОЕС України).

Ціна за маневреність визначається ціною робочої потужності і залежить від співвідношення наявного (заявленого) діапазону регулювання в даному розрахунковому періоді до необхідного та величин мінімального і максимального коефіцієнтів маневреності. Ціна за маневреність тим вище, чим менше відношення заявленого діапазону регулювання до необхідного (рис. 6.2).

Постачальники електроенергії здійснюють закупівлю електроенергії в ДП «Енергоринок» за погодинною оптовою ринковою ціною. Оптова ринкова ціна формується виходячи з платежів виробників та імпортерів електроенергії, НЕК «Укренерго» та ДП «Енергоринок», інших учасників, відповідно до законодавства України.

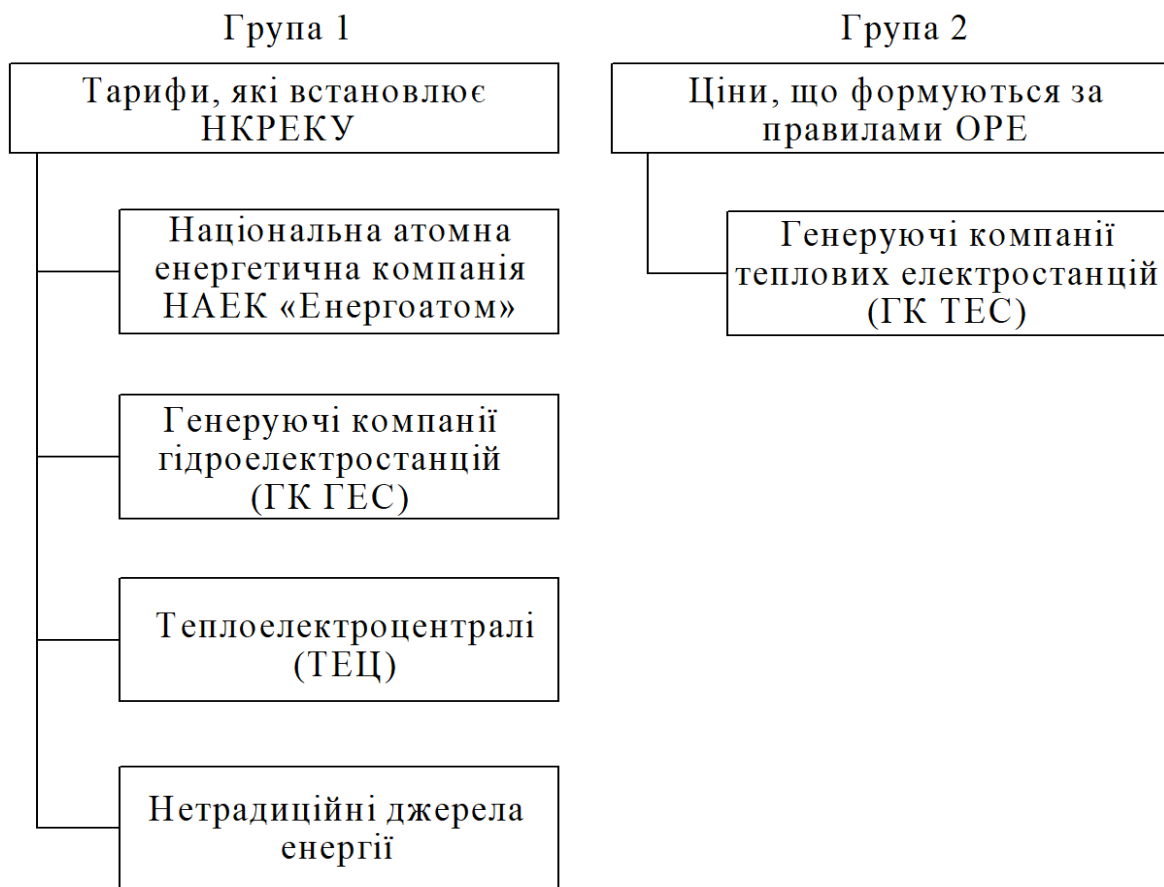


Рисунок 6.2 – Формування цін продажу електроенергії для виробників електричної енергії

Основними проблемами енергоринку є:

1) недолік заявок потужності виробників електроенергії для покриття попиту постачальників в окремі періоди часу (наявність в достатній кількості коштів у виробників і неоптимальний механізм плати за потужність);

2) недолік заявок маневреності виробників для регулювання графіка навантажень (неоптимальний механізм плати за маневреність);

3) недостатня кількість в холодному резерві блоків, здатних відшкодувати втрачену потужність за короткий відрізок часу (відсутність економічних стимулів);

4) неоптимальний графік продажу електроенергії АЕС (відсутність необхідних економічних стимулів до участі АЕС в сезонному регулюванні графіка навантажень);

5) якість електроенергії в Україні при роздільній роботі енергосистем Росії та України (відсутність коштів на впровадження системи АРЧМ);

б) нездатність механізму формування ціни на потужність забезпечити правильні сигнали на далеку і близьку перспективу;

7) невиконання договірних відносин одним постачальником електроенергії призводить до зміни оптової ринкової ціни для всіх постачальників.

Подальший розвиток Оптового ринку електричної енергії вводиться в удосконалення діючої моделі ринку і поступовому переході до перспективної моделі повномасштабного конкурентного ринку шляхом подальшої лібералізації діючої моделі ринку. Перспективна модель оптового ринку електроенергії передбачає наявність:

1) ринку прямих договорів (договори укладаються як на біржі, так і за її межами);

2) балансного ринку електроенергії;

3) ринку фінансових контрактів;

4) ринку допоміжних послуг.

Учасниками перспективного оптового ринку електричної енергії залишаються ті ж учасники, що і при діючій моделі оптового ринку, за винятком оптового постачальника, якого ліквідовано. Замість нього учасниками ринку засновується Оператор балансного ринку.

Перспективна модель оптового ринку електроенергії, так само як і діюча модель, передбачає планування режимів роботи ОЕС України. Однак її буде зведено до збалансованих двосторонніх договорів на основі заявок постачальників електроенергії. Ціна на купівлю-продаж електроенергії за двосторонніми договорами, укладеними поза біржею буде визначатися сторонами договору. Ціни на

купівлю-продаж електроенергії за двосторонніми договорами, укладеними на біржі, будуть визначатися за результатами біржових торгів. Ціна на дисбаланси буде визначатися за правилами ринку відповідно до заявок.

У табл. 6.1 наведено динаміку та структуру обсягів електроенергії, які відпущені виробниками в Оптовий ринок електроенергії за період постачання з 01.01.2013 р. по 10.12.2013 р.

У табл. 6.2 наведено динаміку цін продажу електроенергії в Оптовий ринок електроенергії виробниками за період постачання з 01.01.2013 р. по 10.12.2013 р.

Таблиця 6.1 – Динаміка і структура обсягів електроенергії

Найменування показника	млн кВт·год	%
Об'єм електроенергії, відпущений в ОРЕ	78242	100,00
у тому числі:		
ГП «НАЕК «Енергоатом»	32094	41,02
ГК ТЕС	34152	43,65
ГЕС, крім тих, що працюють за «зеленим тарифом»	4733	6,05
Виробники, що працюють за «зеленим тарифом»	766	0,98
у тому числі:		
ГЕС	1173	0,15
ВЕС	4929	0,63
СЕС	1330	0,17
Виробники електроенергії з біомаси	235	0,03
ТЕЦ та інші	6259	8,30

Таблиця 6.2 – Динаміка цін продажу електроенергії

Найменування показника	грн/МВт·год
Об'єм електроенергії, відпущений в ОРЕ	479,42
у тому числі:	
ГП «НАЕК «Енергоатом»	224
ГК ТЕС	614,08
ГЕС, крім тих, що працюють за «зеленим тарифом»	207,86
Виробники, що працюють за «зеленим тарифом»	1889,33
у тому числі:	
ГЕС	1263,69
ВЕС	1227,7
СЕС	4980,44
Виробники електроенергії з біомаси	1344,6
ТЕЦ та інші	1063,69



Формування платежів за продану ГК ТЕС електроенергію в ОРЕ визначається за такими формулами:

1) плата за електроенергію:

$$D_e = C_z \cdot E_e, \quad (6.1)$$

де  $C_z$  – фактична гранична ціна системи;  $E_e$  – фактичний відпуск електроенергії станцією;

2) плата за робочу потужність:

$$D_n = P_\phi \cdot P_\kappa \cdot C_n, \quad (6.2)$$

де  $P_\phi$  – фактична робоча потужність блока;  $P_\kappa$  – коефіцієнт корисного відпуску;  $C_n$  – ціна за робочу потужність;

3) плата за маневреність:

$$D_m = C_m \cdot \Delta P_m \cdot P_\kappa, \quad (6.3)$$

де  $C_m$  – ціна за маневреність;  $\Delta P_m$  – фактичний діапазон маневреності;

4) плата за недовироблення за вимогами режиму об'єднаної системи:

$$D_n = (C_z - C_p) \cdot E_n, \quad (6.4)$$

де  $C_p$  – розрахункова заявлена прирощена ціна блока при зміні режиму системи;  $E_n$  – недовироблення;

5) плата за перевироблення за вимогами режиму об'єднаної системи:

$$D_n = (C_p - C_z) \cdot E_n, \quad (6.5)$$

де  $E_n$  – перевироблення;

б) плата блокам, що знаходяться в роботі за вимогами режиму електромереж:

$$D_\delta = \max(C_\delta - C_z) \cdot E_\delta \cdot P_\kappa, \quad (6.6)$$

де  $C_\delta$  – прирощення ціни блока;  $E_\delta$  – фактичне вироблення блока;

7) плата за пуск блока:

$$D_n = \sum P_{\sigma} \cdot C_e, \quad (6.7)$$

де  $P_{\sigma}$  – ознака пуску блока;  $C_e$  – ціна пуску блока;

8) зменшення плати блокам через порушення графіка навантаження:

$$D_z = [(C_e \cdot K_{ш}) \cdot (E_{\sigma} - E_{\delta})] \cdot P_k, \quad (6.8)$$

де  $K_{ш}$  – коефіцієнт штрафу;  $E_{\delta}$  – задане напруцювання диспетчером.

## 6.2. Сучасні тенденції розвитку енергоринку

Основою електроенергетики країни є об'єднана енергетична система (ОЕС) України, яка здійснює централізоване електропостачання внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних держав, забезпечує експорт, імпорт і транзит електроенергії. Вона об'єднує енергогенеруючі потужності та розподільні мережі регіонів України, які з'єднані між собою системними лініями електропередачі. Оперативно-технологічне управління ОЕС, управління режимами енергосистеми, а також забезпечення надійності та умов паралельної роботи з енергосистемами інших країн здійснюється централізованим державним підприємством ДП НЕК «Укренерго». В Україні вже більше десяти років функціонує Оптовий ринок електричної енергії (ОРЕ), який є впорядкованою системою здійснення операцій купівлі-продажу електричної енергії. Державне регулювання енергетичного ринку здійснює Національна комісія регулювання електроенергетики (НКРЕ), головними завданнями якої є: ліцензування і регулювання діяльності суб'єктів природних монополій; забезпечення проведення цінової і тарифної політики, захисту прав споживачів, впровадження правил користування електричною енергією.

Основними розпочатими завданнями функціонування ОРЕ є:

- 1) забезпечення потреб споживачів України в електричній енергії по мінімально можливій ціні на принципах конкуренції між енергогенерованими компаніями і між постачальниками;
- 2) забезпечення фінансової стабільності та прибутковості галузі;
- 3) створення конкурентоспроможної української енергетики і, як наслідок, умов для залучення потенційних інвесторів.

Оптовий ринок почав функціонувати за схемою ринку «єдиного покупця» у 1996 р. Протягом довгого часу робота ОРЕ характеризувалася нестабільністю,

що було пов'язано, в першу чергу, з проблемами неплатежів і накопиченої заборгованості за відпущену електроенергію. Схему діючого ринку ОРЕ наведено на рис. 6.3.

Назріла необхідність переходу від моделі «єдиного покупця» до більш ефективної та орієнтованої на потреби споживачів моделі ринку електроенергії.

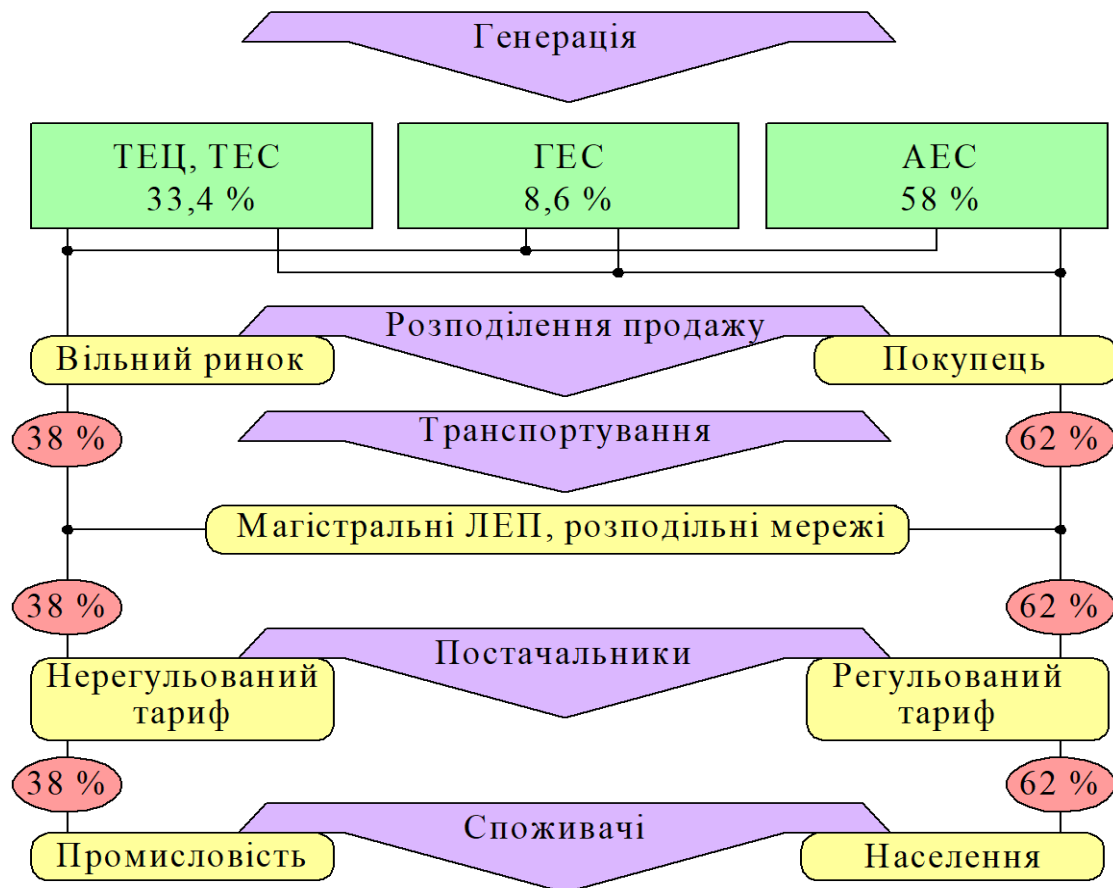


Рисунок 6.3 – Схема діючого ринку ОРЕ

У 2002 р. Кабміном України було прийнято Концепцію функціонування і розвитку оптового ринку електричної енергії України. Ця Концепція визначила поетапний перехід до моделі повномасштабного конкурентного ринку електроенергії, що складається з ринку двосторонніх контрактів, балансного ринку для забезпечення попиту і пропозиції на позаконтрактні обсяги електроенергії і ринку додаткових послуг.

У 2004 р. було створено Міжвідомчу комісію з координації роботи, пов'язаної з реалізацією положень Концепції. У 2005 р. було прийнято План заходів по реалізації другого етапу Концепції (2006–2008 рр.) та зміни в Закон України «Про електроенергетику» (№ 2362–IV), якими передбачено зміни в Правилах ОРЕ щодо підвищення конкуренції на ринку.

У 2007 р. було прийнято План заходів щодо реалізації положень Концепції на 2008–2014 р. Протягом 2004–2007 рр. були забезпечені ключові організаційно-економічні умови для поступового впровадження системи двосторонніх договорів купівлі-продажу електричної енергії.

Розвиток конкурентного середовища на українському ринку електроенергії і перехід до нової моделі функціонування гальмують проблеми системного характеру, в тому числі:

1) надмірна спрацьованість потужностей і об'єктів енергетичної інфраструктуру, відповідна потреби в їх технічній і технологічній модернізує за сучасними критеріями (виробничої продуктивності, енерговитратності та екологічної безпеки) і відсутність необхідних для цього коштів;

2) відсутність конкуренції на ринках первинних енергоносіїв (природного газу та вугілля);

3) нереалізованість експортного потенціалу електроенергетики, (обумовлена, в першу чергу, досить слабкою інтеграцією з об'єднаною енергосистемою Євросоюзу);

4) наявність заборгованості суб'єктів діяльності на енергоринку (так, на початок квітня 2007 р. заборгованість ДП «Енергоринок» перед генеруючими компаніями досягла 15 млрд грн., енергопостачальних компаній перед оператором ОРЕ – 14,96 млрд грн.);

5) перехресне субсидування одних категорій споживачів за рахунок інших;

6) залежність регулювального органу НКРЕ від впливу політичних чинників (при встановленні тарифів і розподіленні коштів).

До проблем державного регулювання слід віднести:

1) недоліки функціонування ОРЕ (адміністративне втручання, недосконалість системи договірних відносин, нерозвиненість ринку допоміжних послуг, недостатня прозорість процедур здійснення експорту та транзиту електричної енергії);

2) недосконалість системи тарифоутворення (за послугами по передачі електричної енергії, централізованого диспетчерського регулювання);

3) недоліки в діяльності суб'єктів господарювання (високий рівень втрат електроенергії в мережах);

4) незабезпечення вимог європейської хартії (принципів лібералізації і «недискримінаційного» доступу до електричних мереж).

### 6.3. Зміна моделі енергоринку України

Протягом двох років планується сформувати всі сегменти нового ринку:

1) двосторонній договір – генерація укладає зі споживачем довгострокову угоду на поставку енергії;

2) ринок на добу вперед – генерація отримує можливість продати ту енергію, яку буде гарантовано проведено в майбутньому;

3) внутрішньодобовий ринок – генерація в 12.00 год продає енергію, яку буде проведено протягом доби, наприклад, з 14.00 год до 17.00 год;

4) балансний ринок – покупка енергії здійснюється за принципом «зараз на зараз». Наприклад, при зниженні постачань тепловою генерацією для заміщення відсутнього обсягу диспетчер ринку купує додаткову електроенергію на балансовому ринку.

Диспетчером ринку є НЕК «Укренерго», що має в своєму розпорядженні резервні потужності для усунення дефіциту енергії на ринку.

На рис. 6.4 наведено схему планованого енергоринку України.



Рисунок 6.4 – Схема планованого енергоринку України

З'явиться і абсолютно новий учасник ринку – трейдер, яким може бути будь-який суб'єкт господарювання, що здійснює покупку енергії виключно з метою її перепродажу, крім продажу споживачеві. АЕС, ТЕС і ТЕЦ повинні мати право вільного та безперешкодного продажу електроенергії прямим чином як енергопостачальникам (обленерго), так і споживачам.

Гідроелектростанції, які виробляють пікову енергію, безпосередньо продавати її не зможуть, їх товар повинен бути реалізований на балансовому ринку, де постачальники і споживачі зможуть докуповувати енергію.

Основний обсяг продукції повинен закупуватися у виробників за довгостроковими угодами. Електроенергія, яка не буде куплена, повинна йти також на балансний ринок. Основними споживачами електроенергії балансного ринку повинні бути розподільні компанії – обленерго, через які електроенергія буде надходити дрібному бізнесу і населенню.

Механізм купівлі-продажу реалізується через Оператора ринку на підставі Договору ринку і відповідно до Правил ринку.

Основною метою ринку системних послуг повинно бути забезпечення можливості для учасників на комерційній ринковій основі отримувати справедливу зарплату за виконання додаткових технологічних процесів, забезпечуючи підтримку надійності або збільшуючи рівень якості енергопостачання.

Функції ОРЕ можуть бути розширені за рахунок утворення нових сегментів, таких як: ринок потужності генерації (аукціони на довгостроковий продаж потужності), ринок ф'ючерсних контрактів (страхування цінових ризиків), ринок торгівлі правами на передачу електроенергії (використання пропускнуої здатності електричних мереж).

Для практичного поєднання інтересів всіх учасників ОРЕ повинна бути створена комерційна адміністрація ОРЕ в складі Ради директорів ОРЕ та адміністративного апарату, який створюється на базі ДП «Енергоринок». Останній при цьому втрачає статус державного підприємства і функції єдиного оптового продавця–покупця електроенергії.

Функція оптового продажу електричної енергії повинна передатися пулу виробників електричної енергії, а функції оптової купівлі електроенергії передаються ліцензіатам на поставку електроенергії за регульованим і нерегульованим тарифами, а також іншим оптовим покупцям. Суб'єктами ОРЕ повинні бути як асоційовані члени (наприклад, пул генерації, асоціація постачальників, асоціація споживача, транспортувальника), так і державні структури (Мінпаливенерго, НЕК «Укренерго», ДП «Укрінтеренерго»).

#### **6.4. Умови роботи на новому ринку електричної енергії**

Для здійснення діяльності в якості виробників, постачальників, електропередавальних підприємств і електророзподільних компаній, гарантованого покупця, а також оператора ринку на новому ринку електричної енергії, відповідно до чинного законодавства, необхідно:

- 1) отримати ліцензію на здійснення відповідного виду діяльності;
- 2) підписати договір про участь у ринку електричної енергії з системним оператором;
- 3) укласти договір з іншими суб'єктами ринку, що передбачено законом та правилами ринку.

Ціни виробників на електричну енергію, що поставляється в ринок, і оптова ринкова ціна визначаються за Правилами оптового ринку.

Відповідно до Правил ринку визначається погодинна ціна купівлі електричної енергії, виробленої тепловими станціями, які працюють за ціновими заявками.

При цьому, тарифи на виробництво електричної енергії атомними електростанціями, гідроелектростанціями та ТЕЦ встановлюються підрозділом НКРЕ.

Вартість електричної енергії, що закуповується на ОРЕ, визначається як середньозважена величина вартості електричної енергії теплових, атомних електростанцій, гідроелектростанцій, теплоелектроцентралей та інших суб'єктів підприємницької діяльності, які продають електричну енергію в ОРЕ.

Оптова ринкова ціна електроенергії формується на погодинній основі, виходячи з платежів виробникам електричної енергії, імпортерам електричної енергії, підприємству, що здійснює диспетчерське управління ОЕС і передачу електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами, а також іншим суб'єктам ринку, які мають право на отримання коштів відповідно до законодавства.

Після впровадження нової моделі ОРЕ основними відносинами купівлі-продажу електричної енергії будуть двосторонні договори між виробниками та постачальниками або споживачами.

Обсяги електроенергії, що визначені договорами, повинні реєструватися в Оператора ринку.

Основні фінансово-економічні принципи роботи повномасштабного ринку прямих договорів повинні виходити з таких принципів:

1) ціна купівлі-продажу електричної енергії за двосторонніми договорами визначається сторонами цих договорів, а ціна договорів, що укладаються на біржі, встановлюється за результатами проведення торгів;

2) ціна за усунення дисбалансу та розрахунок платежів визначаються на балансовому ринку, згідно з пропозиціями і заявками сторін за відповідними Правилами;

3) всі суб'єкти, які купують і продають фізичні обсяги електроенергії повинні брати участь в балансовому ринку, механізм купівлі-продажу електричної енергії реалізується через Оператора ринку;

4) обов'язковою умовою роботи на балансовому ринку буде наявність у всіх учасників кредитного покриття – фінансової гарантії (авансові платежі, депозити, акредитиви, банківська гарантія).

5) підписання договору балансного ринку має бути одним з основних умов отримання ліцензії на здійснення підприємницької діяльності з виробництва та постачання електричної енергії;

б) кошти, що надходять на рахунок пула за електричну енергію поточного споживання, розподіляються за алгоритмом, який затверджується членами пулу і спрямовуються на забезпечення поточної діяльності компаній;

7) кошти, що надходять на рахунок пула як повернення боргів енергоринку за минулі роки, спрямовуються на викуп боргових зобов'язань генеруючих компаній;

8) ціна пікової потужності за пропозицією пула генерації затверджується ОРЕ і перевіряється НКРЕ на відповідність розрахунків встановленим нормам і правилам.

В умовах повномасштабної конкуренції ціноутворення в сфері генерації і збуту електроенергії втрачає те значення, що він має в умовах державної монополії, і ґрунтується на ринкових принципах в умовах вільної конкуренції.

Ціноутворення на послуги з передачі електроенергії (з рисами природної монополії) складається з трьох компонентів: виплати за доступ до мережі електропередачі, виплати за втрати на лінії і виплати за перевантаження (попит перевищує пропозицію при існуючих цінах).

Отже, реформування системи тарифоутворення в електроенергетиці обумовлено цілим комплексом складних факторів і вимагає розробки та впровадження виважених економічних механізмів для вирішення проблеми прибутковості суб'єктів незалежності господарювання та проблеми громадських витрат внаслідок зростання цін на енергоносії.



## 6.5. Ринок експорту електроенергії

На сьогодні єдиним експортером електроенергії в Україні є державне підприємство зовнішньоекономічної діяльності (ДПЗД) «Укрінтеренерго», що поставляє електроенергію в Угорщину, Словаччину, Румунію і Молдову. ДПЗД є суб'єктом ОПЕ, що купує електроенергію для експорту за цінами, що встановлюються НКРЕ (нижче, ніж на внутрішньому ринку). Тобто, за низьку ціну експорту доплачують українські споживачі.

Для поліпшення ситуації необхідно, щоб доступ до міждержавних електричних мереж для експорту електроенергії надавався на умовах аукціонних з обмеженим терміном (максимум на рік). Порядок проведення таких аукціонів має затверджувати уряд. Він встановлює кваліфікаційні вимоги до учасників та критерії визначення переможців, обсяг доступу по окремих лотів, критерії вартості доступу, а також умови відмови в наданні доступу та дострокового припинення доступу в разі невиконання постачальником електроенергії умов договору або законодавства. Ще одні основні вимоги – для експорту електроенергії постачальник повинен закуповувати необхідний об'єкт на оптовому ринку електроенергії за ціною не нижче оптової ринкової.

Необхідно зауважити, що підвищення ціни закупівлі електроенергії для подальшого експорту навряд чи сприятиме підвищенню обсягів експортованих і поверненню втрачених ринків. Збільшення експорту електроенергії з України можливе лише за умови об'єднання з європейською енергосистемою (UCTE / CENTREL). Це вимагає, як модернізації української енергосистеми (будівля технічних можливостей для експорту і резервних потужностей, стабілізація роботи енергосистеми), так і певної зовнішньоекономічної діяльності в умовах жорсткої конкуренції і безперечного дотримання всіх вимог до учасників євроенергосистеми. Однією з необхідних умов отримання можливості для нарощування експорту електроенергії в країни Європи є впровадження міжнародних стандартів ядерної безпеки на українських АЕС.

Транзитний потенціал електроенергетики України повинен використовуватися тільки з позицій економічної доцільності. Лібералізація в повному обсязі діяльності по міждержавного транзиту електроенергії через територію України може бути здійснена в умовах лібералізації цін на енергоносії в Росії, як потенційно найбільшого постачальника електроенергії в європейські країни через територію України, тобто після створення умов для справедливої конкуренції виробників електроенергії. Графік енергореформи відповідно до закону «Про ринок електроенергії України» з 1 липня 2017 р. складається з таких етапів.

1-й місяць (01.07.2017 р.) – початок очікування рішення Кабінету міністрів про запуск нового ринку: впровадження двосторонніх контрактів між виробниками і споживачами, а також інших сегментів ринку. При цьому балансний ринок, ринок «на добу вперед», внутрішньо не стійкий ринок і двосторонні договори вводяться одночасно. Термін прийняття рішення Кабінету міністрів не пізніше 24 місяців з дати введення закону. Початок проведення тендерів по закупках консультаційних послуг і програмного забезпечення Оператора ринку.

3-й місяць (01.09.2017 р.) – початок проведення тендера по закупках програмного забезпечення для роботи ОСП.

4-й місяць (01.10.2017 р.) – завершення проведення тендера по закупках програмного забезпечення для роботи ОСП. Граничний термін для затвердження НКРЕКУ обсягів ринку двосторонніх договорів купівлі–продажу електроенергії поза ОРЕ. Завершення Кабінетом міністрів реорганізації ДП «Енергоринок», виділення окремих структур – ОР і ДП, на їх створення відведено 24 місяці. Початок впровадження програмного забезпечення ОР, термін проведення заходів – 12 місяці.

7-й місяць (01.01.2018 р.) – вступають в силу статті 32, 34–36: Відділення ОСП, котрий буде забезпечувати диспетчерське управління, роботу балансного ринку. Завершення Кабінетом міністрів корпоратизації НЕК «Укренерго», виділення ОСП, завершення впровадження програмного забезпечення. Завершення тендерів із закупівлі консультаційних послуг і програмного забезпечення ОР. Завершення створення нових постачальників електроенергії з розподільних мереж – операторів системи розподілення (ОСР). Граничний термін для створення ОСР з кількістю споживачів понад 100 000 окремих суб'єктів господарювання з постачання електроенергії. До цього часу НКРЕКУ зобов'язана затвердити методику формування тарифу на розподілення, методику формування цін на універсальні послуги, проекти типових договорів. Граничний термін для затвердження НКРЕКУ умов і правил здійснення ліцензованої діяльності з виконання функцій ОР, ДП, виробника електроенергії. Граничний термін для затвердження НКРЕКУ кодексу системи передачі і кодексу комерційного обліку (магістральні ЛЕП), а також методики розрахунку виплат за приєднання до системи передачі та правил керування обмеженнями і розподілення пропускної здатності.

10-й місяць (01.04.2018 р.) – завершення сертифікації ОСП. Граничний термін для прийняття рішення про спецзобов'язання для постачальників універсальних послуг і умови їх надання.

13-й місяць (01.07.2018 р.) – вступають в силу статті 62–64, що регламентують спецзобов'язання учасників ринку (з купівлі електроенергії за «зеленим»

тарифом, забезпечення універсальних і спеціальних послуг). Початок договірної компанії серед населення і дрібних непобутових споживачів з переукладання договорів з новими постачальниками. Початок роботи нового ринку електроенергії в тестовому режимі. Подання на розгляд міністрів центрального органу виконавчої влади по контролю в електроенергетиці (на базі державної інспекції з експлуатації електромереж і держінспекції з енергонагляду). Граничний термін для внесення Кабінетом міністрів до Верховної Ради законопроекту про врегулювання заборгованості в ОРЕ. Граничний термін для затвердження НКРЕКУ кодексу системи передачі в системи розподільних електромереж. Граничний термін для НКРЕКУ щодо затвердження порядку визначення постачальника, початок проведення конкурсів по відбору таких постачальників. Граничний термін для НКРЕКУ за твердженням правил поставки споживачам. Граничний термін для отримання ліцензій новоствореними окремими суб'єктами господарювання за поставкою електроенергії.

19-й місяць (01.01.2019 р.) – граничний термін для проведення Кабінетом міністрів конкурсів з відбору постачальників універсальних послуг. Початок надання компенсацій покупцеві за куплену електроенергію у ТЕЦ і виробників по «зеленому» тарифу. Граничний термін для початку ОСП тестових операцій з купівлі–продажу електроенергії на відповідальних сегментах нового ринку. Граничний термін для НКРЕКУ для завершення відбору постачальників. Завершення роботи нового ринку електроенергії в тестовому режимі, завершення закупок програмного забезпечення, товарів і послуг для роботи всіх сегментів нового ринку електроенергії. Завершення перехідного періоду дії нового ринку електроенергії – припинення спецзобов'язань з продажу гарантованого покупця електроенергії за регульованим тарифом в обсязі до 75 % встановленої потужності АЕС і 40 % середньорічного обсягу виробництва ГЕС. Завершення процесу відділення оператора системи розподілення (ВСР) та граничний термін для видачі нових ліцензій ВСР. Завершення договірної кампанії серед населення та дрібних непобутових споживачів щодо переукладання договорів з новими постачальниками.

25-й місяць (01.07.2019 р.) – до 31.12.2020 р. термін є наслідком двосторонніх домовленостей – максимум рік. Протягом першого року дії ринку «на добу вперед» виробники електроенергії (крім виробників з ВДЕ) будуть зобов'язані продавати на ньому не менше 10 % обсягів виробництва за попередній період. Введення нового ринку, початок перехідного періоду до 01.07.2020 р., протягом якого АЕС зобов'язані продавати гарантовано покупцю свою електроенергію за регульованим тарифом в обсязі до 75 % встановленої потужності, а ГЕС – до 40 % обсягу за останні три роки (конкретні обсяги встановлені НКРЕКУ

щоквартально, поступово скорочуючи зобов'язання ГЕС і АЕС, у міру цього будуть збільшуватися ціни для населення до межі рівня).

37-й місяць (01.07.2020 р.) – завершення перехідного періоду.

Основною метою нового закону про ринок електроенергії є створення реальної конкурентної і лібералізованої моделі ринку електроенергії з 1 липня 2019 р. Така модель є класичною для країн ЄС і включає абсолютно нові для України сегменти ринку – ринок «на добу вперед» (індикативні ціни), внутрішньодобовий ринок, ринок двосторонніх договорів, балансний ринок і ринок допоміжних послуг. Ринок «на добу вперед» буде працювати як електронна біржа, виступаючи ключовою ареною для торгівлі електроенергією. Ціна на електроенергію на цьому сегменті буде формуватися на новій ІТ-платформі по годинно на підставі цінових заявок продавців і покупців, що буде враховувати реальний попит і пропозицію. Це буде врівноважена ринкова ціна, що буде слугувати індикативом на всьому ринку. Такий підхід є загальноприйнятим у всіх країнах ЄС, і це абсолютно справедливо і економічно обґрунтовано в порівнянні з чинним в Україні підходом ручного регулювання цін (тарифів) на електроенергію.

Якщо говорити про балансний ринок і ринок допоміжних послуг, вони будуть технологічними сегментами, де відповідні генеруючі компанії надаватимуть спеціальні послуги з підтримки стабільності енергосистеми для системного оператора (ДП «Укренерго»), покриваючи таким чином всі свої обґрунтовані витрати без будь-яких дотацій від держави. Важливим в новому законі є створення умов для конкуренції на роздрібному ринку, шляхом поділу мереж від поставки, що прибирає монополію діючих обленерго поставляти електроенергію споживачам. Буде дозволено створення нових постачальників, що дасть можливість споживачам вільно вибрати постачальника електроенергії в залежності від того, який пакет послуг є найбільш зручним для них, як це зараз вже є загальноприйнятою практикою з інтернет провайдерами та мобільними провайдерами.

Досвід лібералізації ринків електроенергії країн ЄС показує, що в роздріб приходять нові постачальники, що борються за право постачати електроенергію споживачам, в результаті чого починається конкуренція, що в підсумку призводить до підвищення якості сервісу та наявності різних вигідних пропозицій в залежності від особливостей споживання електроенергії. Також новий закон визначає конкурентні правила для експорту чи імпорту електроенергії, що має дати позитивний сигнал для приходу в Україну передових іноземних компаній-постачальників. Крім цього, в законі передбачено прозорі правила для приєднання до мереж, будівництва нових генеруючих потужностей, стимулюючі механізми для інвестицій в генерацію та мережі.

## РОЗДІЛ 7

### ОСНОВИ ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО УПРАВЛІННЯ

#### 7.1. Завдання і організація управління

В електроенергетиці України повинна діяти єдина централізовано диспетчерська система оперативно-технологічного управління виробництвом, передачею та розподіленням електричної енергії з урахуванням режимів централізованого теплопостачання. Централізоване диспетчерське управління поширюється на всі об'єкти електроенергетики, підключені до ОЕС України, а також на міждержавні електричні зв'язки з енергосистемами суміжних держав.

НЕК «Укренерго» та її підрозділи, регіональні електроенергетичні системи (ЕЕС) повинні виконувати функції централізованого диспетчерського управління об'єктами основної мережі ОЕС України щодо забезпечення:

- 1) надійної паралельної роботи електричних станцій в складі ОЕС України і ОЕС України з енергосистемами суміжних держав;
- 2) підтримання збалансованих режимів ОЕС України;
- 3) надійної та безперебійної передачі електроенергії через основні мережі ОЕС України енергопостачальним компаніям і споживачам, що живляться від основної мережі ОЕС.

Функції оперативного управління виконують:

- 1) по ОЕС України – диспетчерська служба НЕК «Укренерго»;
- 2) по ЕЕС – центральна диспетчерська служба (ЦДС) ЕЕС, а по структурним підрозділам ЕЕС магістральних електричних мереж (МЕМ) – оперативно-диспетчерська служба або оперативно-диспетчерські групи (ОДГ) МЕМ, оперативний персонал підстанцій 220 кВ і вище;
- 3) на електростанціях (теплоцентралях) енергокомпаній, самостійних суб'єктів з виробництва електричної та теплової енергії – оперативний персонал у зміні електростанцій (теплоцентраль);
- 4) 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 генеруючих джерел енергопостачальної компанії;
- 5) в тепловій мережі – диспетчерська служба енергопостачальної компанії, оперативний персонал ТЕЦ і самостійних суб'єктів, оперативно-диспетчерські служби районів теплових мереж та оперативний персонал станцій теплопостачання та районних котельних.

В ОЕС України повинно бути організовано безперервне оперативне управління узгодженою роботою окремих об'єктів електроенергетики генеруючих, передавальних і постачальних енергокомпаній або самостійних суб'єктів електроенергетики, працюючих в складі ОЕС України.

Завданнями оперативного управління в ОЕС України є:

1) розробка та ведення нормальних і ремонтних режимів роботи електростанцій, магістральних і розподільних мереж, що забезпечують задані умови енергопостачання споживачів;

2) забезпечення надійного і сталого функціонування ОЕС України та її паралельної роботи з енергосистемами суміжних державних;

3) планування та ведення режиму роботи ОЕС України з активною потужністю та частотою (в режимах роздільної роботи) з урахуванням умов роботи Оптового ринку електричної енергії України;

4) виконання вимог щодо забезпечення якості електричної енергії і тепла;

5) режимне забезпечення економічності роботи ОЕС України і ЕЕС, об'єктів електроенергетики при раціональному використанні енергоресурсів, дотриманні режимів споживання енергії;

6) запобігання та ліквідація технологічних порушень під час виробництва, передачі та розподіленні електричної енергії і тепла;

7) здійснення оперативного обслуговування і контролю за роботою пристроїв РЗА, автоматизованих систем диспетчерського керування (АСДК) і засобів диспетчерсько-технологічного керування (ЗДТК).

На об'єктах електроенергетики, відповідно до діючої структури оперативного обслуговування, має бути організовано цілодобове оперативне управління обладнанням.

Для кожного диспетчерського рівня повинно бути встановлено дві категорії керування обладнанням та спорудами – оперативне керування й оперативне розпорядження.

В оперативному управлінні чергового диспетчера повинні знаходитися лінії електропередачі, обладнання, теплопроводи, пристрої РЗА, АСДК, ЗДТК, операції з якими повинні здійснюватися ним самостійно або під його керівництвом і вимагають координації дій підлеглого оперативного персоналу та організації змін на декількох об'єктах. В оперативному підпорядкуванні чергового диспетчера повинні знаходитися лінії електропередачі, обладнання, теплопроводи, пристрої РЗА, АСДК, ЗДТК, стан і режим яких впливають на існуючу потужність і резерв електростанцій, режим і надійність мереж ОЕС України в цілому, а також налаштування пристроїв РЗА, АСДУ, СДТУ.

Операції із зазначеним обладнанням та пристроями повинні проводитись з дозволу диспетчера, у розпорядженні якого вони знаходяться.

Оперативно-диспетчерське управління в ОЕС України повинно здійснюватися з диспетчерських пунктів і щитів управління, обладнанням диспетчерського та технологічного управління, системами контролю і запису оперативних переговорів, а також необхідною оперативною документацією.

На диспетчерських пунктах і щитах повинні знаходитися складені і затверджені в установленому порядку переліки за видами оперативної документації.

## **7.2. Планування режиму роботи**

При плануванні режиму роботи повинні бути забезпечені:

1) збалансованість графіків споживання енергії і навантаження електростанцій, теплогерел, ЕЕС, ОЕС України з урахуванням умов роботи Оптового ринку електричної енергії України, наявності енергоресурсів, стану обладнання, реальних режимів і пропускну здатності обладнання вузлів навантаження, електричних і теплових мереж;

2) дотримання умов паралельної роботи ОЕС України з енергосистемами інших держав;

3) дотримання встановлених граничних завдань за рівнями енергоспоживання з урахуванням введених графіків обмежень споживачів;

4) ефективність принципів оперативного управління режимами і функціонування пристроїв РЗА;

5) надійність і економічність виробництва, передачі та розподілення електричної і теплової енергії;

6) створення необхідного обертового резерву потужності ОЕС України з урахуванням умов роботи Оптового ринку електричної енергії України та забезпечення сталої роботи ОЕС;

7) виконання графіків ремонту основного обладнання об'єктів електроенергетики з урахуванням енергобалансу та умов роботи Оптового ринку електричної енергії України;

8) наявність незнижувального мінімального запасу палива на електростанції, гарантована робота парових станції та теплостанцій в зимовий період.

Плануванням режимів роботи в ОЕС України повинно НЕК «Укренерго» і її ЕЕС, за участю ДП «Енергоринок», на довгострокові та короткострокові періоди.

Довгострокове планування режиму ОЕС України, ЕЕС і об'єктів електроенергетики має здійснюватися для характерних періодів року (річні максимум і мінімум навантажень, опалювальний період). Складені, з урахуванням розрахункових даних ДП «Енергоринок», і затверджені НЕК «Укренерго» добові і погодинні графіки активного навантаження і резерву потужності ОЕС України, ЕЕС, електростанцій і окремих енергоустановок повинні бути видані відповідальному диспетчеру.

При розробці добового графіка навантаження ОЕС України (короткострокове планування) на електростанціях повинен передбачуватися сумарний обертовий резерв по первинному і вторинному регулюванню частоти та перетоку потужності не менше 400 МВт з уточненням його необхідної величини центральним органом диспетчерського управління ОЕС України (НЕК «Укренерго») в залежності від особливості режимів роботи ОЕС.

Графіки ремонтів основного обладнання та споруд (генератора, турбін, реакторних установок, котлів, димових труб) електростанцій на майбутній рік повинні бути співставлені на підставі нормативів і заданих значень ремонтної потужності по місяцях року, узгоджені НЕК «Укренерго» і утверджені в установленому порядку. Зміна річних графіків капітальних і середніх ремонтів допускається у виняткових випадках за погодженням НЕК «Укренерго» з твердженням змін в установленому порядку. Річні графіки ремонту ліній електропередачі та обладнання підстанцій, пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК, обладнання теплових мереж та теплогерел повинні бути затверджені відповідно керівництвом НЕК «Укренерго» і ЕЕС, енергогенеруючою та енергопостачальною компаніями, головним інженером шахти об'єкта електроенергетики в залежності від рівня оперативного підпорядкування.

Графіки ремонту обладнання теплогерел та теплових мереж, відключення яких призводить до обмеження гарячого водопостачання в між опалювальний період, повинні бути попередньо узгоджені з місцевими органами виконавчої влади та виконані в стислі терміни [27].

*Електростанції, інші виробники та постачальники електроенергії, енергопостачальні компанії, а також споживачі, незалежно від форм власності та відомчої належності, повинні виконувати вимоги щодо застосування затверджених графіків обмежень і аварійного відключення споживачів, а також застосування систем протиаварійного керування щодо зниження електроспоживання, розроблені відповідно до діючих НД. В ОЕС України рішення про введення в дію графіків обмеження споживачів має прийматися керівництвом НЕК «Укренерго» (керівник, головний диспетчер) за погодженням з керівництвом Мінпаліверенерго. Графіки обмежень споживачів вводяться в дію через диспетчерів НЕК «Укренерго» і ЦДС ЕЕС.*



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

Для запобігання порушень режимів роботи ОЕС України або її окремих частин, забезпечення надійної та безпечної роботи об'єктів електроенергетики при виробництві, передачі та постачанні електричної енергії в складі комплексу заходів протиаварійного керування передбачається САОН.

Оперативне введення в дію САОН (відключення навантаження кнопками (ключами) САОН) повинне здійснюватися по команді чергового диспетчера НЕК «Укренерго» і ЕЕС.

*В ОЕС України повинні діяти загальносистемне автоматичне частотне розвантаження (АЧР) і автоматичне повторне включення (АПВ).*

*Відповідно до заданого НЕК «Укренерго» і ЕЕС обсягу та розподілення по чергах обсягів АЧР і АПВ енергопостачальні компанії за погодженням з ЕЕС повинні розподілити розміщення АЧР і АПВ на підстанціях підстанціях основної мережі ОЕС України, з урахуванням категорій споживачів з електропостачання та схем живлення.*

Електроенергетичні системи з урахуванням вказівок НЕК «Укренерго», що працюють ізольовано, самостійно повинні визначити установки автоматичного частотного пуску агрегатів ГЕС, ГАЕС і ГТУ при зниженні частоти, автоматичного переведення гідроагрегатів, що працюють в режимі синхронного компенсатора, в генераторний режим, а також переведення агрегату ГАЕС з насосного режиму в турбінний. Перелік приєднань, підключених до пристроїв АЧР із зазначенням обсягу навантаження, що відмикається, і установок пристроїв АЧР, повинен бути затверджений керівництвом енергопостачальної компанії і представлений в відповідну ЕЕС. АЧР повинна формуватися з навантаження споживачів будь-якої категорії по надійності енергопостачання (крім споживачів особливої групи I категорії). В залежності від категорії по надійності енергопостачання споживачів необхідно приєднувати до більш віддалених по вірогідності спрацьовування черг АЧР. Значення навантаження, фактично підключеного до окремих черг пристроїв АЧР і до САОН, має вимірюватися два рази в рік (в червні і грудні місяці) в контрольні години, що встановлюються НЕК «Укренерго».

### 7.3. Управління режимом роботи

Управління режимом роботи енергоустановок має бути організовано на підставі прогнозованих добових, з погодинним розподіленням, графіків навантаження.

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

Енергопостачальні компанії та споживачі повинні суворо дотримуватися затверджених графіків споживання електричної енергії.

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

Для запобігання та ліквідації технологічних порушень в ОЕС України черговий диспетчер НЕК «Укренерго», ЕЕС має право змінити графік навантаження електростанції. Зміна графіка навантаження АЕС має виконуватися без порушення технологічного регламенту безпечної експлуатації енергоблоків. Проведення вимушеної зміни графіка навантаження електростанції повинно повідомлятися головному диспетчеру та оформлятися в установленому порядку.

Вимушену зміну графіка перетікання потужності по магістралям електричних мереж ОЕС України або за міждержавним електричним зав'язком, виходячи з умов безпечної роботи ОЕС України і ЕЕС, можна проводити за розпорядженням чергового диспетчера НЕК «Укренерго».

Регулюванням частоти електричного струму та потужності в ОЕС України (ЕЕС) повинні бути забезпечені:

- 1) для режиму роздільної роботи ОЕС України з ЄЕС Росії (ізолювано працює ЕЕС) – підтримка частоти електричного струму відповідно до вимог ГОСТ 13109;

- 2) для режиму паралельної роботи ОЕС України з ЄЕС Росії або окремих частин ОЕС України, що працюють паралельно з ОЕС інших країн – підтримка заданих добових графіків перетоків (сальдо) потужності з ЄЕС Росії (ОЕС інших країн) або сальдо перетоків потужності ОЕС Україна з корекцією по частоті;

- 3) обмеження перетоків потужності за умовами стійкості роботи ОЕС України, ЕЕС, нагріву проводів повітряних ліній електропередачі, перевантаження обладнання.

Автоматичне регулювання частоти та перетоків потужності в ОЕС України або в окремо працюючих ЕЕС має здійснюватися:

1) всіма електростанціями при зміні частоти шляхом зміни потужності під впливом систем регулювання турбін в регульовальному діапазоні (первинне регулювання частоти), при цьому статизм регулювання і зона нечутливості по частоті повинні бути узгоджені з НЕК «Укренерго»;

2) виділеними для режиму регулювання по частоті та потужності електростанціями, підключеними до системи автоматичного регулювання частоти і потужності – вторинне регулювання частоти.

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

- 1) після відновлення частоти 50 Гц;
- 2) з дозволу диспетчера НЕК «Укренерго» (ЕЕС);
- 3) при виході потужності за допустимі межі, при даному стані обладнання;
- 4) при виникненні загрози порушення технологічного регламенту безпечної експлуатації енергоблоку АЕС.

*При неможливості в ОЕС України автоматичного регулювання частоти (відсутність або несправність системи АРЧМ, обмеження по режиму) регулювання перетоків (сальдо) потужності за міждержавними або внутрішніми міжсистемними електричними мережами має здійснюватися ЕЕС за розпорядженням чергового диспетчера НЕК «Укренерго» з урахуванням умов роботи Оптового ринку електричної енергії України.*

*При зниженні частоти в ОЕС України або ізолюваній роботі ЕЕС нижче встановлених меж черговий диспетчер НЕК «Укренерго» або черговий диспетчер ізолювано працюючої ЕЕС повинен ввести в дію наявні резерви потужності.*

*У разі, якщо частота продовжує знижуватися, а всі резерви потужності використані, чергові диспетчери НЕК «Укренерго», ЕЕС, енергопостачальних компаній повинні забезпечити відновлення нормальної частоти шляхом обмеження вживання потужності або відключення споживачів [28].*

У даному випадку важливим фактором є розуміння оперативним персоналом суті фізичного процесу «лавини» частоти. Під «лавиною» частоти розуміємо лавиноподібне зниження частоти при порушенні балансу активних потужностей. При цьому розділення частин ЕЕС в точці мережі, через яку в аварійному режимі

протікала значна потужність, призводить до порушення балансу активної потужності.

Якщо в частині ЕЕС, що одержувала потужність ззовні, резерву недостатньо, то виникає дефіцит активної потужності. Баланс активної потужності в сталому режимі характеризується рівністю генеруючої і споживаної потужностей при нормальній частоті. Він визначається точкою перетину статичних характеристик навантаженням (2) і генеруючих джерел (1) (рис. 7.1). У вихідному режимі цьому відповідає точка *A*.

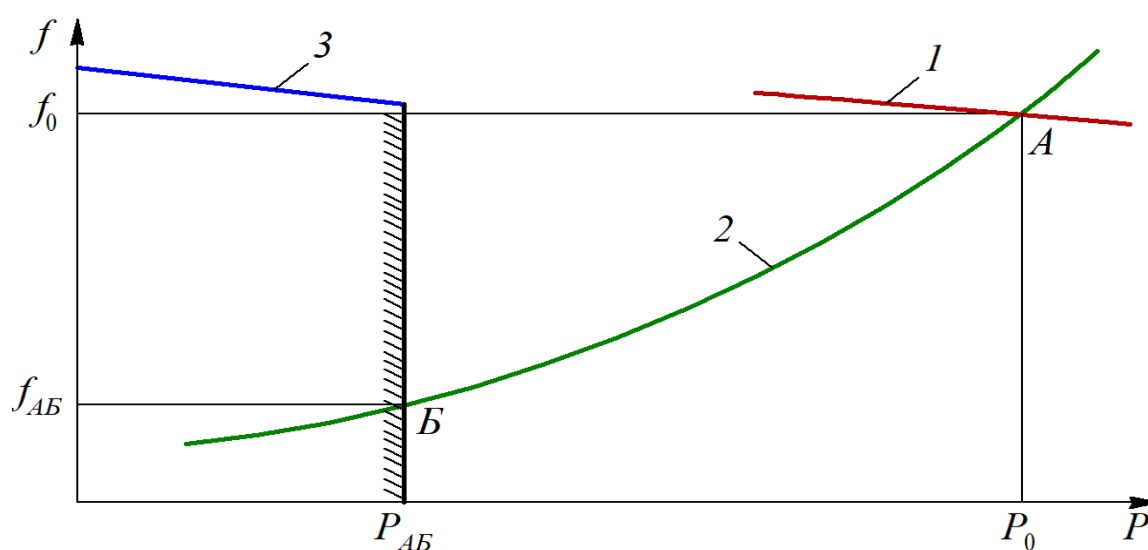


Рисунок 7.1 – Статичні характеристики системи за частотою та активною потужністю

Припустивши обмеження характеристики генеруючих джерел після поділу лінією, баланс у встановленому режимі знаходиться в точці *B* (частота  $f_{AB}$ ). Ця частота може здатися нижче значення, при якому продуктивність насосів, що працюють на протитиск (живильні насоси котли), опиняється недостатньою. У цьому випадку порушується робота котлоагрегатів і електростанція повинна бути зупинена. Частота в дефіцитній частині ЕЕС додатково знижується, що призводить до порушення роботи інших електростанцій до повного вимкнення всіх джерел генерації.

Відновлення роботи електростанцій вимагає подачі на кожен з них електроенергії ззовні для приведення в дію технологічного обладнання (власні потреби електростанції). Тільки після пуску котлів і турбін електростанції можуть бути включені в роботу.

З розглянутого випливає, що «лавина» частоти може викликати важку багатогодинну енергетичну аварію на великій території. Щоб уникнути її, ЕЕС

оснащуються частотною автоматикою, розташованою на підстанціях, а також в ключових вузлах ЕЕС. У міру аварійного зниження частоти ця автоматика відключає лінії розподільних мереж для утримання частоти в межах, безпечних для функціонування власних потреб електростанцій. Потім частота доходить до значення, близького до нормального, при якому можлива синхронізація розділених частин ЕЕС, і наступне відновлення електропостачання всіх відключених споживачів.

У зв'язку з тим, що процес зміни частоти відбувається з постійною часу, обумовленою інерцією обертальних мас, можна здійснити бажаний хід зміни процесу та необхідні заходи щодо його корегування. У цьому сенсі управління здійснюється зі зворотним зв'язком, що забезпечує підвищену надійність. Крім того, в якості резервного засобу при великому зниженні частоти використовується пристрій, що відділяє генератор з власними потребами від системи для забезпечення їх живлення з нормальною частотою. У зв'язку з деяким розвантаженням відокремлюваних генераторів частотне розподілення супроводжується деяким збільшенням дефіциту активної потужності [29].

На ГЕС передбачається автоматичний пуск протягом 40–60 с гідрогенераторів, що знаходяться в резерві, і переведення агрегатів, що працюють в режимі СК, в активний режим (10–15 с).

Простіше кажучи, неконтрольоване зниження частоти при відсутності резерву генеруючих потужностей на станціях може призвести до виникнення технологічного порушення: «лавини» частоти, коли зниження частоти в системі призводить до зниження вироблення власних потреб станцій і, як результат, зменшення генерації, а зменшення генерації призводить до ще глибшого зниження частоти в системі. В результаті лавиноподібна частота знижується, захисні автомати (типу ЗДА, РДА, ЧДА) відключають електростанції від системи і переводять їх на роботу зі збалансованим навантаженням, а енергосистема або її частина (дефіцитна), як прийнято виражатися, «сідає на нуль».

#### **7.4. Заходи щодо запобігання «лавини» частоти**

Для запобігання неприпустимих режимів роботи обладнання і підтримки стійкої паралельної роботи енергосистем при дефіциті, що приводить до зниження частоти в енергосистемах, передбачено такі заходи:

1) встановлення пристроїв АЧР в тому числі на ПС–330 кВ, а для відновлення електропостачання споживачів – пристроїв АПВ;

2) встановлення автоматика поділу мережі для запобігання повного зупинення теплових електростанцій при утворенні більшого дефіциту потужності та розробленні схеми виділення ТЕС (ТЕЦ) або окремих блоків для роботи на ізолювану навантаженні;

3) складання графіків обмеження споживання електричної потужності, графіків обмеження споживання електроенергії, графіків аварійного відключення споживачів при дефіциті потужності, спеціальних графіків аварійного відключення споживачів.

Наприклад, щорічно до 1 жовтня Північна ЕС направляє на підстанції виписки із затвердженням обсягів АЧР і спеціальних графіків аварійних відключень.

При спрацьовуванні пристроїв АЧР оперативний персонал ПС зобов'язаний:

1) зафіксувати час спрацьовування АЧР;

2) визначити відключення ланок, порівняти їх з вказаними у виписці;

3) за відомістю уточнити останні зафіксовані величини навантажень за цими ланками;

4) передати дані диспетчеру МЕМ для подальшої передачі їх диспетчеру обленерго.

Встановлено такий порядок обліку навантажень, які вимикаються за всіма видами аварійних відключень і обмежень:

1) державна служба МЕМ після отримання команди від диспетчера обленерго і підтвердження ДД ЕС на відключення повинна перевірити наявність даних приєднань в виписках з ДАТ, СГАВ, після чого віддати відповідні команди на ПС;

2) черговий підстанції, який отримав команду диспетчера МЕМ на відключення ліній (фідерів), зобов'язаний перед відключенням кожної лінії (фідера) зафіксувати її навантаження;

3) після закінчення відключення приєднань черговий сповіщає про проведення відключення із зазначенням відключеного навантаження диспетчеру, який дав команду на відключення, і робить запис в оперативному журналі з фіксованим часом відключення, диспетчерського найменування лінії (фідера) і величини відключеного навантаження. В оперативному журналі має бути зафіксовано час отримання команди на включення і час включення.

Якщо черговий підстанції відключає за графіками відключень частину ліній (фідерів), які живлять одного споживача, то він повинен зафіксувати навантаження всіх фідерів, які живлять споживача, а після відключення частини з них

контролювати навантаження фідерів, що залишилися в роботі. У разі збільшення навантаження на фідерах, що залишилися в роботі, черговий зобов'язаний довести до відома про це диспетчера МЕМ (для подальшої передачі інформації диспетчеру облenerго) і зафіксувати в оперативному журналі зростання навантаження і час.

У таких випадках після попередження споживача і не знижуючи своє навантаження протягом 10 хвилин даний споживач має бути відключений по команді диспетчера облenerго через диспетчера МЕМ. При цьому відповідальність за негативні наслідки внаслідок відключення несе сам споживач.

Включення споживачів відключених вручну за графіками аварійних відключень або від АЧР (якщо вони не включені від АПВ), має проводитися з дозволу диспетчера системи (для чергового ПС – тільки по команді ДД МЕМ).

Відключення споживачів від спецчерги АЧР допускається на час не більше 2 годин. Включення окремих приєднань, відключення від САЧР при частоті 49,2 Гц, по закінченню цього часу, коли пристрої АЧР не дозволяють включити відключені з'єднання, допускається з дозволу диспетчера Північної ЕС з попереднім відключенням інших споживачів рівної потужності.

Тривалість відключення споживачів, заведених в ДАТ і СГАВ, визначається часом ліквідації аварійної ситуації та, як правило, не повинно перевищувати двох годин, а за погодженням з місцевими органами виконавчої влади може становити більший період часу.

У разі значного дефіциту генеруючої потужності та загрози розвалу ОЕС України при масовій роботі АЧР, допускається багаторазове відключення одних і тих же ліній (фідерів) з перервою між відключеннями на 1–2 години.

Для запобігання розвитку технологічних порушень на електростанціях за умовами загрози критичного зниження частоти електричного струму в мережі ОЕС України, відключення технологічного обладнання та повне знеструмлення станцій повинне передбачатися автоматикою відділення електростанції або одного з енергоблоків від ОЕС на виділене навантаження СН і навантаження місцевого району.

При перевищенні дозволеного максимально або аварійно допустимого перетікання активної потужності по окремим перетинам черговий диспетчер НЕК «Укренерго», черговий диспетчер дефіцитної ЕЕС зобов'язаний негайно вжити оперативних заходів по його розвантаженні, використовуючи регульовальні резерви електростанцій і заходи оперативного зниження споживання (графіки аварійного відключення, кнопки САОН).

*При досягненні перетоків потужності по міждержавних лініях електричного зв'язку граничних значень, передбачених міждержавними договорами та режимними інструкціями, диспетчери НЕК «Укренерго», ЕЕС повинні діяти відповідно з міждержавними та виробничими інструкціями.*

*У режимах роздільної роботи ОЕС України з ЄЕС Росії відповідальність за підтримку частоти в ОЕС України несе черговий диспетчер НЕК «Укренерго», а в ізолювано працюючих ЕЕС – чергові диспетчери ЕЕС.*

*Регулюванням напруги в електричних мережах повинні бути забезпечені:*

- 1) відповідність показників напруги вимогам ГОСТ 13109;*
- 2) необхідний запас стійкості та допустимі рівні напруги в контрольних вузлах ОЕС України;*
- 3) відповідність рівня напруги значенням, допустимим для обладнання електричних станцій і мереж;*
- 4) мінімальні втрати електроенергії в електричних мережах ЕЕС і енергопостачальних компаній.*

Важливим є розуміння оперативним персоналом суті фізичного процесу лавиноподібного підвищення або зниження напруги. Під «лавиною» напруги розуміється лавиноподібна зміна напруги при порушенні балансу реактивних потужностей. «Лавини» напруги, що трапляються в ЕЕС, пов'язані з балансом реактивної потужності, який в свою чергу визначається співвідношенням характеристик джерел генерації (системи живлення) і споживачів.

При деякому зниженні напруги струм збудження досягає граничного значення і в подальшому реактивна потужність синхронного генератора зменшується. Зазвичай генератори працюють через підвищувальний трансформатор і результуюча характеристика зменшена за рахунок втрати реактивної потужності в трансформаторі [30].

## **7.5. Характеристики систем живлення**

Характеристика системи живлення представляє собою складне поєднання характеристик і має опуклість, спрямовану вгору. Характеристики, якщо їх потужність значна, призводять до зміщення екстремуму характеристики системи живлення в область більш високих напруг. На рис. 7.2 наведено характеристику навантаження. При зменшенні напруги реактивна потужність живлення знижується.



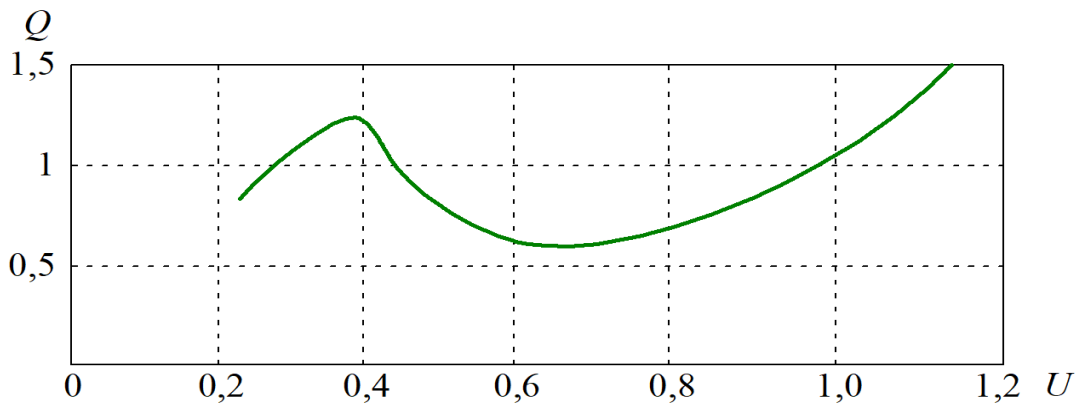


Рисунок 7.2 – Характеристика навантаження

Велике зменшення напруги викликає зупинку невідключених від мережі асинхронних двигунів, в результаті чого реактивна потужність збільшується [31]. Практично це збільшення обмежене тим, що магнітні пускачі, що використовуються в якості комутаційного апарату на основних двигунах, відключаються. Це знижує навантаження, і характеристика зміщується вниз, вона має опуклість, спрямовану вниз. У вихідному нормальному режимі баланс реактивної потужності вузла системи обумовлюється перетином характеристик навантаження та генерації в області, що відповідає наявності резерву реактивної потужності. Підтримка потрібних рівнів напруги при різному навантаженні забезпечується зміною струмів вимкнення генераторів і перемиканням кіл трансформаторів, що рівносильно зміщенню характеристики системи живлення (рис. 7.3).

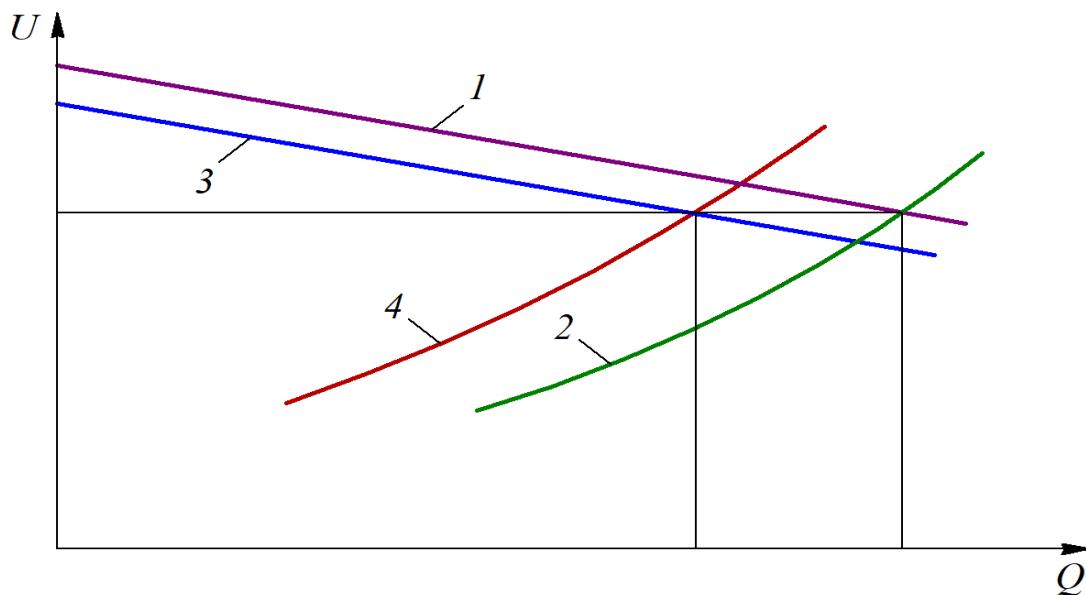


Рисунок 7.3 – Поєднання статичних характеристик системи (1 і 3) і навантажень (2 і 4), що забезпечують нормальний режим

В аварійних режимах, пов'язаних з різким зміщенням характеристик, на перетині правих гілок характеристик системи та навантаження сталий аварійний режим є стійким (рис. 7.4). Напруги, що встановлено в аварійному режимі, може виявитися недостатньо для збереження статичної стійкості навантаження або забезпечення технологічних процесів виробництв.

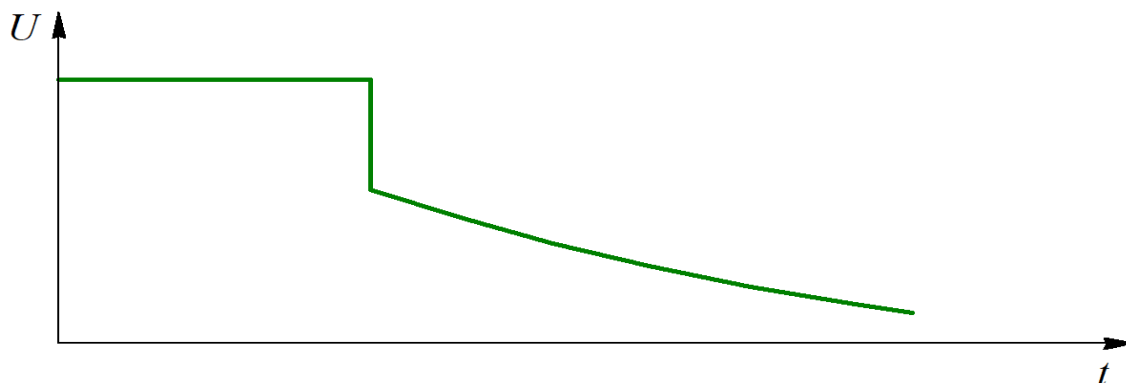


Рисунок 7.4 – Графік зниження напруги в аварійному режимі

Розрізняють декілька причин виникнення «лавини» напруги. «Лавина» зниження напруги виникає одночасно з «лавиною» частоти внаслідок розподілення ЕЕС на частини, які іноді призводять до втрати частини генеруючої реактивної потужності та зарядної потужності мережі надвисокої напруги, необхідної для балансу. Крім того, велике зниження частоти через його вплив на роботу АРВ призводить до зміни напруги на виводах генераторів. Відомо, що вимірювальні органи АРВ пропорційної дії мають індуктивність, в результаті чого вони реагують на зниження частоти як на еквівалентне підвищення напруги. В результаті АРВ призводять до деякого зменшення напруги. В середньому при зниженні частоти на 1 % напруга зменшується на 1,4 %.

АРВ сильної дії, реагуючи на похідну частоти, навпаки, сприймають зниженню частоти як зменшення нагрівання, що збільшує збудження генераторів.

Реакції АРВ обох типів протилежні та в цілому вплив зміни частоти на напругу залежить від їх питомої ваги в ЕЕС. Процес зниження напруги при «лавіні», що протікає, відбувається в два етапи. На першому етапі напруга стрибком зменшується до сталого значення, відповідно до балансу реактивної потужності (рис. 7.5).

На другому етапі при зниженні частоти, що відбувається з постійною часу  $T = 2-3$  с, напруга додатково зменшується через характеристику АРВ. Зміна напруги, впливаючи на потужність, що споживається навантаженням, в свою чергу робить деякий вплив на зміну частоти.

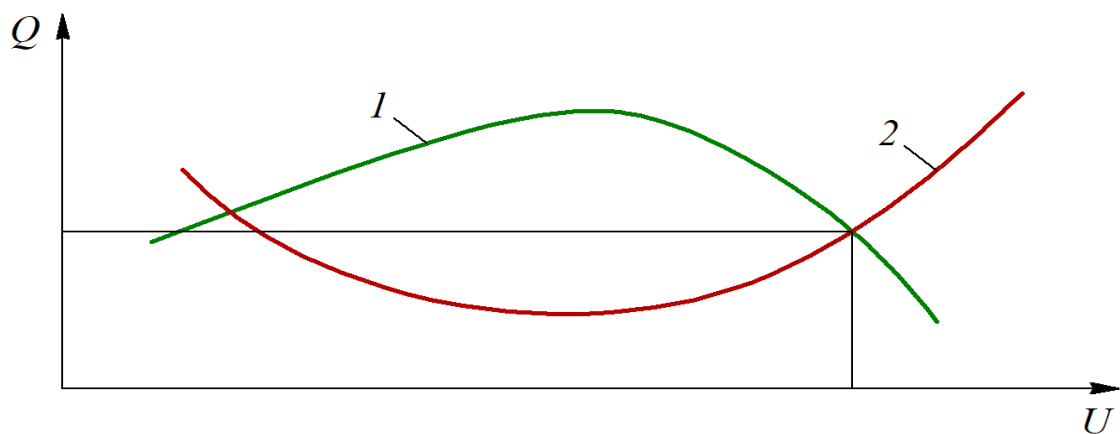


Рисунок 7.5 – Досягнення сталого режиму в аварійних умовах в точці перетину характеристики системи (1) і навантаження (2)

При успішній роботі частотного розвантаження ліквідуються дефіцитні впливи як активної, так і реактивної потужностей.

Головна небезпека «лавини» напруги є в тому, що великі зниження напруги можуть викликати відмови частотної автоматики, призначеної для підтримки частоти в безпечних межах. Можливі також відмови відключення вимикачів на підстанціях з оперативним змінним струмом. Щоб уникнути відмов необхідно, щоб принцип дії реле частоти виключав вплив напруги на їх уставку, а кола відключення вимикачів на підстанціях з оперативним змінним струмом жилися від стабілізаторів напруги [32]. «Лавина» зниження напруги навантажувального вузла виникає в результаті аварійного зменшення пропускну здатності мережі через відключення частини живлення ЛЕП. На стороні живлення ЛЕП, що залишилися в роботі напруга може знизитися до значень, недостатніх для забезпечення технологічних процесів виробництва.

Зниження напруги може призвести до передчасного форсування збудження генераторів, пов'язаного з неповним використанням їх перевантажувального ресурсу.

Ситуація може посилитися непропорційно великій потужності конденсаторних установок, що зміщують екстремум характеристики генерації в сторону більш високих напруг. У цьому випадку баланс реактивної потужності відповідає перетину характеристики навантаження з характеристикою генерації, при якому порушується стійкість режиму напруги вузла навантаження.

Розглянемо заходи щодо запобігання аварійного зниження і підвищення напруги.

Підвищення і зниження напруги в вузлах енергосистеми відбувається, як правило, через зміну балансу реактивної потужності. Причиною цього може бути

зміна навантаження транзитної та розподільної мережі, наявність ВЛ–330 кВ і вище, перезбудження (недозбудження) генераторів на електростанціях.

Підвищення напруги в контрольних точках вище тривало допустимого призводить до збільшення втрат на корону, викликає перегрів і старіння ізоляції (особливо маслонаповненого обладнання), призводить до збільшення полів розсіювання в сталі трансформаторів і електродвигунів, що в свою чергу обумовлює нагрівання їх елементів [33]. Підвищення напруги в мережі 330–750 кВ вище допустимих норм може виникнути в режимах:

- 1) мінімальних навантажень електромережі 750–330 кВ при розподільній роботі ОЕС України і ЄЕС Росії;
- 2) неповнореакторних схем ВЛ 750кВ;
- 3) утворення довгих (до 300 км) слабо навантажених транзитів 330 кВ.

Зниження напруги нижче гранично допустимої в вузлових точках енергосистеми, поряд зі збільшенням активних втрат в лініях електропередачі та перевантаження споживачів по струму знижує межу статичної та динамічної стійкості енергосистеми. Зниження межі стійкості може призвести до виникнення хитань і асинхронного режиму між частинами енергосистеми. Такі аварії носять важкий характер як за своїми масштабами, так і за розміром наслідків.

Різке зниження напруги в основних вузлових точках енергосистеми може статися в результаті не відключення короткого замикання в основній мережі, відключення потужних транзитних зв'язків або втрати генеруючих потужностей.

## **7.6. Способи регулювання напруги в енергосистемі**

Існують такі способи регулювання напруги в енергосистемі [34]:

- 1) зміна реактивної потужності генераторів ТЕС регулюванням струму збудження;
- 2) включення або відключення БСК;
- 3) зміна коефіцієнта трансформації трансформаторів і автотрансформаторів з РПН або ВДТ (в тому числі в разі неприпустимого відхилення напруги на СН при нормальному рівні напруги на стороні ВН);
- 4) зміна числа працюючих АТ на підстанціях;
- 5) включення або відключення шунтуючих реакторів;
- 6) включення або відключення мало завантажених ПЛ–330 кВ;
- 7) відключення споживачів;
- 8) регулювання реактивного навантаження споживача.

Вибір способу регулювання напруги здійснюється диспетчером енергосистеми, з урахуванням співвідношення напруг в контрольних точках мережі 330 кВ і 110 (150) кВ.

При зниженні напруги в основній мережі 110–750 кВ до мінімального рівня, для його підвищення використовуються резерви існуючої реактивної потужності (генератори, БСК). При зниженні напруги до аварійної межі, після використання всіх наявних можливостей по його підйому, застосовується відключення споживачів по графікам аварійних відключень в дефіцитній частині енергосистеми. Мінімальні та максимальні гранично допустимі рівні напруг прописані в місцевій інструкції «Регулювання напруги», а також нормуються графіками рівнів напруги в точках ЕС, які змінюються один раз в квартал, за підписом головного диспетчера системи.

Регулювання напруги в мережі 110 кВ і вище повинно здійснюватися в контрольних вузлах відповідно до затверджених в установленому порядку на кожен квартал графіків напруги в функції часу або характеристиками залежності напруги від параметрів режиму з урахуванням складу включеного обладнання.

Характеристики регулювання і графіки напруги в контрольних вузлах повинні бути визначені відповідними службами НЕК «Укренерго» і ЕЕС на майбутній квартал і відкоректовані, якщо необхідно, при короткостроковому плануванні режиму. Регулювання напруги повинно здійснюватися переважно засобами автоматики та телемеханіки, а при їх відсутності оперативним персоналом електростанцій і підстанцій під контролем чергового диспетчера, диспетчерських служб НЕК «Укренерго», ЕЕС, енергопостачальних компаній.

*Для контрольованих диспетчером ЕЕС вузлових пунктів електричних мережі електростанцій і підстанцій з синхронними компенсаторами, статичними реакторно-конденсаторними установками, повинні бути встановлені мінімальні (з 20 % запасом) і аварійні (з 8 % запасом) межі зниження напруги, що визначаються за умовами статичної стійкості ЕЕС і вузлів навантаження.*

При зниженні напруги в контрольованих пунктах електричної мережі нижче мінімально допустимого за умовами стійкості, черговий диспетчер ЕЕС, оперативний персонал у зміні електростанцій і підстанцій з джерелами реактивної потужності (синхронні компенсаторами, статичні реакторно-конденсаторні установки) і з РПН АТ за погодженням оперативного персоналу повинен самостійно виконати для підйому напруги:

- 1) наявні резерви реактивної потужності електростанцій і підстанцій;

- 2) регулювальні можливості АТ з РПН;
- 3) відключення шунтуючих реакторів в мережі 750 кВ;
- 4) аварійні перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів в енергетичних вузлах.

*Якщо напруга в контрольованих пунктах електричної мережі знижується до зазначеної аварійної межі, оперативний персонал електростанцій і відповідних підстанцій повинен самотійно підтримувати напругу шляхом використання перевантаження здатності генераторів і синхронних компенсаторів, а чергові диспетчери НЕК «Укренерго» і ЕЕС повинні надавати електростанціям і електричним мережам допомогу шляхом перерозподілення реактивної та активної потужності між ними. При цьому не дозволяється піднімати напругу в окремих пунктах вище значень, гранично-допустимих для електрообладнання.*

У тих вузлах ЕЕС і ОЕС України, де можливе зниження напруги нижче аварійно допустимого рівня при зміні режиму роботи або схеми мережі, повинна бути встановлена автоматика відключення навантаження в обсязі, необхідному для запобігання порушення стійкості в вузлі.

Регулювання параметрів теплових мереж має забезпечувати підтримку заданого тиску та температури теплоносія в контрольних пунктах.

Допускається відхилення температури теплоносія від заданих значень при короткочасній (не більше 3 годин) зміні затвердженої графіком, якщо інше не передбачено договірними відносинами між виробниками і споживачами тепла.

Регулювання в теплових мережах має здійснюватися автоматично або вручну шляхом впливу на:

- 1) роботу джерел і споживачів тепла;
- 2) гідравлічний режим теплових мереж, в тому числі зміни перетоків теплоносія і режимів роботи насосних станцій і теплоприймачів;
- 3) режим підживлення шляхом підтримки постійної готовності водопідготовчих установок теплогерел до покриття змінних витрат підживлювальної води.

## **7.7. Управління обладнанням**

Обладнання енергооб'єктів, прийнятих в експлуатацію, повинно знаходитися в одному з таких оперативних станів: роботі, резерві, ремонті або

консервації. Виведення ліній електропередачі, обладнання, теплопроводів, пристроїв РЗА, АСДК і ЗДТК, систем і приладів комерційного обліку енергії з роботи та резерву для ремонту й випробувань, навіть за затвердженим планом, повинне бути оформлено письмовою заявкою, що подається відповідно до затверджених переліків на їх оперативне керування й оперативне ведення в відповідну диспетчерську службу.

При необхідності негайного відключення (існує загроза для життя людей, пошкодження обладнання, аварія) обладнання повинно бути вимкнене оперативним персоналом об'єкта електроенергетики, де встановлено обладнання відключення, відповідно до вимог місцевих інструкцій з попереднім, якщо це можливо, і обов'язковим наступним повідомленням оперативно-диспетчерського персоналу.

Після зупинки обладнання оформляється термінова заявка із зазначенням причин і орієнтовного терміну ремонту.

Дозвіл на виведення з роботи та резерву або переведення в ремонт основного обладнання, що знаходиться в оперативному управлінні або диспетчерській службі НЕК «Укренерго», ЕЕС, енергопостачальній компанії, диспетчерській службі (начальника зміни) об'єкта електроенергетики, має бути видано за заявкою в установленому порядку відповідно головним диспетчером НЕК «Укренерго», головним інженером шахти (головним диспетчером) ЕЕС, енергопостачальною компанією, начальником диспетчерської служби (начальником зміни) об'єкта електроенергетики. Час операцій, пов'язаний з виведенням в ремонт і введенням в роботу обладнання, пристроїв і систем, а також розпалюванням котла, виведенням ядерної установки на МКР, пуском турбіни, має бути включено в термін ремонту, дозволеного за заявкою.

Якщо з якої-небудь причини обладнання не було відключено в визначений термін, тривалість ремонту повинна бути скорочена, а дата включення залишатися незмінною. Продовжити термін ремонту може тільки диспетчерська служба НЕК «Укренерго», ЕЕС, енергопостачальна компанія, об'єкт електроенергетики (начальник зміни електростанції, підстанції, теплоцентралі, районної котельні).

*Незважаючи на дозволена заявкою, виведення обладнання з роботи та резерву або для випробування може бути виконано лише з рішення чергового диспетчера НЕК «Укренерго», ЕЕС, енерговиробничої компанії, об'єкта електроенергетики (начальника зміни електростанції, підстанції, теплоцентралі), виданого безпосередньо перед виведенням з роботи та резерву обладнання або перед проведенням випробувань.*

Випробування обладнання, пристроїв і систем в ОЕС України повинні виконуватися з технічних і робочих програм, складних, узгоджених і затверджених в установленому порядку.

*Випробування на внутрішньосистемних, міжсистемних або міждержавних електричних зв'язках, в результаті яких може значно змінитися режим ОЕС України, повинні бути перевірені за програмами, погодженими головним диспетчером НЕК «Укренерго» і затвердженими технічними керівниками відповідних об'єктів.*

*Програми випробувань системного значення повинні бути представлені в ЕЕС на узгодження або затвердження не пізніше, ніж за 7 днів до початку випробувань.*

*Програми випробувань міжсистемного значення повинні бути представлені в НЕК «Укренерго» на узгодження або затвердження не пізніше, ніж за 14 днів до початку випробувань.*

Порядок погодження та затвердження програм випробувань проектного значення повинні регламентуватися місцевими інструкціями.

Перевірка (випробування) пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК, апаратура яких розташована на двох і більше об'єктах, повинна виконуватися одночасно на всіх цих об'єктах.

Обладнання вважається введеним в роботу з ремонту після повідомлення експлуатуючою організацією про завершення ремонтних робіт, включення його в мережу та закриття оперативної заявки.

## **7.8. Попередження і ліквідація технологічних порушень**

Основними завданнями оперативно-диспетчерського управління при попередженні та ліквідації технологічних порушень в роботі ОЕС України є:

- 1) дотримання нормальних режимів обладнання, систем, пристроїв, своєчасне виявлення загрози виникнення технологічного порушення;
- 2) запобігання розвитку порушень, виняток травмування персоналу і пошкодження обладнання, не порушеного технологічного порушенням;
- 3) швидке відновлення енергопостачання споживачів і нормальних параметрів, що відпускається споживачам енергії;
- 4) створення найбільш надійної післяаварійної схеми та режиму роботи системи в цілому і її частин;
- 5) визначення стану відключення в результаті технологічних порушень і



відключеного обладнання і, при можливості, включення його в роботу та відновлення схеми й режиму роботи мережі.

В ОЕС України розподілення функцій щодо попередження та ліквідації технологічних порушень між диспетчерами НЕК «Укренерго», ЦДС ЕЕС, енергопостачальних компаній, оперативним персоналом електростанцій, в тому числі АЕС НАЕК «Енергоатом», має бути чітко регламентовано відповідними місцевими інструкціями та положеннями про оперативно-технічні відносини.

Розподілення функцій щодо попередження та ліквідації технологічних порушень на зв'язках між ОЕС України і ЕЕС інших держав має бути регламентовано місцевими інструкціями та міждержавними або іншими спеціальними угодами (положеннями) про оперативно-технічні взаємини.

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

*Керівництво ліквідацією технологічних порушень, що відображаються на роботі ЕЕС, координацію дій оперативного персоналу ЕЕС і об'єкта електроенергетики повинен здійснювати диспетчер ЦДС ЕЕС, а в частині, що стосується ОЕС України, – диспетчер НЕК «Укренерго».*

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

Про виконану заміну ставиться до відома як вищий, так і підлеглий оперативний персонал. Приймання і передача зміни під час ліквідації технологічних порушень забороняються.

Прийшовши на зміну оперативний персонал обирається на розсуд особи, яка керує ліквідацією технологічних порушень. При тривалій ліквідації технологічного порушення, в залежності від його характеру, допускається здавання зміни з дозволу вищого оперативного персоналу.

Розподілення обов'язків між оперативним персоналом в зміні при ліквідації технологічних порушень повинно бути регламентовано місцевими інструкціями.

З метою виключення виникнення і розвитку, а також ліквідувати технологічні порушення режиму роботи ОЕС України або її окремих енергетичних районів внаслідок дефіциту потужності та електроенергії, зниження частоти, порушення режиму допустимих перетоків і перевантаження елементів мережі, порушення допустимих режимів роботи електростанцій, зниження напруги в контрольних вузлах ЕЕС до аварійного рівня повинні застосовуватися автоматика нормальних режимів і протиаварійна автоматика, відповідні графіки обмеження та аварійного відключення споживачів, способи протиаварійного керування енергоспоживанням. У разі відмови автоматичних пристроїв оперативний персонал повинен бути готовий до даних дій, виконаних вручну.

### **7.9. Вимоги до оперативних схем**

В ОЕС України об'єкти електроенергетики повинні бути укомплектовані затвердженими в прийнятому порядку, визначеному диспетчерськими службами НЕК «Укренерго» і ЕЕС, оперативними схемами електричних з'єднань з нанесенням на них відповідних диспетчерських найменувань.

Оперативні схеми електричних з'єднань об'єктів електроенергетики ОЕС України, незалежно від їх форм власності та відомчої належності, які перебувають в оперативному керуванні або оперативному розпорядженні НЕК «Укренерго», ЕЕС, мають відповідати вимогам щодо забезпечення прийнятих режимів роботи ОЕС.

В ОЕС України до оперативних схем електричних з'єднань в рамках централізованого оперативно-диспетчерського управління відносяться електричні схеми електроустановок і мереж напругою 110 кВ і вище.

Приєднання сторонніх споживачів до шин розподільних пристроїв СН електростанцій і підстанцій забороняється. Виняток становлять електростанції, на яких генератори з'єднані в блоки з трансформаторами, при відсутності розподільних мереж в даній місцевості.

### **7.10. Оперативно-диспетчерський персонал**

Для оперативно-диспетчерського управління всіх суб'єктів ОЕС України, незалежно від форм власності та відомчої приналежності, повинен підбиратися висококваліфікований персонал, який пройшов відповідну підготовку та

отримав в установленому порядку спеціальний дозвіл (ліцензію) на право виконання цих робіт.

До оперативного персоналу в ОЕС України відносяться:

1) керівний оперативний персонал у зміні: черговий диспетчер НЕК «Укренерго», ЦДС ЕЕС, енергопостачальної компанії та її структурних підрозділів, начальник зміни (черговий інженер) об'єкта електроенергетики (електростанції, теплоцентралі, мережі);

2) оперативно-виробничий персонал, що на виробничих ділянках виконує експлуатаційне обслуговування закріпленого за ним обладнання з правом виконання оперативних перемикань; оперативний персонал, що безпосередньо впливає на органи керування енергоустановок, обслуговуючі виробничі ділянки в зміні;

3) черговий персонал, який здійснює оперативне обслуговування підстанцій і виробничих ділянок відповідно до затвердженого графіка.

Оперативний персонал виконує в ОЕС України роботи з оперативного керування і оперативних перемикань.

Оперативний персонал під час зміни несе відповідальність за експлуатацію обладнання, що знаходиться в його оперативному управлінні або розпорядженні, відповідно до цих правил, місцевих інструкцій, правил охорони праці та інших керівних документів, а також за точне виконання оперативних розпоряджень вищого оперативного персоналу.

При порушенні режимів роботи, пошкодженні обладнання, виявленні дефектів, що загрожують пошкодженню обладнання, а також при виникненні пожежі оперативний персонал повинен негайно вжити заходи до відновлення нормального режиму роботи або ліквідації аварійного стану та запобігання розвитку технологічного порушення. Про те, що сталося порушення оперативний персонал повинен повідомити вищому оперативно-диспетчерському та керівному адміністративно-технічному персоналу відповідно до затвердженого регламенту повідомлень.

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

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

Оперативно-диспетчерський персонал, віддавши чи отримавши розпорядження або дозвіл, повинен записати його в оперативний журнал.

Оперативні переговори повинні вестися технічно грамотно. Відступ від технічної термінології та диспетчерських найменувань категорично забороняється.

*Відповідальність за невиконання або затримку виконання розпорядження вищого оперативно-диспетчерського персоналу несуть особи, які не виконали розпорядження, а також керівники, що санкціонували його невиконання або затримку.*

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

*Робота протягом двох змін підряд забороняється.*

*Припинення чергування без здачі зміни забороняється.*

Під час приймання зміни черговий з числа оперативного персоналу повинен:

1) ознайомитися зі станом, схемою і режимом роботи енергоустановок, що перебувають в його оперативному управлінні та веденні, в обсязі, визначеному відповідними місцевими інструкціями;

2) отримати відомості про стан обладнання, за яким необхідно вести особливо ретельне спостереження для своєчасного попередження порушень в роботі, і про обладнання, що знаходиться в резерві та ремонті;

3) з'ясувати, які роботи на закріпленій за ним ділянкою виконувати за нарядами та розпорядженнями, заявками;

4) перевірити та прийняти інструмент, засоби захисту та надання першої допомоги потерпілим, матеріали, ключі від приміщень, оперативну документацію робочого місця;

5) ознайомитися з усіма записами та розпорядженнями за час, що минув з його попереднього чергування;

6) оформити приймання зміни записом у журналі або звіт за своїм підписом і підписом особи, що здає зміну;

7) прийняти рапорт від підлеглого по зміні персоналу та віддати рапорт безпосередньому вищому оперативному керівнику про вступ до чергування та зауважень, виявлених при отриманні зміни.

Час початку та закінчення приймання (здачі) зміни повинен бути встановлений місцевими інструкціями.

Оперативний персонал повинен періодично, відповідно до інструкцій, випробовувати дію пристроїв автоматики, сигналізації, засобів зв'язку та телемеханіки, а також перевіряти роботу АРМ, правильність показань годин на робочому місці, за затвердженими графіками здійснювати перехід з робочого обладнання на резервне, проводити випробування і профілактичні огляди обладнання.

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

### **7.11. Перемикання в електричних установках**

Перемикання в електричних установках об'єктів електроенергетики в ОЕС України повинні виконуватися у відповідності з вимогами НД по оперативні перемикання в електроустановках. Перемикання на електрообладнанні та в пристроях РЗА, АСДК, ЗДТК, що знаходяться в оперативному управлінні вищого оперативного персоналу, повинні проводитися за його розпорядженням та з дозволу вищого оперативного персоналу, але з наступним його повідомленням дозволяється виконувати у випадках, що не терплять зволікань (нещасний випадок, стихійне лихо, пожежа, аварія).

Перемикання в електроустановках необхідно виконувати, як правило, з використанням програм перемикань, бланків перемикань (типових і звичайних) і місцевих інструкцій з оперативних перемикань.

Бланки перемикань є звітними документами та повинні мати нумерацію. Термін зберігання використаних бланків передання встановлюється місцевими інструкціями і не повинен бути менше 10 днів.

Типові бланки перемикань повинні розроблятися як для нормальних, так і для ремонтних схем з'єднань електроустановок на складні перемикання на конкретному обладнанні та для конкретної схеми з'єднань.

До складних необхідно відносити перемикання, що вимагають суворої послідовності та координації дії оперативного персоналу при виконанні комплексу операцій з комутаційними апаратами, заземлювальними роз'єднувачами та пристроями РЗА.

На кожному об'єкті електроенергетики повинні бути розроблені та затверджені головним інженером шахти переліки видів перемикань, що виконуються за бланками перемикань із зазначенням кількості осіб, які повинні брати в них участь, і розподіленням обов'язків серед них:

- 1) складні, що виконуються за типовими бланками перемикань і окремо за звичайними бланками;
- 2) прості, що виконуються за звичайними бланками перемикань або без бланків.

Переліки видів перемикань повинні переглядатися при трансформаційних змінах схем електричних з'єднань, складу обладнання, пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК, але не рідше, ніж один раз на 3 роки. Бланки перемикань повинні використовуватися оперативним персоналом, що безпосередньо виконують перемикання. При ліквідації технологічних порушень дозволяється користуватися типовими бланками перемикань або здійснювати передавання без бланків перемикань з подальшим записом в оперативному журналі.

*Програма перемикань є оперативним документом з планом впорядкованої послідовності робіт, що спрямований на вирішення конкретного завдання з перемикань в електроустановках різних рівнів оперативного управління і різних об'єктів, а так само під час випробувань або введення нового обладнання.*

*Перемикання в електроустановках дозволяється виконувати особам оперативного та оперативно-виробничого персоналу, що мають право на ведення оперативних переговорів та виконання перемикань.*

Списки таких осіб повинні щорічно затверджуватися керівником об'єкта. У програмах оперативних перемикань повинні бути вказані заходи з підготовки обладнання і схеми, режиму, пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК, в яких повинні бути опрацьовані:

- 1) умови виконання перемикань;
- 2) заходи щодо режимів, які необхідно виконати перед зміною схеми;
- 3) заходи щодо пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК;
- 4) послідовність виконуваних перемикань;
- 5) можливі характерні технологічні порушення і методи їх ліквідація в ремонтній схемі;
- б) організаційні питання.

Всі зміни в первинних схемах електричних з'єднань електроустановок об'єктів електроенергетики ОЕС України виконуються при виробництві

перемикань, місця встановлення заземлень повинні бути відображені на оперативній схемі та мнемосхемі (схемі-макеті).

Після завершення виконання перемикань згідно програми та бланків перемикання на оперативній схемі первинних електричних з'єднань, мнемосхемі та АРМ диспетчера повинні бути вказані кінцеві стани комутаційних апаратів, пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК, місця встановлення заземлень.

*У розпорядженні на виконання оперативних перемикань повинні бути вказані мета перемикань, послідовність операцій в схемі електроустановки та колах пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК з необхідним ступенем деталізації, що визначається вищим оперативним персоналом.*

Виконавцю перемикань повинно бути одночасно видано не більше одного завдання на проведення оперативних перемикань, що містить операції одного цільового призначення. Виконання планових перемикань повинно проводитися на підставі дозволеної заявки. Їх початок визначається менеджером, в оперативному управлінні якого знаходиться електрообладнання. Складні перемикання повинні виконувати дві особи, з яких одне є контрольованим.

При виконанні перемикань двома особами контролюючим повинен бути старший за посадою. Відповідальність за правильність перемикань покладається на обидві особи. Прості перемикання при наявності працездатного блокувального пристрою можуть бути виконані однією особою, незалежно від складу зміни. При зникненні напруги на електрообладнанні оперативний персонал повинен бути готовий до подачі напруги електрообладнання без попередження.

Відключення і включення під напругу та в роботу приєднання, що має у своєму колі вимикач, повинно здійснюватися цим вимикачем.

Дозволяється відключення і включення віддільниками, роз'єднувачами відповідного класу напруги внутрішньої і зовнішньої установки:

1) трансформаторів напруги, нейтралі силових трансформаторів, заземлюючих дугогасних реакторів при відсутності в мережі замикання на землю [35];

2) намагнічувальні струми силових трансформаторів, зарядного струму та струму замикання на землю повітряних і кабельних ліній електропередачі з дотриманням вимог чинних НД;

3) зарядного струму шин і обладнання всіх класів напруги (крім конденсаторних батарей).

Дозволяється шунтування і розшунтування включених вимикачів, з приводів яких знято оперативний струм, а також шунтування і розшунтування

компенсаційних реакторів в установках променевого реактора 750 кВ. Допускається дистанційне вимкнення роз'єднувачами несправного вимикача, зашунтованого одним вимикачем або колом з декількох вимикачів інших приєднань, якщо відключення вимикача може призвести до його руйнування.

У кільцевих мережах напругою 6–10 кВ дозволяється відключення роз'єднувачами зрівняльних струмів до 70 А і замикання мережі в кільце за різниці напруг на розімкнених контактах роз'єднувачем не більше 5 %.

Допускається відключення триполюсними роз'єднувачами зовнішньої установки при нарузі 10 кВ і нижче струму навантаження до 15 А.

Допустимі значення, що відключаються і включаються роз'єднувачами струмів, повинні бути визначені НД. Порядок і умови виконання операцій з перемикачів для різних електроустановок і приєднань повинні бути регламентовані місцевими інструкціями. Оперативному персоналу, що безпосередньо виконує перемикач, самовільно виводити з роботи пристрої блокування безпеки забороняється. Деблокування дозволяється тільки після перевірки на місці відключеного положення вимикача і з'ясування причини відмови блокування з дозволу та під керівництвом осіб, уповноважених на це письмовою вказівкою по об'єкту. Про всі випадки деблокування необхідно зробити запис в оперативному журналі.

## **7.12. Автоматизовані системи диспетчерського керування**

Диспетчерський пункт НЕК «Укренерго», ЕЕС, енергопостачальні компанії та їх основні структурні підрозділи повинні бути оснащені автоматизованою системою диспетчерського керування (АСДК).

Автоматизована система диспетчерського керування НЕК «Укренерго», ЕЕС, енергетичних компаній повинна бути інтегрованою, багаторівневою, ієрархічною та розподіленою системою, структура якої відповідає структурі та ієрархії диспетчерського керування режимами та обладнанням електричної (теплової) мережі компанії. До складу комплексу технічних засобів АСДК повинні входити пристрої диспетчерського та технологічного керування в сукупності з засобами автоматизованої системи керування технологічним процесом (АСК ТП):

1) датчики інформації і перетворювачі сигналів контрольованих параметрів, контрольні пункти телемеханічних комплексів, мікропроцесорні контролери АСК ТП об'єктів (агрегатів);

2) пристрої передачі та приймання інформації, пристрої зв'язку з об'єктом керування, пульти керування, АРМ (диспетчера, начальника зміни, оператора);



3) канали зв'язку між різними рівнями комплексу (по проводам ВЛ, грозозахисним тросам, оптоволоконним лініям);

4) засоби обробки та відображення інформації (ЕОМ оперативних інформаційно-керуючих і обчислювальних комплексів, пристрої друку, дисплеї, цифрові та аналогові прилади);

5) допоміжні системи (гарантованого електроживлення, кондиціонування повітря, протипожежні).

Пристрої АСДК повинні проходити періодичні перевірки відповідно до виробничих інструкцій, вимог заводів-виготовлювачів технічних засобів і вимог галузевих НД.

### **7.13. Засоби диспетчерського та технологічного керування**

НЕК «Укренерго», ЕЕС, об'єкти електроенергетики енергетичних компаній повинні бути оснащені засобами диспетчерського та технологічного керування відповідно до РД 34.48.151 «Норми технологічного проектування диспетчерських пунктів і вузлів ЗДТК енергосистем», та іншими чинними НД. Експлуатація ЗДТК повинна забезпечувати їх постійне функціонування і готовність до дії при встановленій якості передачі інформації в нормальних режимах ОЕС України і в разі технологічних порушень режимів ОЕС. Експлуатація обладнання високої напруги високочастотних каналів телефонного зв'язку та телемеханіки по лініях електропередачі (конденсатори зв'язку, реактори, заземлювальні ножі, пристрої антенного зв'язку, прохідні ізолятори, розрядники елементів налаштування і фільтрів приєднання) повинна здійснюватися персоналом, який обслуговує установки високої напруги.

Оперативне і технічне обслуговування ЗДТК має бути забезпечено:

- 1) центральними службами СДТУ НЕК «Укренерго» і ЕЕС;
- 2) місцевими службами (групами) СДТУ (МЕМ) або місцевими вузлами зв'язку об'єктів;
- 3) службами ЗДТК енергокомпаній;
- 4) лабораторіями, що входять до складу служб ЗДТК.

З метою забезпечення безперебійної роботи ЗДТК в центральних і місцевих службах ЗДТК, а також в місцевих вузлах зв'язку, має бути організовано цілодобове чергування оперативного персоналу. Служби ЗДТК і місцеві вузли зв'язку повинні бути оснащені вимірювальними та перевірочними пристроями, забезпе-

чені інструментом, матеріалами, запасними частинами. Автотранспорт, закріплений за службами ЗДТК, прирівнюється по режиму роботи до оперативного та виділяється без попередньої заявки. Засоби диспетчерського та технологічного керування мають бути забезпечені гарантованим електроживленням відповідно до чинних НД. Висновок з роботи засобів диспетчерського зв'язку, систем телемеханіки та каналів зв'язку повинен бути оформлений оперативною заявкою в прийнятому порядку та з узгодженням диспетчерською службою відповідного рівня оперативного керування.

Пристрої телекерування повинні виключати можливість помилкового відключення (включення) керованого обладнання при пошкодженні будь-якого одного елемента цих пристроїв. На панелях телемеханіки затискачі, випадкове з'єднання яких може викликати відключення або включення обладнання, не повинні розташовуватися поруч.

*Опір ізоляції електрично пов'язаних кіл пристроїв телемеханіки спільно з їх зовнішніми зв'язками (за виключенням зв'язків з ЕОМ і апаратурою каналів телемеханіки) відносно корпусу апарату (землі), а також між колами, електрично не пов'язаних між собою, має вимірюватися мегаометром при напрузі 250–500 В і бути не нижче 0,5 МОм. При перевірці ізоляції кіл пристроїв телемеханіки, що містять напівпровідникові елементи, повинні бути вжиті заходи до запобігання обертання їх пошкодження. У пристроях з заземленим нульовим проводом перед перевіркою ізоляції цей провід повинен бути від'єднаний від землі. Опір ізоляції вихідних кіл телекерування і кіл живлення напругою 220 В має вимірюватися мегаометром на напругу 1000–2500 В і бути не нижче 10 МОм.*

Для виведення з роботи вихідних кіл телекерування на електростанціях, підстанціях і диспетчерських пунктах повинні примінятися спеціальні загальні ключі або пристрої вимикання. Вимкнення кіл телекерування і телесигналізації окремих приєднань повинно проводитися на рознімних затискачах або на індивідуальних пристроях вимикання. Всі операції з загальними ключами телекерування та індивідуальними пристроями, що вимикають кола телекерування та телесигналізації дозволяється виконувати тільки за вказівкою або з відома диспетчера. Усі несправності і неправильні дії ЗДТК повинні негайно усуватися, враховуватися і аналізуватися в установленому порядку. У разі неправильної дії пристроїв, їх пошкодження або відхилення параметрів від нормованих показників повинна проводитися додаткова перевірка та усунення зазначених порушень з повідомленням диспетчера та вищої служби ЗДТК [36].

## РОЗДІЛ 8

### ІНОВАЦІЙНІ ЗАХОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

#### 8.1. Підвищення надійності пристроїв РПН силових трансформаторів

Трансформаторне обладнання є одним з найважливіших елементів електричної мережі. З точки зору ефективного управління режимом мережі найбільший інтерес для фахівців представляє система регулювання напругою трансформатора [37]. Це обумовлено тим, що рівні напруги в вузлових точках електричної мережі спільно з компенсацією потоків реактивної потужності в основному визначають втрати потужності та втрати напруги в цих мережах. Тому надійна експлуатація пристроїв регулювання напруги є важливою науково-технічною задачею, над якою працює значна кількість фахівців як у нас в країні, так і за кордоном [38, 39].

Пристрій регулювання напруги силових трансформаторів під навантаженням (РПН) по своєму виконанню є складним і часто недостатньо надійним вузлом силового трансформатора [40, 41]. В той же час РПН може привести до серйозного пошкодження трансформатора в цілому, а в крайньому випадку – до пожежі та вибуху. Відомо, що до 40 % катастрофічних аварій трансформаторів пов'язані з ушкодженнями РПН [42].

Сучасні пристрої РПН мають такі основні складові частини: контактор, приводний механізм, струмообмежувальний опір. Ефективність роботи перемикача числа витків під навантаженням в значній мірі визначається роботою його контактора та привода.

З кінця ХХ століття стали застосовуватися перемикачі числа витків з вакуумними вимикачами. Вакуумні вимикачі характеризуються низькою ерозією контактів, що дозволяє перемикачам числа витків виконувати більшу кількість операцій між обов'язковими профілактичними роботами. Однак конструкція в цілому стає більш складною.

Також на ринку з'явилися експериментальні перемикачі числа витків, в яких функція перемикаччя виконується силовими напівпровідниковими елементами. Ці моделі також спрямовані на те, щоб скоротити простой на проведення технічного обслуговування.

Залежно від пропонованих вимог до регулювання напруги та особливостей конструкції трансформаторів в даний час застосовують різні схеми регулювання

і різні типи пристроїв РПН, що відрізняються між собою технічними характеристиками та конструктивним виконанням.

Регулювання напруги силових трансформаторів, як правило, має здійснюватися в автоматичному режимі та досить надійно. Однак не завжди в енергосистемах пристрій РПН використовується в автоматичному режимі. Головна причина цього – недостатня надійність пристроїв РПН. Найбільш ненадійними елементами сучасних пристроїв РПН, як показав аналіз ушкоджень, є пошкодження приводів. Цей вид ушкоджень найбільш часто зустрічається в експлуатації [43].

Причинами відмов приводів є залипання контактів пускачів, пошкодження кулачкових елементів, відмова кінцевих вимикачів, виткові замикання електродвигунів приводу через зволоження, відсутність або недостатній обігрів, що не забезпечує нормальну роботу елементів пристроїв приводу. Зокрема, пошкоджуються контролери типу 57212/4000 приводів М32 виробництва Болгарії. У контролерах виходить з ладу ролик через механічний знос. У приводах М32, М34 пошкоджуються також кінцеві та захисні вимикачі. Ущільнення кришки приводів виготовлене з недостатньо якісного гумового шнура, прокладка такого шнура в каналі корпусу не може забезпечити потрібну герметичність. З цієї причини апаратура та різні сполучні колодки приводу схильні до окислення і покриттю іржею та пилом. Через недосконалість автоматики приводу його обігрів недостатньо надійний. У пристроях РПН є течі. Найбільш часто виникають течі масла з-під скла покажчика положення, у вузлі черв'ячної передачі на несучому фланці регуляторів через порушення сальникових ущільнень [44].

Відзначено підгоряння контактів вибирача. Цей недолік в ряді випадків в енергосистемах усувається посрібленням контактів. Підгорянню сприяють недостатні натискання контактів і чистота обробки поверхні контактів пристрою.

Недостатня міцність кріплення болтів контактора та їх конструктивне виконання значно ускладнюють ревізію, коли доводиться виймати увесь перемикаючий пристрій з бака трансформатора.

Через неможливість зливу масла з контактора через засмічення сифона для повного видалення масла доводиться застосовувати продування повітрям.

Відзначено випадки, коли при транспортуванні пристроїв РПН типу РС в північні райони після прибуття трансформатора в пристроях виявляється шар льоду товщиною 23 см. Тому при тривалому транспортуванні трансформаторів з такими пристроями необхідно вживати заходи щодо запобігання зволоження.

Привод типу ГЩП4у має недоліки: кулачкові елементи приводів недостатньо надійні, пошкоджується пластмасовий корпус, відзначено зсув контактного важеля. Через порушення ущільнення вертикального вала можливе проникнення

вологи в шафи приводу. Поширеним недоліком приводів ПДП4у, як всіх приводів, є залипання контактів або збільшення часу повернення пускачів під час перемикання через забруднення робочих поверхонь сердечника пилом і мастилом. Залипання контактів пускачів викликає неприпустиме переміщення рухомих елементів пристрою в одне з крайніх положень [38].

Це призводить до небажаних наслідків:

1) різкого підвищення або зниження напруги на шинах підстанції в разі трифазного пристрою РПН;

2) несиметрії напруг між фазами при однофазних пристроях РПН, що викликає спрацьовування земляних захистів і відключення трансформатора;

3) виходу приводу за крайнє положення при відмові кінцевих вимикачів з пошкодженням пристрою перемикання та виходу трансформатора з роботи.

Зменшення наслідків від замикання контактів магнітних пускачів шляхом ускладнення схем керування приводу не полегшує і не спрощує експлуатацію. Як і будь-яке ускладнення, це призводить до більшої ймовірності пошкоджень [40]. Ревізія пускачів пов'язана з демонтажем і повним розбиранням пускачів.

Реакторні пристрої РПН, що зустрічаються на трансформаторах ранніх випусків, мають конструктивні недоліки, в числі яких великі люфти в кінематиці приводу, що утворюються в результаті зносу бакелітових валів між фазами пристрою перемикання в місцях з'єднання з металевими валами (при певному напруженні відбувається «розбивання» отворів шпильками). Поява недопустимих люфтів призводить до викривлення кругової діаграми і, як наслідок, з'являється неузгодженість в роботі пристрою перемикання, що призводить до пошкодження окремих елементів пристрою РПН. Періодична заміна бакелітових валів усуває люфт; вона є складною, але вимушеною роботою з підтримки пристрою перемикання в працездатному стані.

В експлуатації на реакторних пристроях перемикання через недосконалість способу захисту масла гетинаксова перехідна плита та масло контактора схильні до зволоження. При порушенні ущільнень в маслі кріплення контактів контактора в згаданій перехідній плиті, а також через порушення сальника вала пристрою перемикання можливий перетік масла з бака трансформатора в кожух контактора і далі через фільтр, що суше повітря контактора, назовні. Такий перетік масла (спуск масла з бака трансформатора) при недостатньому контролі за станом трансформатора може призвести до виводу трансформатора з роботи.

У реакторних пристроях РПН ослаблення пресування стрижнів магнітної системи реактора призводить до появи підвищеної вібрації всіх елементів конструкції, що мають зв'язок з реактором. Так, вібрація струмоведучих елементів

(відводів) призводить до обриву відводів, викликає ослаблення кріплення реактора з подальшим збільшенням вібрації. Приведення реактора в нормальний стан пов'язаний з виконанням значного обсягу ремонтних робіт, пов'язаних з розкриттям активної частини трансформатора. Через недостатню електричну зносостійкість контактів необхідна частіша їх заміна.

Автоматичні регулятори типів БАУРПН1, 2, АРНТ67 і АРТ1Н (включаючи БАР і блок датчика струму), використовуються слабо і тому малоефективні. Блок БАР працює досить надійно в експлуатації, але в умовах температурних перепадів навколишнього повітря в зимовий час (наприклад, при його установці в КРУН) відзначені пошкодження друкованих плат (мікропориви доріжок). Тому при низьких температурах (нижче 40 °С) БАР може втратити працездатність. Відзначено також, що при подальшому підвищенні температури працездатність пристрою БАР може відновитися. Оптимальне число перемикачів пристроїв регулювання РПН досягається за рахунок обґрунтованих розрахунків уставок БАР по напрузі, вибору зони нечутливості та витримки часу регулятора [44].

Схильні до пошкоджень також сучасні швидкодіючі прилади РПН. Через наявність рухомих частин трансформатори з РПН вимагають в 3–5 разів більших трудовитрат в порівнянні з нерегульованими під навантаженням. Цей фактор, а також знижена надійність трансформаторів з РПН повинні враховуватися при вирішенні питання про заміну або ремонт РПН.

Практика експлуатації показала, що більше 50 % витрат на ремонт трансформаторів було пов'язано з пристроями РПН. Введення з 1993 р. системи безперервного контролю РПН дозволило збільшити число перемикачів до ремонту з 10000 до 30000 для РПН старих конструкцій і з 40000 до 60000 для нових конструкцій (з вакуумними перемикачами і резисторами) [42, 44].

Працездатність РПН в значній мірі визначає надійність трансформатора в цілому. Наявність дуги при перемикачній та складна механічна частина РПН і сьогодні є основними причинами виходу пристроїв з ладу.

Одним з перспективних способів підвищення надійності роботи пристроїв РПН є використання в їх конструктивному виконанні двигуна з ротором, що котиться (ДРК) [45]. Двигун з ротором, що котиться, – це електромеханічний перетворювач, оберտальна частина якого – ротор, має механічний контакт з нерухомою частиною – статором. Під дією модульованого оберտального (рухомого) магнітного поля і сили тертя ротор здійснює ексцентричний або процесійний рух відносно центра маси нерухомої частини статора [46].

Електромагнітні процеси, що протікають у ДРК, описуються рівняннями Максвелла та рівняннями електричного кола обмотки статора [47].

У результаті синтезу даних рівнянь описується характер поширення магнітної індукції у повітряному зазорі машини, а так само у її магнітопроводі. Після чого визначаються механічні складові двигуна, а саме сила одностороннього магнітного тяжіння і момент:

$$P = \frac{B^2}{2 \cdot \mu_0} \cdot S_z, \quad (8.1)$$

де  $\mu_0$  – магнітна постійна середовища протікання магнітних процесів;  $S_z$  – площа магнітопроводу, через яку замикається основний магнітний потік.

$$M = P \cdot \frac{D_r}{2} \cdot \sin \theta, \quad (8.2)$$

де  $D_r$  – діаметр ротора досліджуваного ДРК;  $\theta$  – кут навантаження ДРК.

Механічні процеси, що протікають в ДРК дуже впливають на характер розподілення магнітного поля в повітряному зазорі машини, внаслідок його нерівномірності та постійного механічного контакту між статором і ротором. Ці механічні процеси викликають втрати моменту, які виражаються у вигляді втрат на тертя в точці контакту та механізму передачі неспіввісного обертання, облік і вплив на основний момент двигуна яких виражається в моменті опору [48]. Дана математична модель ДРК дозволяє якісно проаналізувати роботу двигуна та визначити його вихідні параметри [49].

Якщо казати про застосування ДРК у пристроях РПН, то реалізація такого застосування є актуальним завданням, так як, наприклад, пара АД і низькообертальний редуктор у цих пристроях може бути замінено одним більш надійним електромеханічним перетворювачем енергії – ДРК, з урахуванням своїх конструктивно-технологічних переваг [50]. Проведемо порівняльний аналіз використання ДРК у пристроях РПН силових трансформаторів.

Розглянемо конструкцію пристрою РПН з приводом типу РС-3. У ньому асинхронний двигун за допомогою черв'ячної передачі приводить в рух головний вал. Живлення двигуна здійснюється трифазним змінним струмом через автоматичний вимикач.

Циклічність роботи приводу забезпечується багаторазовим колійним вимикачем. Внаслідок інерції обертальних мас і нескладних комутацій забезпечується кожна операція перемикачання. Запуск приводу здійснюється за допомогою керуючого імпульсу. Автоматичне керування здійснюється за допомогою постійного

імпульсу. Привід налагоджується до введення трансформатора в експлуатацію. Місця проходження вала через отвір в баку трансформатора ущільнюються сальниками, швидкий вихід яких з ладу обумовлюється нерівностями на поверхнях вала. У місцях проходження вала його поверхню необхідно шліфувати з метою запобігання течі масла редуктора. Після монтажу приводу на трансформатор знімають кругову діаграму РПН і виконують інші налагоджувальні роботи відповідно до заводської інструкції [40, 44].

Як показує досвід експлуатації недоліками такої конструкції є:

- 1) наявність громіздкого електричного приводу (АД + редуктор);
- 2) нетехнологічність експлуатації редуктора (наявність мастильних матеріалів);
- 3) додатковий нагрів пристрою РПН;
- 4) наявність режиму вибігу АД.

Достатньо технологічним є пристрій німецької фірми типу MR OILTAP MSE 340 з моторним приводом TARMOTION ED. Моторний привід модульного виконання призначений для узгодження робочого положення пристрою РПН. Перемикання на ступінь виконується завдяки включенню моторного приводу одиночним керуючим імпульсом. Процес перемикання завершується примусово, незалежно від того, чи були представлені інші керуючі імпульси. Наступне перемикання можливе тільки після зупинки приводу. Нагрівач для видалення конденсату виконаний у вигляді поверхневого електрорадіатора. Цей засіб обігріву забезпечує високоякісний антиконденсатний обігрів для всіх кліматичних зон, і робить непотрібним застосування термостата, а також гідростата.

Редуктори, які використовуються: силові, керуючі й редуктори індикації. Силові редуктори мають ремінну передачу. Керуючий редуктор, цей пристрій покрокового перемикання з кулачковими вимикачами. Шафа моторного приводу повинна кріпитися до баку трансформатора без перекосу. Моторний привід повинен розташовуватися вертикально і його вал повинен перебувати на одній осі (лінії) з вертикальним валом кутового редуктора. В іншому випадку це може призвести до пошкодження моторного приводу, пристрою РПН і в цілому трансформатора. У разі сильної вібрації рекомендується використовувати віброгасники. В процесі монтажу та експлуатації потрібне правильне з'єднання моторного приводу з пристроєм РПН, таким чином, щоб контактор переключався до зупинки моторного приводу, і забезпечувалася однаковість положень приводу та РПН на кожній ступені. При простої в 8 тижнів, або при перерві в роботі більше 2 тижнів необхідно включати обігрів.

Безумовними перевагами моторного приводу фірми MR є:



- 1) безшумний силовий редуктор з необслуговуваною ремінною передачею;
- 2) використання антиконденсата обігрівача поверхневого типу;
- 3) досить висока надійність і технологічність моторного приладу.

До недоліків такого приводу можна віднести:

- 1) наявність громіздкого електричного приводу (АД + редуктор);
- 2) режим вибігу АД;
- 3) жорсткі вимоги до монтажу моторного приводу, невисока технологічність в разі сильної вібрації;
- 4) можливість порушення працездатності внаслідок попадання на ремінь мастильних матеріалів [40].

В основу розробок поставлено завдання підвищити надійність, ефективність і технологічність роботи моторного приводу і в цілому пристрою РПН і трансформатора. Це можливо досягти шляхом зміни класичної електромеханічної системи швидкохідного АД з системою редукторів на високомоментний низькообертальний електродвигун (двигун з ротором, що котиться). Механічний редуктор, як відомо, служить для зниження оборотів і підвищення обертального моменту. Одночасно з цим редуктор є вагомим елементом ненадійності та зниження точності процесу регулювання. Принцип дії цих двигунів заснований на вільній обкатці ротора по поверхні статора. Ця обкатка виникає за рахунок створення нерівномірного або пульсуючого магнітного поля в електродвигуні, що створює силу одностороннього магнітного тяжіння, в результаті чого ротор притягається до статора [47]. Результируючий вектор магнітного поля рівномірно переміщається уздовж поверхні статора, захоплюючи за собою ротор, який при цьому обкатується по статору. При цьому виникає складне обертання слідування, у якому частота обертання валу прямо пропорційна різниці діаметрів статора та ротора. Завдяки такій електромагнітній редукції на валу двигуна досягаються підвищені обертальні моменти. Ексцентричне обертання ротора відносно осі статора компенсується гнучкими передачами або стандартними механічними перетворювачами типу Кардана, Сешерона, Альстома. У загальному випадку для забезпечення роботи двигуна необхідно почергове протікання струму в його обмотках, з'єднаних в зірку. При живленні двигуна з шістьма обмотками від трифазної мережі змінного струму, включення кожної обмотки в мережу здійснюється через напівпровідниковий діод.

Високомоментний низькообертальний електродвигун має високу швидкодію (0,01–0,05 с), значний номінальний момент (1–100 Н·м) при низькій частоті обертання і невеликими кратностями пускового струму і струму короткого замикання  $(1,1–1,3) \cdot I_{ном}$ . Напряга живлення однофазного, трифазного струму – 12,

220, 380 В. Номінальний струм дорівнює 0,1–5 А. Такий двигун може працювати в кроковому режимі без додаткових перетворювачів, має високу швидкодію і безінерційність. Собівартість такого двигуна – на рівні собівартості асинхронного двигуна аналогічної потужності. Конструктивну схему моторного приводу на базі двигуна з ротором, що котиться, наведено на рис. 8.1 [51].

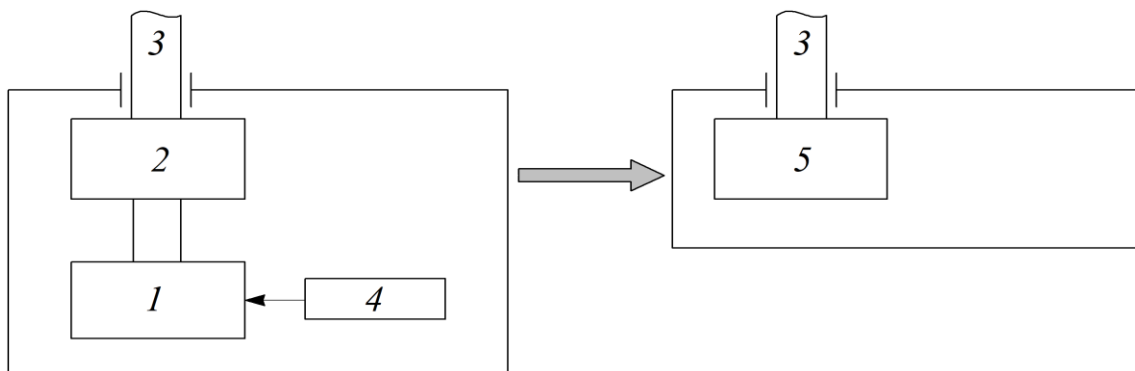


Рисунок 8.1 – Конструктивна схема моторного приводу:

1 – асинхронний двигун; 2 – механічний силовий редуктор; 3 – головний вал;  
4 – схема гальмування; 5 – високомоментний низькообертальний двигун (ДРК)

Розглянемо питання підвищення надійності пристроїв РПН на базі ДРК.

Математичне моделювання експлуатаційних процесів силового обладнання в поєднанні з його властивостями надійності є одним з основних етапів при вирішенні задач надійності електроенергетичних систем.

Трансформатор, в тому числі й автотрансформатор, з точки зору теорії надійності є відновлюваним об'єктом, який може знаходитися в працездатному стані, відмовляти та переходити в неробочий аварійний стан, відновлюватися і знову переходити в працездатний стан. Крім цього, він оперативно відключається для профілактичних ремонтів або виведення в резерв. Під відмовою тут розуміється будь-яке пошкодження в трансформаторі, що призводить до необхідності його відключення. Таким чином, трансформатор може моделюватися елементом, що має три стани: працездатний, непрацездатний і планового ремонту [52]. Основними параметрами такого елемента є:

- 1) частота відмов;
- 2) середня тривалість аварійного ремонту;
- 3) середня тривалість планового ремонту;
- 4) частота планових відключень.

У ряді випадків можлива деталізація планових ремонтів на капітальні та поточні.

Як правило, цей мінімум показників достатній для визначення інших показників і рішення всіх практичних завдань.

Можна відзначити, що для всіх трифазних трансформаторів відмови призводять до повного відключення об'єкта. Для трансформаторів, що складаються з групи однофазних, якщо допустимий неповнофазний режим, відмова може бути частковою [52].

На підставі вище сказаного можна проаналізувати надійність силових трансформаторів з урахуванням розподілення їх пошкоджень по вузлах і класам напруги за період 1997–2000 рр. [53].

Для силових трансформаторів напругою 110 кВ число пошкоджень в пристроях РПН за розглянутий період склало 61 або 18 % від усіх пошкоджень. Загальна кількість пошкоджень силових трансформаторів напругою 110 кВ за 4 роки склала 338.

Як відомо, пристрій РПН складається з трьох основних елементів: привод, вибирач і контактор. Число відмов трансформатора через ненадійність РПН розподіляється між елементами пристрою в такому співвідношенні: привод – 50 %, вибирач – 25 %, контактор – 25 % [54].

Нижче розглядається експлуатація трансформаторного обладнання, починаючи з моменту після закінчення періоду припрацювання, на якому ймовірність технологічних відмов має підвищені значення. Період припрацювання в рамках даної роботи не розглядається, він вимагає специфічного підходу в зв'язку з гарантійними зобов'язаннями заводу-виготовлювача.

Якщо обмежитися розглядом роботи об'єкта до граничного стану, то допустимо вважати інтенсивність відмов  $\lambda = \text{const}$ , а, відповідно частота відмов:

$$\omega(t_1, t_2) = \tilde{\omega}(t) = \lambda. \quad (8.3)$$

Визначимо показники надійності для кожного елемента пристрою РПН.

Частота відмов приводу пристрою РПН статистично може бути знайдена як:

$$\omega^*(t) = \frac{N(t) - N(t + \Delta t)}{N(t) \cdot \Delta t}, \quad (8.4)$$

де  $N(t)$  і  $N(t + \Delta t)$  – кількість об'єктів, що залишилися в роботі, на відповідні моменти часу;  $\Delta t$  – малий інтервал часу.

Визначимо частоту відмов трансформаторного обладнання 110 кВ через пошкодження приводу РПН за даними на період 1997–2000 рр.

Всього відмов 31, чисельність трансформаторів класу 110 кВ – приблизно 1000 штук, тривалість спостереження 4 роки:

$$\omega^*(t) = \frac{100 - 969}{1000 \cdot 4} = 0,00775 \text{ відмов/рік.}$$

Імовірність того, що час роботи приводу пристрою РПН до відмови  $t_0$  буде не менше заданого часу  $t$ , або імовірність безвідмовної роботи за час  $t$  знайдемо зі співвідношення між  $P_0(t)$  та  $\lambda(t)$ :

$$P_0(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} . \quad (8.5)$$

Часто для освоєного та працюючого обладнання інтенсивність відмов  $\lambda$  можна вважати постійною  $\lambda = \text{const}$ .

Потік відмов одного відновлюваного об'єкта завжди є ординарним, тому що друга відмова може відбутися тільки після відновлення. Крім того, для енергетичних об'єктів характерна стаціонарність потоку та відсутність наслідків. Для таких найпростіших потоків  $\omega(t) = \lambda$ , а імовірність безвідмовної роботи:

$$P_0(t) = e^{-\lambda t} . \quad (8.6)$$

Величина  $Q(t)$ , яка доповнює  $P_0(t)$  до одиниці, представляє собою імовірність того, що за час  $t$  об'єкт відмовить:

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} . \quad (8.7)$$

Імовірність безвідмовної роботи приводу пристрою РПН за час  $t = 1$  рік:

$$Q(t) = e^{-0,00775 \cdot 1} = 0,99228 .$$

Імовірність того, що за час  $t$  привод пристрою РПН відмовить:

$$Q(t) = 1 - e^{-0,00775 \cdot 1} = 0,00772 .$$

Визначимо показники надійності інших елементів пристрою РПН аналогічно ймовірносним характеристикам приводу (табл. 8.1).

Для розрахунку надійності трансформатора через пошкодження пристрою РПН, як складної системи, можна виділити два етапи. На першому вирішимо завдання відображення функціонально-структурних зв'язків елементів з метою виявлення безлічі можливих станів системи. На другому – вирішимо завдання визначення імовірнісних показників станів системи. З позиції надійності функціонально-структурні зв'язки елементів РПН можна представити в такому вигляді.

Таблиця 8.1 – Показники надійності елементів пристрою РПН

Елемент пристрою РПН	Частота відмов за 1 рік $\omega(t)$	Імовірність безвідмовної роботи за 1 рік $P_0(t)$	Імовірність відмови за 1 рік $Q(t)$
Привод	0,00775	0,99228	0,00772
Вибирач	0,00375	0,996257	0,003743
Контактор	0,00375	0,996257	0,003743

Так як при відмові будь-якого з елементів пристрою відбувається відмова РПН, то з точки зору надійності можна вважати з'єднання зазначених елементів послідовним (рис. 8.2).

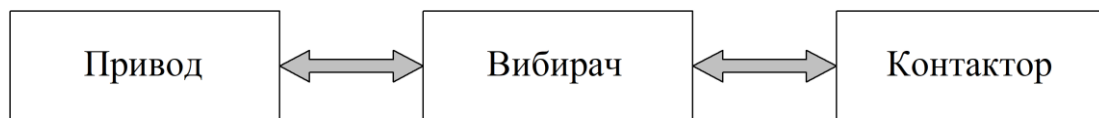


Рисунок 8.2 – Функціонально-структурні зв'язки елементів РПН

Визначимо ймовірність безвідмовної роботи пристрою РПН, як системи, що складається з послідовно з'єднаних елементів. Події відмов окремих елементів розглядаються як незалежні:

$$P_{0РПН}(t) = P_{0н}(t) \cdot P_{0в}(t) \cdot P_{0к}(t); \quad (8.8)$$

$$P_{0РПН}(t) = 0,99228 \cdot 0,996257 \cdot 0,996257 = 0,984866 .$$

Частоту відмов пристрою РПН знайдемо зі співвідношення виразу (8.4):

$$\omega_{РПН}(t) = 0,01525 \text{ відмов/рік.}$$

Для ілюстрації цього показника знайдемо число відмов трансформаторів через пошкодження в пристрої РПН для початкових умов завдання, тобто при загальній кількості трансформаторів рівному 1000 і часу їх роботи 4 роки. Для заданих умов число відмов трансформаторів напругою 110 кВ через РПН складе 61 відмову за 4 роки.

Розглянемо вплив підвищення надійності одного з елементів пристрою РПН на показники надійності трансформаторного обладнання в цілому. При підвищенні надійності роботи приводу пристрою РПН в 2 рази, тобто при зниженні частоти відмов трансформатора через пошкодження в приводі на 50 %, частота відмов приводу складе  $\omega_{np}(t) = 0,03875$  відмов/рік. Визначено показники надійності приводу й інших елементів пристрою РПН на основі виразів (8.6) і (8.7) (табл. 8.2).

Таблиця 8.2 – Показники надійності елементів пристрою РПН з урахуванням підвищення надійності роботи приводу

Елемент пристрою РПН	Частота відмов за 1 рік, $\omega(t)$	Імовірність безвідмовної роботи за 1 рік, $P_0(t)$	Імовірність відмови за 1 рік $Q(t)$
Привод	0,003875	0,996132	0,003868
Вибирач	0,00375	0,996257	0,003743
Контактор	0,00375	0,996257	0,003743

Визначимо імовірність безвідмовної роботи пристрою РПН, як системи, що складається з послідовно з'єднаних елементів, з урахуванням підвищення надійності роботи приводу:

$$P_{0РПН}(t) = 0,996132 \cdot 0,996257 \cdot 0,996257 = 0,988689 .$$

Частоту відмов пристрою РПН знайдемо зі співвідношення виразу (8.4):

$$\omega_{РПН}(t) = 0,011375 \text{ відмов/рік.}$$

Для повного представлення про підвищення надійності роботи трансформатора за рахунок удосконалення приводу РПН, знайдемо число відмов

трансформаторів через пошкодження в пристрої РПН при загальній кількості трансформаторів – 1000 і часу їх роботи 4 роки. Для заданих умов число відмов трансформаторів напругою 110 кВ через РПН складе 45,5 відмов за 4 роки (табл. 8.3).

Таблиця 8.3 – Вплив підвищення надійності одного з елементів пристрою РПН на показники надійності трансформаторного обладнання

Показники надійності	Без урахування підвищення надійності роботи приводу	З урахуванням підвищення надійності роботи приводу
Частота відмов за 1 рік $\omega(t)$	0,01525	0,0113
Імовірність безвідмовної роботи за 1 рік $P_0(t)$	0,9849	0,9887
Число відмов через РПН за 4 роки	61	45,5

Проведений аналіз теоретичних і практичних досліджень може бути використано для розробки загальної концепції побудови РПН нового типу на базі ДРК. Ця концепція складається з декількох етапів і виражається в наближенні цих технічних рішень, в поєднанні їх технологічних характеристик і можливостей. Позитивні ефекти, що виражаються в підвищенні надійності, простоти та технологічності пристроїв РПН, отримуються за рахунок використання технологічних властивостей ДРК [55].

Підтвердженням цього є розробка автоматизованого пристрою регулювання напруги трансформатора під навантаженням. Таке технічне рішення містить контакторну групу та вибирач. Додатково він доповнений прямим моторним приводом для автоматизованого переключення силових контактів вибирача, виконаного на базі високомоментного низькообертального електродвигуна з ротором, що котиться.

Таке технічне рішення може бути використано для прямого приводу в системі автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації трансформатора під навантаженням.

Відомими приводами РПН є моторні приводи типу ED 100, 200 (MR, Німеччина), МЗ 4.1, 4.4 (ННІ, Болгарія), ПДП (ЗТЗ, Україна), що представляють собою поєднання високошвидкісного електродвигуна, понижувального механічного редуктора, магнітного пускача та різні елементи електричної схеми керування. Такі типи приводу поширені в РПН типу РНТ, РНОА, SCV1, РС [44].

Безумовними перевагами даних моторних приводів є наочна панель індикації, яка інформує про положення перемикачів, відсутність ремінної передачі, використання нагрівача, живлення від трифазної мережі.

До недоліків таких моторних приводів можна віднести наявність значного пускового струму у розмірі  $(5-7) \cdot I_{ном}$ , необхідність електромагнітного гальмування для зниження величини вибігу валу, наявність зношуваності механічних частин, що впливає на надійність роботи пристрою в цілому.

Найбільш близьким є моторний привід РПН типу ПЕА-1, в якому високошвидкісний електродвигун і понижувальний редуктор замінені на вентиляльний електродвигун з постійними магнітами (BLDC) [56]. Його застосування дозволяє безпосередньо з'єднати вал вентиляльного двигуна з валом РПН (без редуктора), тим самим підвищити надійність роботи, проте, виробництво подібного двигуна необхідно проводити з високим ступенем точності, а наявність постійних магнітів негативно позначається на вартості моторного приводу в цілому [57].

Позитивною якістю моторного приводу РПН типу ПЕА-1 є виключення з конструкції близько 90 % всіх механічних і електромеханічних вузлів у порівнянні з приводами, що працюють на асинхронних двигунах, що забезпечує надійність, високий ресурс і простоту налагодження приводу [58].

Недоліком є те, що вентиляльний електродвигун з постійними магнітами може працювати тільки з блоком керування, який забезпечує комутацію фазних обмоток та його захист від перегріву, перенапруги та перевищення номінального струму.

Відомо також використання електродвигуна типу двигуна з ротором, що котиться, як моторного приводу без використання редуктора [51]. Даний тип електродвигунів можна поділити на двигуни з ротором, що котиться, з обертальним магнітним полем та з дискретним магнітним полем.

В першому випадку електродвигуни мають частоту обертання 5–20 об/хв, питомий момент приблизно 3–4 Н·м/кг, а також кратність пускового струму  $(1,1-1,3) \cdot I_{ном}$  [47]. В основу корисної моделі поставлена задача зменшення кількості ланок конструкції і, як наслідок, підвищення надійності та точності позиціонування валу моторного приводу РПН.

Поставлена задача вирішується тим, що відомий автоматизований пристрій регулювання напруги трансформатора під навантаженням доповнений прямим приводом, виконаним на базі високомоментного низькообертального електродвигуна з ротором, що котиться [59]. Моторний привід, з'єднувальна муфта, конічний редуктор, вертикальний та горизонтальний вали виключаються з конструкції РПН, а механічну потужність, що необхідна для перемикачів контактів



перемикача, створює ДРК, який безпосередньо приєднується до кулачкового механізму перемикача. Суть технічного рішення пояснюють креслення.

На рис. 8.3 показано, що у всіх типах РПН моторний привід *1* розташовується вертикально, з'єднується муфтою *2* з вертикальним валом *3* і за допомогою конічних редукторів *4* обертальний момент передається горизонтальному валу *5* перемикача *б*.

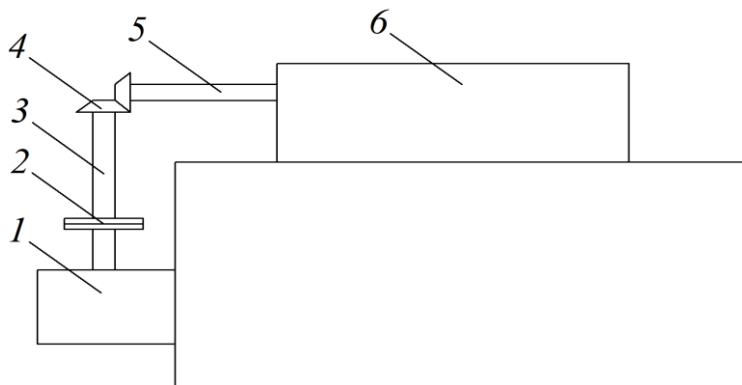


Рисунок 8.3 – Схема РПН

На рис. 8.4 наведено кінематичну схему автоматизованого перемикача. Пристрій містить ДРК *1*, при включенні якого створюється достатня механічна потужність. ДРК з'єднується через муфту *2* безпосередньо з валом *3* одnobічних кулачків *4*, які замикають контакти контактора лівого *5* і правого плеча *б*.

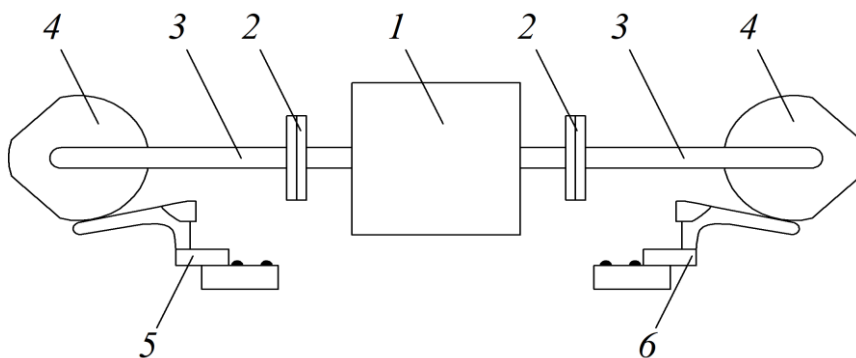


Рисунок 8.4 – Впровадження автоматизованого пристрою

Застосування двигуна з ротором, що котиться, дозволило зменшити число ланок конструкцій та підвищити надійність і швидкодію автоматизованого пристрою РПН, а також відмовитися від механічної передачі [60, 61].

## 8.2. Засоби підвищення якості електроенергії

В даний час слід відзначити тенденцію підвищення вимог вітчизняних стандартів до якості електроенергії та електромагнітної сумісності [62, 63].

Норми якості електроенергії в системах електропостачання загального призначення регламентуються стандартами ДСТУ ГОСТ 13109-97 [64, 65]. Даний стандарт регламентує показники якості напруги в системах електропостачання загального призначення, однак не пред'являє вимог до гармонічного складу струму, що споживається технічними засобами. У ньому визначаються такі вимоги до параметрів якості напруги живлення.

Несинусоїдальність напруги характеризується коефіцієнтом гармонічних спотворень напруги та коефіцієнтом  $k$ -ої гармонічної складової.

Коефіцієнт гармонічних спотворень визначається відношенням суми середньоквадратичних значень вищих гармонік до першої гармоніки [66].

Коефіцієнт гармонічних спотворень напруги обчислюється за формулою:

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_n^2}}{U_1} \cdot 100 \% , \quad (8.9)$$

де  $U_n$  – діюче значення  $n$ -ої гармоніки;  $U_1$  – діюче значення фазної або міжфазної напруги.

Коефіцієнт  $n$ -ої гармонічної складової напруги у відсотках допускається обчислювати за такою формулою:

$$K_{U(n)} = \frac{U_n}{U_{ном}} \cdot 100 \% . \quad (8.10)$$

Допустимі значення коефіцієнта спотворення синусоїдальності кривої напруги наведено в табл. 8.4.

Таблиця 8.4 – Значення коефіцієнта спотворення синусоїдальності кривої напруги

Параметр	Нормально допустимі значення				Гранично допустимі значення				
	$U_{ном}$ , кВ	0,38	6–20	35	110–330	0,38	6–20	35	110–330
$K_U$ , %	8	5	4	2	12	8	6	3	

Допустимі значення коефіцієнта  $n$ -ої гармонічної складової напруги наведено в табл. 8.5.

Таблиця 8.5 – Допустимі значення коефіцієнта  $n$ -ої гармонічної складової напруги (в %)

Непарні гармоніки, що не кратні 3, при $U_{ном}$ , кВ					Непарні гармоніки, кратні 3, при $U_{ном}$ , кВ					Парні гармоніки при $U_{ном}$ , кВ				
$n$	0,38	6–20	35	110–330	$n$	0,38	6–20	35	110–330	$n$	0,38	6–20	35	110–330
5	6	4	3	1,5	3	2,5	1,5	1,5	0,75	2	2	1,5	1	0,5
7	5	3	2,5	1	9	0,75	0,5	0,5	0,2	4	1	0,7	0,5	0,3
11	3,5	2	2	1	15	0,15	0,15	0,15	0,1	6	0,5	0,3	0,3	0,2
13	3,5	2	1,5	0,7	21	0,1	0,1	0,1	0,1	8	0,5	0,3	0,3	0,2
17	2	1,5	1	0,5	>21	0,1	0,1	0,1	0,1	10	0,5	0,3	0,3	0,2
23	1,5	1	1	0,4						>12	0,2	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1	1	0,4										
>25	0,2+	0,2+	0,2+	0,2+										
	+1,3x	+0,8x	+0,6x	+0,2x										
	$\times 25/n$	$\times 25/n$	$\times 25/n$	$\times 25/n$										

Таким чином, існуючі вітчизняні стандарти за якими не обмежується рівень емісії вищих гармонік струму, що споживається тяговою підстанцією [67]. Однак дані гармоніки є причиною спотворення форми напруги живлення, до якого пред'являються досить жорсткі вимоги [68].

Вимоги до якості вихідної напруги випрямної установки тягової залізничної підстанції постійного струму пред'являються галузевим стандартом ЦЕ-009 «Правила улаштування системи тягового електропостачання», введеного 24 грудня 2004 р. за наказом заступника начальника Генерального директора «Укрзалізниці». Дані правила обмежують величину паразитної напруги в контактній мережі менше 4,5 В.

Обмеження вмісту вищих гармонічних складових споживаних технічними пристроями приведено в таких міжнародних стандартах: IEEE-519, IEC 61000-3-2, IEC 61000-4-3.

Проблема забезпечення якості електричної енергії пов'язана з завданням енергозбереження, тому що показники якості пов'язані з коефіцієнтом потужності [69]. У системах живлення, побудованих на базі випрямних установок, існує

проблема, пов'язана з підвищенням коефіцієнта потужності за рахунок зменшення несинусоїдальності споживаного струму. У таких системах вплив коефіцієнта спотворень можна порівняти, а іноді і перевищує вплив  $\cos(\varphi)$  на величину коефіцієнта потужності.

Так, стандарт IEEE 519-1992 висуває вимоги до величин гармонічних складових споживаного струму до 49 гармоніки. В даний час зберігається тенденція до посилення вимог до стандартів на якість електричної енергії. При цьому одним з основних факторів оцінки якості електричної енергії є інтегральним показником гармонічного складу струму [48].

$$I_{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{49} I_h^2}}{I_1}, \quad (8.11)$$

де  $I_h$  – діюче значення вищої гармоніки струму;  $I_1$  – діюче значення першої гармоніки струму;  $h$  – порядок гармоніки.

Допустима величина інтегрального показника гармонічного складу струму залежить від співвідношень вищих гармонік і першої гармоніки споживаного струму.

Міжнародний стандарт IEEE-519 висуває вимоги до емісії гармонік струму навантажень, що живляться від високовольтних мереж від 120 В до 160 кВ. Вимоги даного стандарту поширюються також на емісію вищих гармонік струмів тягових підстанцій. Допустимі величини вищих гармонік струму, що споживається технічними пристроями, і результуючого коефіцієнта нелінійних спотворень струму, що споживається від мереж з напругою від 120 В до 69 кВ, наведено в табл. 8.6.

Таблиця 8.6 – Вимоги до емісії непарних гармонік споживаних струмів IEEE–519 в точці загального з'єднання з іншими навантаженнями

Максимальне допустиме значення рівня вищих гармонік струму у відсотковому співвідношенні від першої гармоніки						
$I_{sc}/I_l$	$h < 11$	$11 < h < 17$	$17 < h < 23$	$23 < h < 35$	$35 < h$	$TDD$
<20	4	2	1,5	0,6	0,3	5
20–50	7	3,5	2,5	1	0,5	8
50–100	10	4,5	4	1,5	0,7	12
100–1000	12	5,5	5	2	1	15
>1000	15	7	6	2,5	1,4	20

У табл. 8.6 позначено:  $I_{sc}$  – максимальне значення струму короткого замикання в точці загального з'єднання;  $I_l$  – номінальний струм навантаження в точці з'єднання;  $h$  – порядок вищих гармонік;  $TDD$  – коефіцієнт нелінійних спотворень.

Коефіцієнт нелінійних спотворень, позначений в стандарті IEEE-519 як  $TDD$ , розраховується за формулою:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_n^2}}{\sqrt{\sum_{n=1}^{40} U_n^2}} \cdot 100 \% , \quad (8.12)$$

де  $U_n$  - діюче значення вищої гармоніки напруги.

Вимоги до емісії вищих гармонік споживаного струму в мережах від 69 кВ до 161 кВ стандарту IEEE-519 наведено в табл. 8.7.

Таблиця 8.7 – Вимоги до емісії непарних гармонік споживаних струмів IEEE-519 в точці загального з'єднання з іншими навантаженнями

Максимальне допустиме значення рівня вищих гармонік струму у відсотковому співвідношенні від першої гармоніки						
$I_{sc}/I_l$	$h < 11$	$11 < h < 17$	$17 < h < 23$	$23 < h < 35$	$35 < h$	$TDD$
<20	2	1	0,75	0,3	0,15	2,5
20–50	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4
50–100	5	2,25	2	0,75	0,35	6
100–1000	6	2,75	2,5	1	0,5	7,5
>1000	7,5	3,5	3	1,25	0,7	10

Таким чином, можна зробити висновок, що струм, споживаний тяговою підстанцією, не відповідає вимогам стандарту IEEE-519 за рівнем емісії вищих гармонік струму. На підставі аналізу вітчизняних і міжнародних стандартів, а також діючих галузевих вимог якості електроенергії сучасні проєктовані тягові підстанції постійного струму повинні відповідати таким вимогам:

- 1) реалізовувати коефіцієнт гармонічних спотворень споживаного струму менше 5 %;
- 2) забезпечувати коефіцієнт потужності тягової підстанції вище 99 %;
- 3) забезпечувати величину паразитної напруги нижче 4,5 В;
- 4) мати можливість реалізації рекуперації енергії з заявленою якістю.

З поставлених вимог випливає актуальність аналізу шляхів підвищення електромагнітної сумісності випрямних установок тягових підстанцій [70].

Традиційним методом зниження вищих гармонік споживаного струму є застосування мережевих пасивних фільтрів [49, 51]. Пасивні фільтри можуть бути налаштовані на певну гармоніку, кілька гармонік або на деякий діапазон [52, 53]. У зв'язку з тим, що даний метод є найбільш часто вживаним, існує досить велика кількість робіт, присвячених дослідженню пасивних фільтрів [55, 71].

При цьому на сьогоднішній день розроблено досить велику кількість топологій пасивних фільтруючих пристроїв. Варіанти схемних рішень пасивних фільтрів, що налаштовані на одну і дві гармоніки, наведено на рис. 8.5.

На рис. 8.6 наведено пасивні фільтри першого, другого та третього порядку.

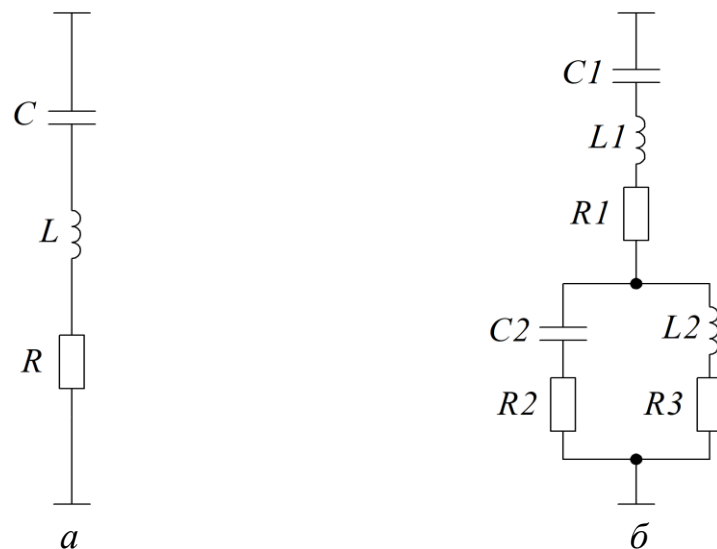


Рисунок 8.5 – Пасивні фільтри:

*a* – налаштовані на одну гармоніку; *б* – налаштовані на дві гармоніки

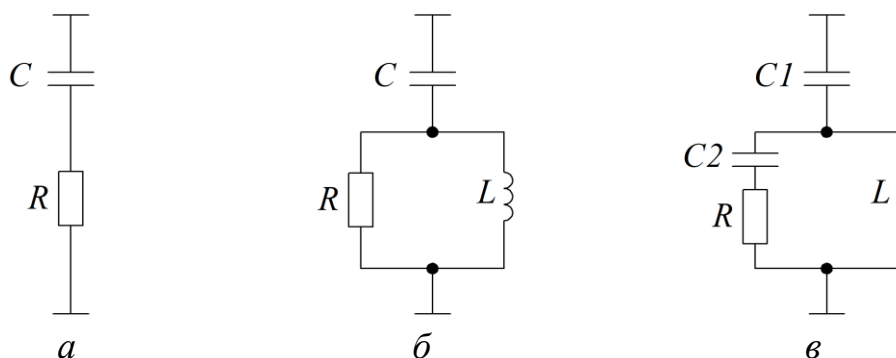


Рисунок 8.6 – Схемна реалізація пасивних фільтрів:

*a* – першого порядку; *б* – другого порядку; *в* – третього порядку

За формою АЧХ поділяються на фільтри низьких частот (ФНЧ), фільтри високих частот (ФВЧ), а також смугові та режекторні фільтри. Число реактивних елементів визначає порядок фільтра.

Незважаючи на досить глибокі дослідження, спрямовані на поліпшення фільтруючих властивостей, пасивні фільтри, що застосовуються для компенсації вищих гармонік струму мережі і підвищення коефіцієнта потужності, мають ряд суттєвих недоліків, серед них:

- 1) високі масогабаритні показники фільтрів;
- 2) статична АЧХ, спроєктована тільки на певні частоти та не реалізує фільтрацію неканонічних гармонік в мережі;
- 3) дискретне підключення статичних компонентів до мережі живлення обумовлюють не порожнисту компенсацію реактивних струмів, а в деяких випадках і генерування додаткових реактивних струмів в систему електропостачання;
- 4) в перехідних режимах можливе виникнення резонансних явищ з мережею, які призводять до появи перенапруг і як наслідок, аварій в системі електропостачання.

Наявність вищевказаних недоліків дає можливість зробити висновок про недостатність даного методу для досягнення заданих цілей поліпшення електромагнітної сумісності [72, 73].

Розвиток сучасної елементної бази силової електроніки дає можливість розробки нового класу перетворювачів, що дозволяють керувати формою споживаного струму – активні силові фільтри та активні випрямлячі з корекцією коефіцієнта потужності [63, 66]. Застосування перетворювачів даного типу дає можливість комплексного поліпшення якості споживаної електричної енергії та електромагнітної сумісності в цілому [74, 75].

Застосування даного типу фільтрів в значній мірі покращує показники електромагнітної сумісності [76].

Силовий активний фільтр (САФ) – це напівпровідниковий перетворювач, який реалізує компенсацію вищих гармонік і активну корекцію коефіцієнта потужності. Даний тип перетворювача здатний підтримувати заданий кут між вхідними напругами та струмами з формуванням форми струму, споживаного з мережі, близького до синусоїдальної. Силова схема САФ може бути побудована на базі схем автономного інвертора напруги (АІН), автономного інвертора струму або Вієнна-випрямляча. Найбільшого поширення знайшла схема САФ на базі АІН [77, 78].

За способом підключення можуть бути реалізовані САФ послідовного, паралельного або послідовно-паралельного (комбінованого) типів [79].

При паралельному підключенні САФ формує задану форму споживаного струму. Для формування синусоїдальної форми споживаного з мережі струму, САФ повинен споживати фазні струми, які повторюють форму вищих гармонік струму навантаження, зсунутих на  $180^\circ$ .

В результаті цього сумарний струм САФ і навантаження стає суворо синусоїдальним. Паралельне підключення САФ до мережі наведено на рис. 8.7.

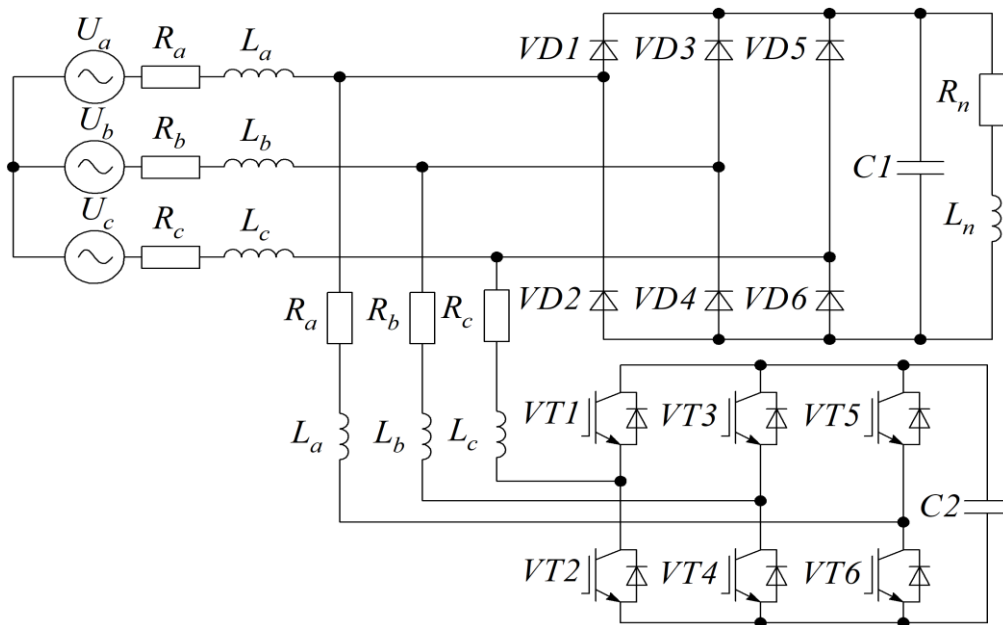


Рисунок 8.7 – Паралельне підключення САФ до електричної мережі

Принцип формування синусоїдальної форми споживаного струму паралельного САФ наведено на рис. 8.8.

Як випливає з рис. 8.8, застосування силових активних фільтрів паралельного типу, побудованих на базі автономного інвертора напруги, дозволяє отримати повну компенсацію реактивної потужності та формувати споживаний струм випрямною установкою з мережі живлення синусоїдальної форми з реалізацією коефіцієнта гармонічних спотворень менше 5 %. У разі підключення САФ до високовольтної мережі доцільна реалізація САФ на базі багаторівневих інверторів, в яких напруга, прикладена до ключа, менше в порівнянні з дворівневим АВН. Схему тривірневого САФ наведено на рис. 8.9.

САФ послідовного типу працює в режимі джерела напруги та усуває спотворення напруг мережі живлення шляхом формування вищих гармонік напруги мережі в протифазі вищим гармонікам напруги мережі, завдяки чому вищі гармоніки компенсуються.



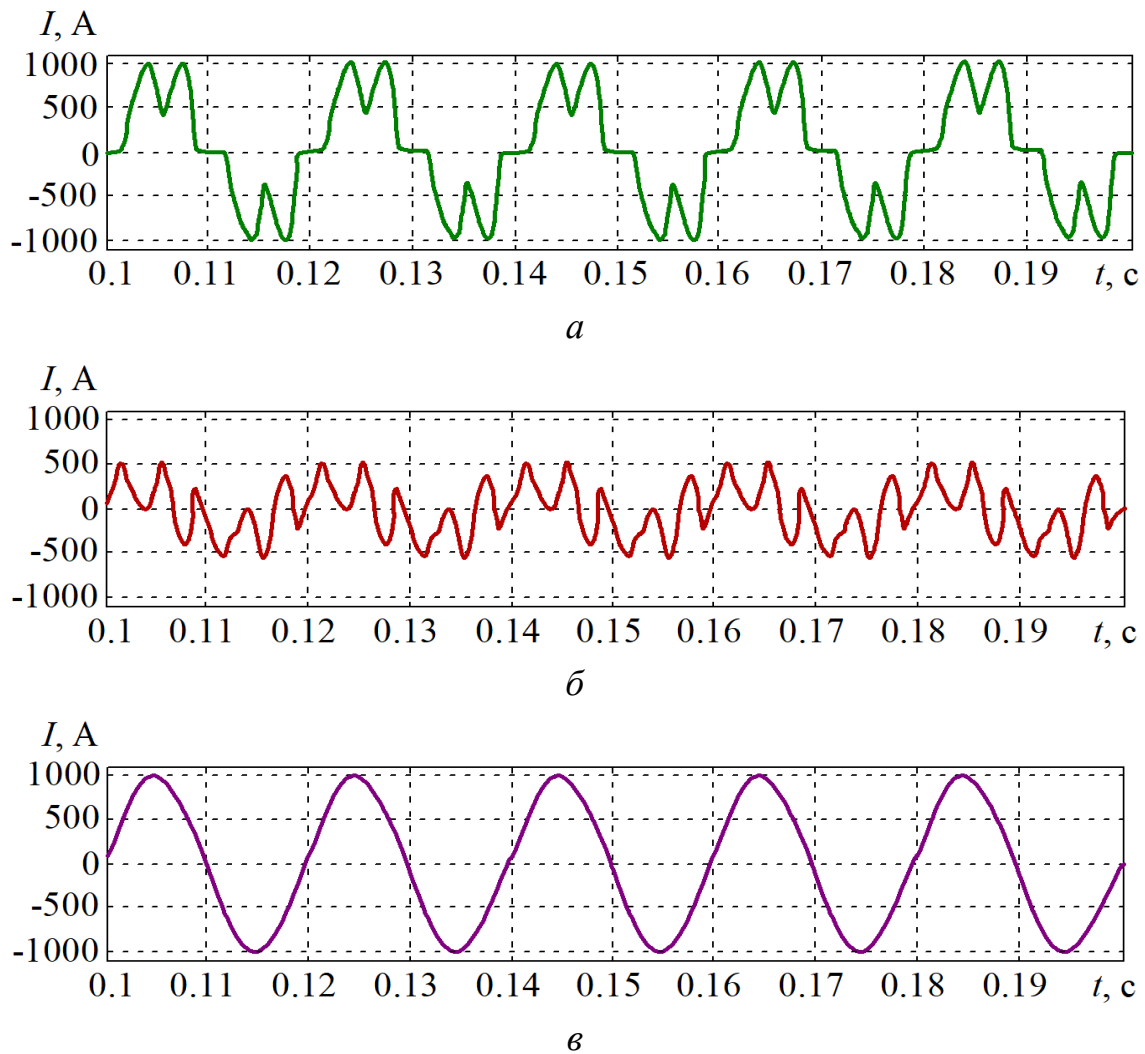


Рисунок 8.8 – Принцип формування синусоїдального струму мережі за допомогою САФ:

$a$  – струм шестипульсного випрямляча;  $б$  – струм силового активного фільтра;  $в$  – сумарний струм, що споживається з мережі

Застосування САФ послідовного типу, підключеного до вхідних кіл тягової підстанції наведено на рис. 8.10.

Використання силового активного фільтра послідовного типу забезпечує компенсацію вищих гармонік напруги мережі, однак не забезпечує компенсацію вищих гармонік споживаного струму тягових підстанцій, при цьому отриманий коефіцієнт потужності залишається досить низьким.

Більш кращим є застосування послідовного силового активного фільтра у вихідному колі шестипульсного випрямляча для компенсації вищих гармонік вихідної напруги [80]. Можлива побудова у вихідному колі гібридного фільтра, що складається з силового активного фільтра та пасивного фільтра [81].

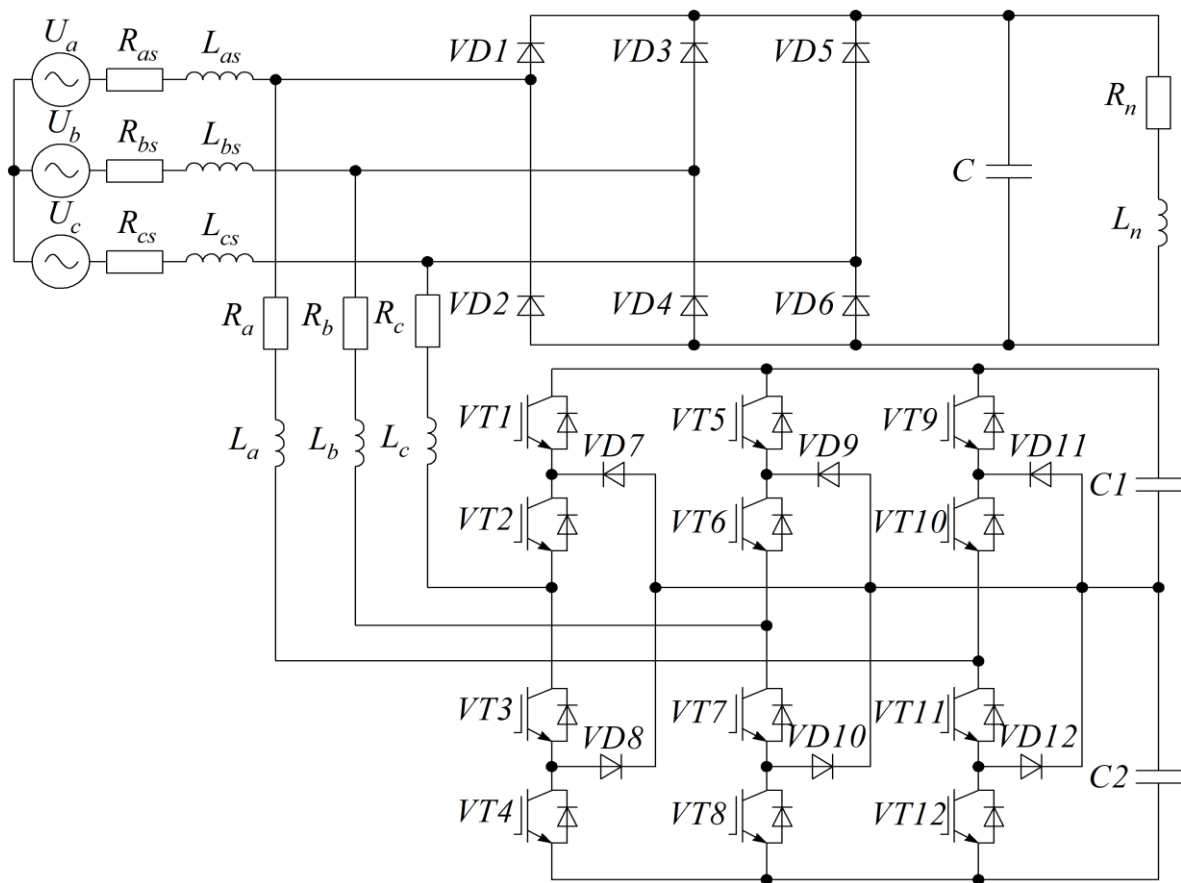


Рисунок 8.9 – Схема тривіневого силового активного фільтра

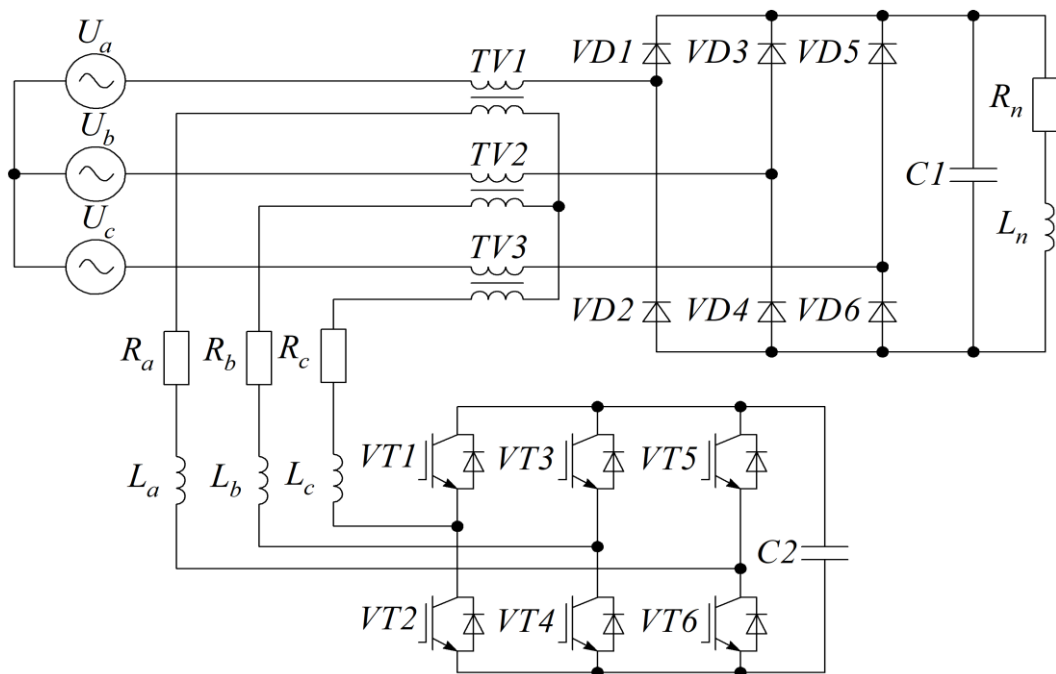


Рисунок 8.10 – Послідовне підключення САФ до мережі живлення тягової підстанції

Схему послідовного підключення силового активного фільтра контактної мережі наведено на рис. 8.11.

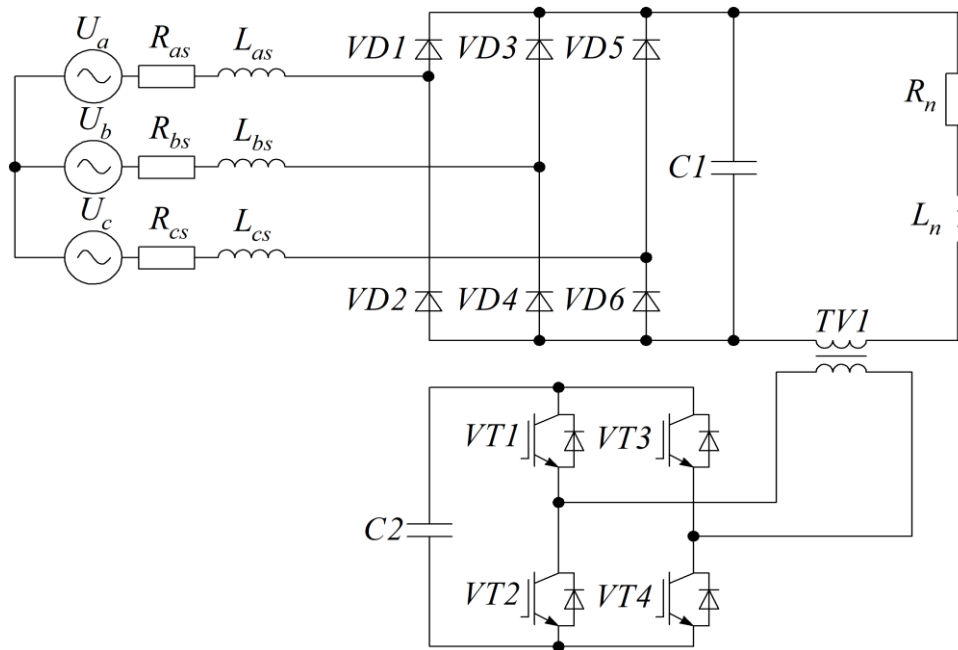


Рисунок 8.11 – Силовий активний фільтр послідовного типу у вихідному колі випрямної установки

Основною перевагою силових активних фільтрів є те, що вони на відміну від пасивних фільтрів, одночасно здатні забезпечити низький вміст вищих гармонік струму та напруги, що дозволяє отримати високий коефіцієнт потужності [82]. Крім цього, на відміну від пасивних фільтрів, налаштованих на певні частоти, САФ здатний компенсувати динамічно змінні вищі гармоніки в широкому діапазоні частот і амплітуд.

Порівняльну характеристику пасивних і активних силових фільтрів наведено в табл. 8.8.

Проведений порівняльний аналіз показує значні переваги силових активних фільтрів перед пасивними фільтрами. Однак застосування силових активних фільтрів не позбавлено недоліків, а саме викликає додаткові втрати в системі енергопостачання, що знижує загальний коефіцієнт корисної дії. Втрати в системі зростають пропорційно частоті комутації силових ключів автономного інвертора [83, 84]. Підвищена частота комутації силових ключів автономного інвертора є причиною виникнення високочастотних імпульсних перешкод, як результат збільшення перших похідних комутуваних струмів. Дана обставина ускладнює проблему електромагнітної сумісності, як між елементами випрямної системи, так і між випрямною системою і мережею.

Таблиця 8.8 – Порівняльна характеристика активних і пасивних фільтрів

Характеристика	Активний фільтр	Пасивний фільтр
Здатність компенсувати реактивну потужність	Компенсує	Компенсує
Резонансні явища в мережі, викликані фільтром	Відсутні	Можливі
Подавлення неканонічних гармонічних складових струму	Подавляє	Не подавляє
Подавлення низькочастотних складових струму	Подавляє	Не подавляє
Габарити	Відносно менші	Відносно великі
Вартість	Дорожчий	Менш дорогий

Розвиток елементної бази силових IGBT-транзисторів викликав народження нового типу перетворювачів, до яких відноситься і нове покоління активних випрямлячів [85, 86]. Випрямлячі забезпечують формування синусоїдальної форми споживаного струму з коефіцієнтом потужності, близьким до одиниці, а також формує поліпшені показники якості вихідної напруги [87, 88]. Відома схема одноключового трифазного активного випрямляча з корекцією коефіцієнта потужності [89, 90]. Дана схема реалізує корекцію коефіцієнта потужності, використовуючи шестипульсну діодну схему із застосуванням одного керованого силового ключа та вихідного діода. Одноключову схему трифазного активного випрямляча наведено на рис. 8.12.

Осцилограми фазної напруги та струму одноключового підвищувального активного випрямляча наведено на рис. 8.13.

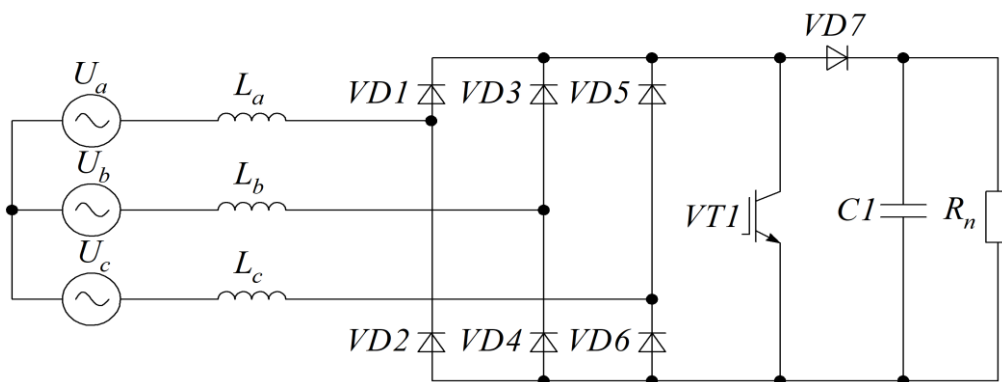


Рисунок 8.12 – Одноключова схема підвищувального активного випрямляча

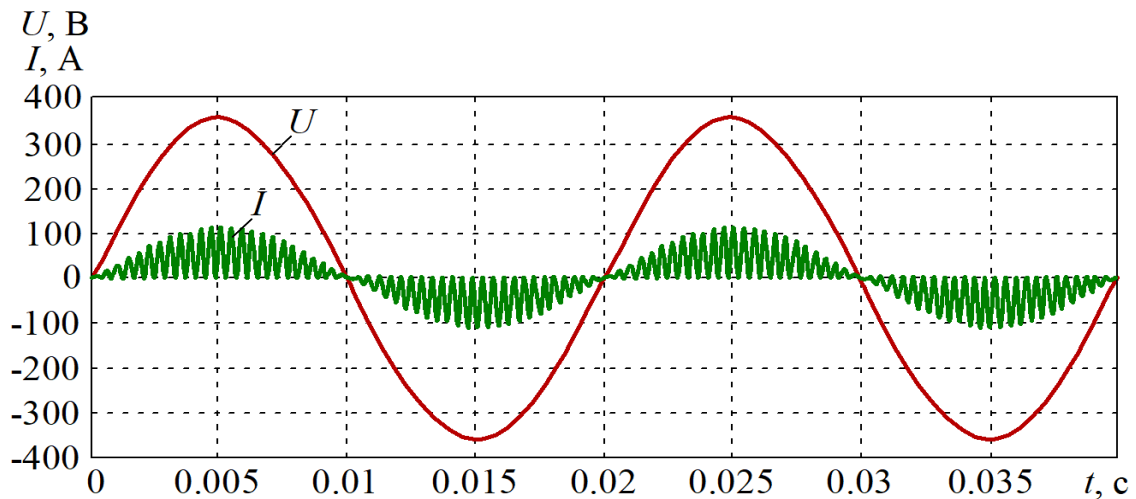


Рисунок 8.13 – Форма вхідного струму та напруги одноключового підвищувального перетворювача

Таким чином, достатньо всього одного активного ключа для реалізації синусоїдальної форми вхідного струму (корекції коефіцієнта потужності) з можливістю регулювання величини вихідної напруги, але без можливості реалізації двосторонньої передачі енергії.

Раніше проведені дослідження одноключових схем трифазних випрямлячів показали, що дані схеми вимагають застосування додаткових реактивних фільтрів і не забезпечують двосторонньої передачі енергії, крім цього недоліком даного випрямляча є високі навантажувальні вимоги до силового ключа, що обмежує область застосування даної схеми [91, 92].

Найпоширенішою схемою трифазного випрямляча з корекцією коефіцієнта потужності, є схема, розроблена в Віденському технологічному університеті, яка отримала в літературі назву Вієнна-випрямляч. Схему Вієнна-випрямляча наведено на рис. 8.14.

Перевагою Вієнна-випрямляча є менша кількість силових керованих ключів в порівнянні з повномостовими схемами, зменшена величина індуктивності вхідних дроселів, низький рівень напруги на ключах схеми, що не перевищує половини вихідної напруги.

Для реалізації двонаправлених ключів можуть бути застосовані структури, що наведено на рис. 8.15 і рис. 8.16.

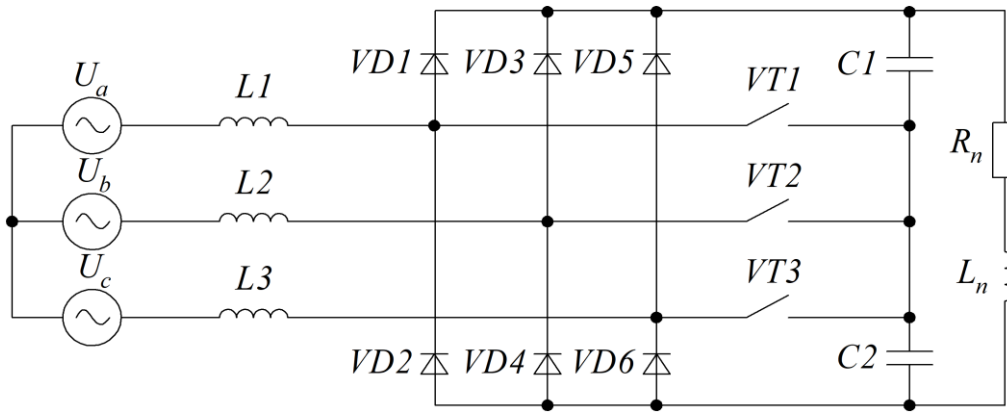


Рисунок 8.14 – Схема Вієнна-випрямляча

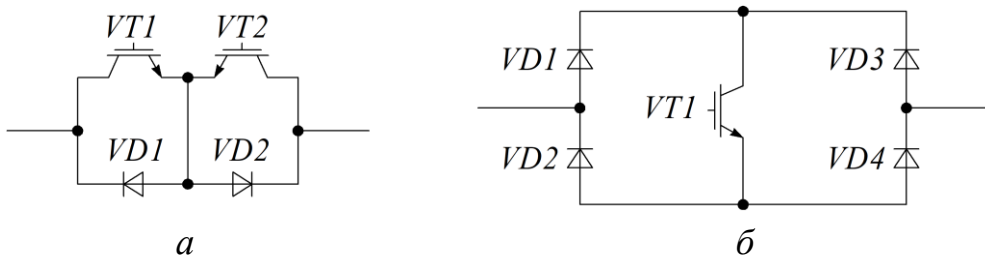


Рисунок 8.15 – Види двонаправлених ключів:

*a* – діодний мостовий ключ; *б* – зустрічно включені IGBT із загальним емітером

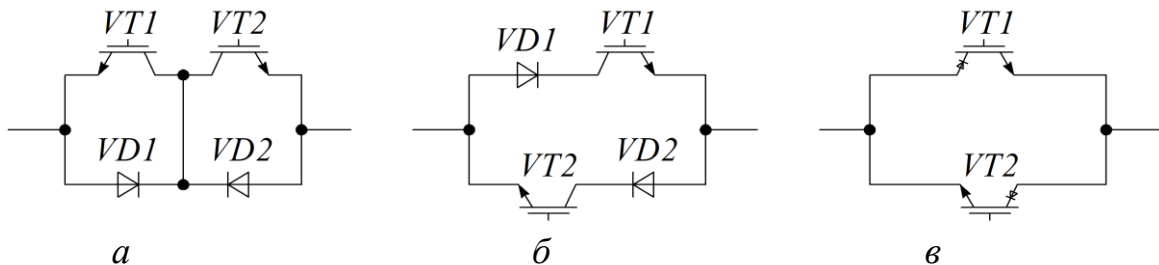


Рисунок 8.16 – Види двонаправлених ключів:

*a* – зустрічно включені IGBT із загальним колектором; *б* – антипаралельне включення з послідовним діодом; *в* – антипаралельне включення RB–IGBT

В якості силових ключів в Вієнна-випрямлячі застосовуються двонаправлені напівпровідникові ключі.

Схему Вієнна-випрямляча із застосуванням двонаправленого діодного мостового ключа наведено на рис. 8.17.

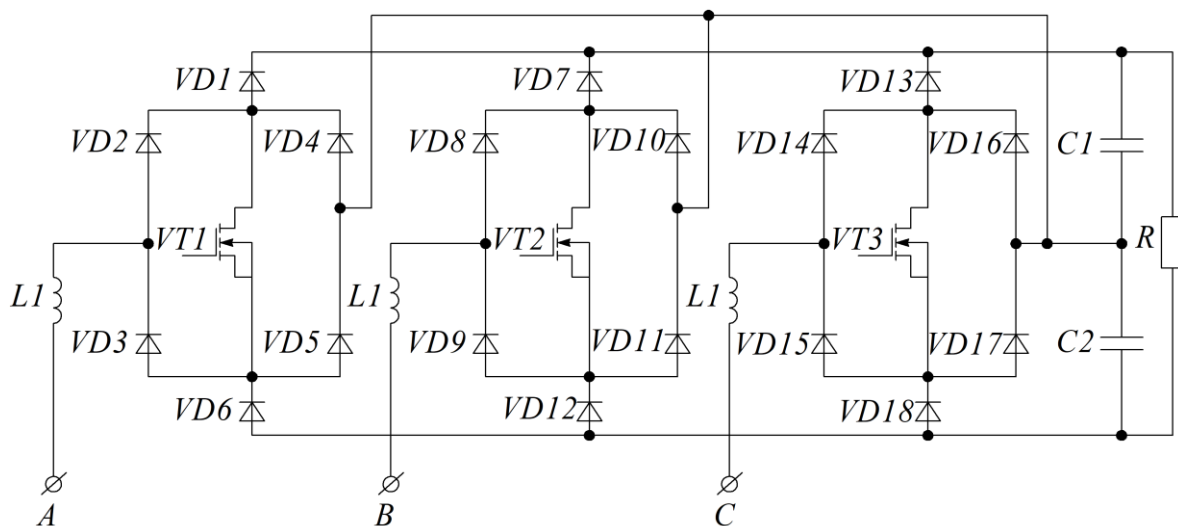


Рисунок 8.17 – Схема Вієнна-випрямляча із застосуванням діодного мостового ключа

Суттєвим недоліком даного випрямляча є відсутність можливості реалізації рекуперації, за якої на електричному рухомому складі відбувається перетворення механічної енергії обертання тягових електродвигунів у електричний струм і віддача його назад у контактну мережу [93, 94]. У зв'язку з цим дана схема не вирішує поставленого завдання реалізації двосторонньої передачі електроенергії.

Однією з перспективних топологій випрямлячів з корекцією коефіцієнта потужності є активний трифазний понижувальний випрямляч, побудований на базі схеми автономного інвертора струму [95, 96].

Силу схему активного трифазного понижувального випрямляча наведено на рис. 8.18.

Випрямляч складається з шести силових ключів  $VT1-VT6$ , послідовно з'єднаних з діодами  $VD1-VD6$ . Перетворювач живиться від трифазної мережі через  $LC$ -фільтр. Особливістю даного перетворювача є вимога обмеження величини вихідної напруги менше амплітуди фазної напруги мережі [97, 98]. Активний випрямляч понижувального типу краще використовувати для отримання великих потужностей в установках загальнопромислового застосування.

У зв'язку з тим, що високий коефіцієнт потужності можна отримати при досить низьких частотах комутацій, є можливість застосування силових GTO тиристорів.

Перевагами трирівневого понижувального випрямляча є:

- 1) низький вміст вищих гармонік вхідного струму;
- 2) близький до одиниці  $\cos(\varphi)$ ;

- 3) реалізація двосторонньої передачі енергії при зміні полярності вихідної напруги;
- 4) регулювання коефіцієнта потужності;
- 5) можливість регулювання і стабілізації вихідної напруги;
- 6) зменшені габарити вихідного фільтра.

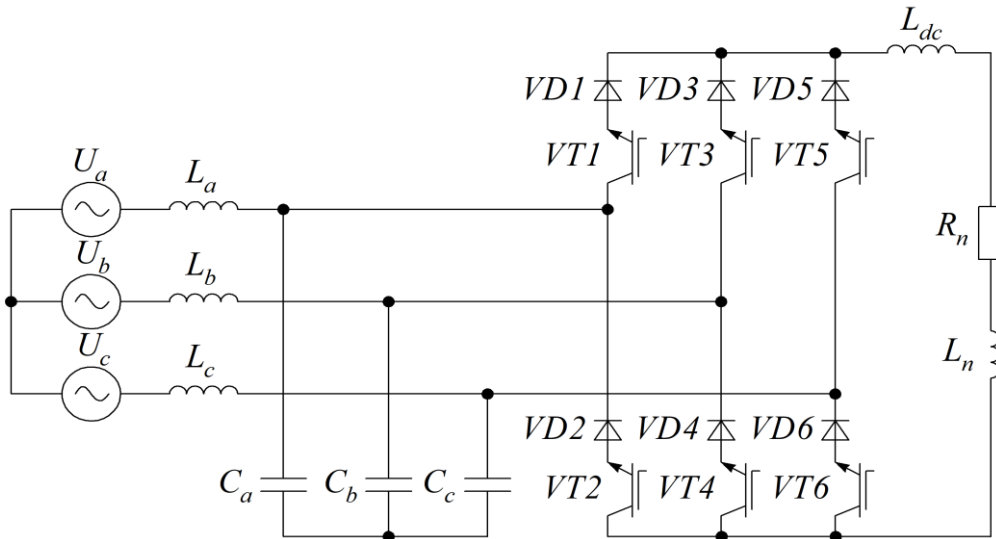


Рисунок 8.18 – Трифазний активний випрямляч понижувального типу

Однак суттєвим недоліком є те, що даний перетворювач працює в режимі джерела струму та підтримання постійного рівня вихідної напруги при динамічно змінному навантаженні.

Крім цього, для реалізації двосторонньої передачі енергії необхідна зміна полярності вихідної напруги.

Однією з найбільш добре зарекомендованих себе схем активних трифазних випрямлячів з корекцією коефіцієнта потужності є схема активного трифазного підвищувального випрямляча на базі схеми автономного інвертора напруги [99, 100] (рис. 8.19).

До складу даного перетворювача входить шість керованих ключів з паралельними діодами ( $VT_1$ – $VT_6$ ); три вхідних дроселя  $L_a$ ,  $L_b$ ,  $L_c$ ; три вхідних опори  $R_a$ ,  $R_b$ ,  $R_c$ , що враховують активні опори вхідних дроселів, вихідний конденсатор  $C$  і  $RL$ -навантаження.

Наявність повністю керованих ключів дозволяє досягати максимального ефекту в керуванні випрямлячем [101].

Такі ключі можуть бути реалізовані на IGBT, MOSFET або GTO приладах. Це дозволяє виконувати комутацію ключів з частотою кілька кілогерц.



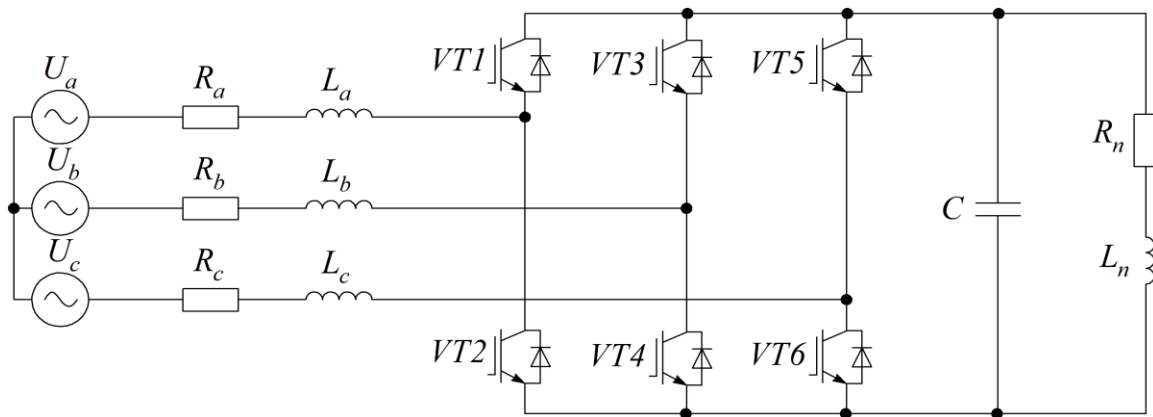


Рисунок 8.19 – Активний підвищувальний випрямляч з корекцією коефіцієнта потужності

Основними перевагами активного підвищувального випрямляча є:

- 1) малий вміст вищих гармонік вхідного струму;
- 2) близький до одиниці  $\cos(\varphi)$ ;
- 3) реалізація двосторонньої передачі енергії при зміні полярності вихідної напруги;
- 4) регулювання коефіцієнта потужності;
- 5) можливість регулювання і стабілізації вихідної напруги.

На відміну від активного трифазного понижувального випрямляча, АВН підвищувального типу дозволяє реалізувати двонаправлену передачу потужності без зміни полярності вихідної напруги, що є суттєвою перевагою даного типу перетворювача [102, 103].

На рис. 8.20 наведено осцилограми напруг і струмів АВН підвищувального типу в таких режимах роботи: випрямлення, рекуперація, реалізація струмів мережі, випереджаючого та відставального.

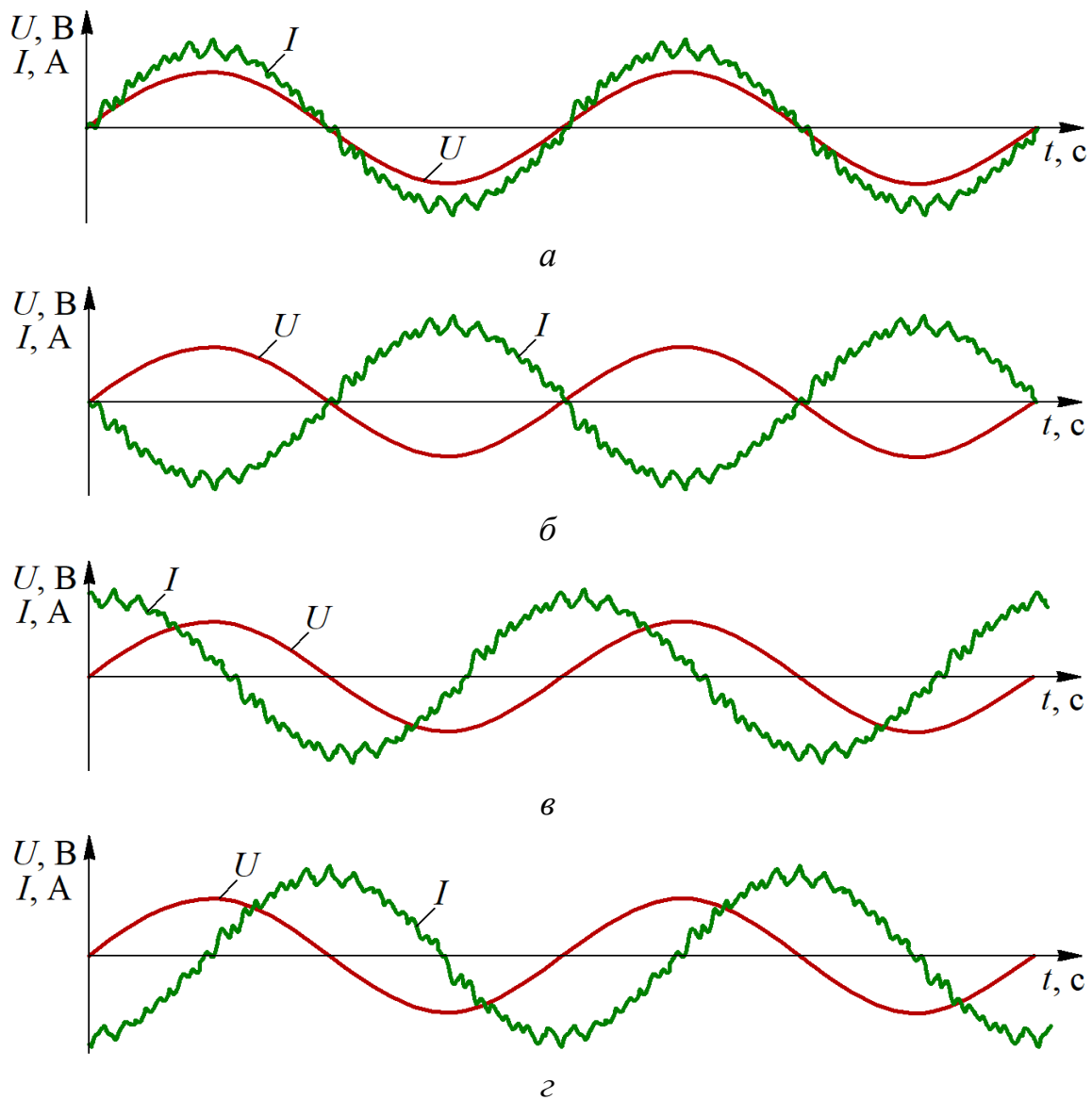


Рисунок 8.20 – Форма напруг і струмів АВН в режимах роботи:  
*a* – випрямний режим  $\lambda \approx 1$ ; *б* – режим рекуперації  $\lambda \approx -1$ ; *в* – режим відставання струму мережі  $\lambda \approx 0$ ; *г* – режим випередження струму мережі  $\lambda \approx 0$

Проведений порівняльний аналіз активних випрямлячів показує, що найбільш ефективним шляхом поліпшення показників електромагнітної сумісності тягових підстанцій постійного струму з контактною мережею та мережею живлення є застосування активних трифазних випрямлячів підвищувального типу на основі схеми автономного інвертора напруги [104, 105].

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Баркан Я. Д. Эксплуатация электрических систем. Москва: Высш. шк., 1990. 304 с.
2. Національна енергетична компанія «Укренерго». Режим доступу: [www.ukrenergo.energy.gov.ua](http://www.ukrenergo.energy.gov.ua).
3. Офіційний сайт компанії «Енергоавтоматизація». Режим доступу: [www.enera.com.ua](http://www.enera.com.ua).
4. Методичні рекомендації щодо оцінки рівня економічної безпеки України / ред. академіка НАН України С. І. Пиріжкова. Київ: НІПМБ, 2003. 42 с.
5. Шидловський А. К. Паливно-енергетичний комплекс України на порозі третього тисячоліття. Київ: Українські енциклопедичні знання, 2001. 400 с.
6. Нерубацький В. П., Гордієнко Д. А. Застосування енергетичного аудиту з метою зниження рівня споживання паливно-енергетичних ресурсів тяговим рухомим складом залізниць. Тези стендових доповідей та виступів учасників 32-ї міжнародної науково-практичної конференції «Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті» (Харків, 24–25 жовтня 2019 р.). *Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті*. Харків: УкрДУЗТ, 2019. № 4 (додаток). С. 13–14.
7. Алхасов А. Б. Геотермальная энергетика: проблемы, ресурсы, технологии: моногр. / ред. Э. Э. Шпильрайна. Москва: ФИЗМАТЛИТ, 2008. 375 с.
8. Оборина Е. В., Волошин Д. В., Ажнакин С. Г., Шурда К. Э. Антикризисные стратегии развития региональной энергетики: моногр. НАН Украины. *Ин-т проблем рынка и экономико-эколог. исслед.* Одесса: Феникс, 2010. 283 с.
9. Сибикин Ю. Д., Сибикин М. Ю. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии: учебное издание. Москва, 2008. 228 с.
10. Хоменко І. В., Стасюк І. В. Енергетична безпека України. *Вісник Харківського державного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. Харків, 2019. Вип. 37. С. 64–66.
11. Христич В. А., Варламов Г. Б. Газотурбинные установки: история и перспективы. Киев: НТУУ «КПИ», 2006. 384 с.
12. Хоменко І. В., Піскурьов М. Ф., Стасюк І. В. До питання компенсації реактивної потужності. *Вісник НТУ «ХПИ». Тематичний випуск: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів*. Харків: НТУ «ХПИ», 2018. № 32. С. 71–76. DOI: 10.20998/2079-3944.2018.32.13.

13. Бондаренко В. О., Хоменко І. В. Дослідження розподілу напруги по поверхні опорних полімерних ізоляторів для зовнішньої установки. *Вісник Харківського Державного політехнічного університету. Електроенергетика і автоматизація електроустановок*. Харків: ХПІ, 1987. № 243.

14. Концепція функціонування та розвитку ОРЕ України. Постанова КМУ від 16.11.2002 року № 1789.

15. Хоменко І. В. Розробка засобів та методів безперервного контролю енергоспоживання в трифазних мережах. *Вісник НТУ «ХПІ». Тематичний випуск: Проблеми вдосконалення електричних машин і апаратів*. Харків: НТУ «ХПІ», 2009. № 27.

16. Хоменко І. В., Омельченко І. О., Стасюк І. В. Розробка концепції багатопараметричного та безперервного контролю і управління енергоспоживанням в електричних мережах. *Вісник НТУ «ХПІ». Тематичний випуск: Нові рішення в сучасних технологіях*. Харків: НТУ «ХПІ», 2017. № 23. С. 131–136. DOI: 10.20998/2413-4295.2017.23.21.

17. Хоменко І. В. Системи багатопараметричного контролю та управління станом електричних мереж і силового енергетичного обладнання. Харків: НТУ «ХПІ», 2018. 172 с.

18. Нерубацький В. П., Гордієнко Д. А. Інтелектуальне багаторівневе управління на залізничному транспорті. Тези доповідей першої міжнародної науково-технічної конференції «Інтелектуальні транспортні технології» (Трускавець–Харків, 24–30 січня 2020 р.). Харків: УкрДУЗТ, 2020. С. 90–92.

19. Нерубацький В. П., Плахтій О. А., Хоружевський Г. А. Інтелектуальні системи компенсації реактивної потужності на залізничному транспорті. Тези доповідей першої міжнародної науково-технічної конференції «Інтелектуальні транспортні технології» (Трускавець–Харків, 24–30 січня 2020 р.). Харків: УкрДУЗТ, 2020. С. 104–105.

20. Нерубацький В. П., Гордієнко Д. А. Контроль і планування енерговикористання на залізничному транспорті. Матеріали VII міжнародної науково-практичної конференції «Людина, суспільство, комунікативні технології» (Харків–Лиман, 26–27 червня 2019 р.). Харків–Лиман, 2019. С. 227–230.

21. Хоменко І. В. Розробка і впровадження індикатора параметрів енергоспоживання в розподільчих електричних мережах. *Вісник НТУ «ХПІ». Тематичний випуск: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів*. Харків: НТУ «ХПІ», 2015. № 42. С. 67–70.

22. Бабушкин В. М., Нейман В. А., Чевычелов В. А. Электрические сети: развитие, новые решения: пособие для электроэнергетиков. Киев: Энергетика и электрификация, 2002. 168 с.
23. Nerubatskyi V. P., Hordiienko D. A. Intellectual system of traction power supply of electric rolling stock. Матеріали IV міжнародної науково-практичної конференції «Прикладні науково-технічні дослідження» (Івано-Франківськ, 01–03 квітня 2020 р.). Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2020. С. 111–113.
24. Нерубацький В. П., Гордієнко Д. А. Підвищення енергоефективності системи тягового електропостачання електричного рухомого складу за допомогою інтегрованої системи SMART GRID. Матеріали П'ятої Всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів і молодих вчених «Актуальні проблеми сучасної енергетики» (Херсон, 20–22 травня 2020 р.). Херсон: ПП «Резнік», 2020. С. 165–168.
25. Nerubatskyi V., Plakhtii O., Hordiienko D., Khoruzhevskiyi H. Study of energy parameters in alternative power source microgrid systems with multi-level inverters. *International scientific journal «Industry 4.0»*. 2020. Vol. 5. Issue 3. P. 118–121.
26. Nerubatskyi V., Plakhtii O., Ananieva O., Zinchenko O. Analysis of the Smart Grid concept for DC power supply systems. *International scientific journal «Industry 4.0»*. 2019. Vol. 4. Issue 4. P. 179–182.
27. European Smart Grids Technology Platform. *European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System*. EUR 22040, 2006. 44 p.
28. ГКД 34.20.507–2003. «Технічна експлуатація електричних станцій та мереж. Правила». 599 с.
29. Chakraborty A., Maria D. Control and Optimization Methods for Electric Smart Grids. *Ilic–Springer*. N. Y., 2012. 363 p.
30. Kramer A. On-Load Tap-Changers for Transformers. *Operations Principles, Applications and Selection*. MR-Publication, Regensburg, 2000. P. 172–230.
31. Нерубацький В. П., Плахтій О. А. Підвищення енергоефективності рухомого складу з асинхронним електроприводом. Тези стендових доповідей та виступів учасників 32-ї міжнародної науково-практичної конференції «Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті» (Харків, 24–25 жовтня 2019 р.). *Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті*. Харків: УкрДУЗТ, 2019. № 4 (додаток). С. 11–13.
32. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов / 3-е изд., перераб. и доп. Москва: Энергоатомиздат, 1987. 648 с.

33. Ванин Б. В., Львов Ю. Н., Львов М. Ю. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110–500 кВ в эксплуатации. *Электрические станции*. 2001. № 9.
34. Bengtsson T., Kols H., Foata M., Leonard F. Monitoring tap-changer operations. Cigre, 1998. P. 12–209.
35. ГКД 34.46.401–96 Трансформатори силові, пристрої перемикання відгалужень обмоток трансформаторів РПН під навантаженням.
36. Даковські М., Вянцковські С. Про енергетику для споживачів та скептиків. Львів: ЕКОінформ, 2007. 212 с.
37. Неугольников Ю. П. Внешние и ограничительные характеристики 12- и 24-пульсных инверторных преобразователей тяговых подстанций. *Трансп. Урала*. 2006. № 1. С. 29–37.
38. Варфоломеев Г. Н., Неман Л. А. Анализ гармонического состава выпрямленного напряжения при несимметрии вторичной системы разноточковых обмоток преобразователя. *Сб. науч. тр. НГТУ*. 2006. № 1. С. 123–128.
39. Степанов В. М., Базыль И. М. Влияние высших гармоник в системах электроснабжения предприятия на потери электрической энергии. *Изв. Тул. гос. ун-та*. 2013. № 12-2. С. 27–31.
40. Зиновьев Г. С. Вентильные компенсаторы реактивной мощности, мощности искажений и мощности несимметрии на базе инвертора напряжения. Современные задачи преобразовательной техники. Киев: ИЭД АН УССР, 1975. Ч. 2. С. 247–253.
41. Лабунцов В. А., Дайжун Ч. Однофазные полупроводниковые компенсаторы пассивной составляющей мгновенной мощности. *Электричество*. 1991. № 12. С. 20–32.
42. Шрейнер Р. Т., Ефимов А. А. Активный выпрямитель как новый элемент энергосберегающих систем электропривода. *Электричество*. 2000. № 3. С. 46–54.
43. Моторний привод пристрою регулювання під навантаженням силового трансформатора: пат. 45761 Україна, МПК H02P 13/00, H01F19/00. І. В. Хоменко, В. В. Наній.
44. Розанов Ю. К., Рябчинский М. В., Кваснюк А. А. Силовая электроника: учебник для вузов. Москва: Издательский дом МЭИ, 2007. 632 с.
45. Наній В. В. Развитие теории и создание эффективных конструктивных исполнений электродвигателей с катящимся ротором. Харьков: НТУ «ХПИ», 2014. 335 с.

46. Franke M., Mrech H. Analysis on a RRSRM with his Nonlinear Magnetic Properties. *54 IWK*, Ilmenau, Germany. 2009.
47. Cameron M. M. Trends in Power Factor Correction with Harmonic Filtering. *IEEE Trans. Ind. Hppl.* 1993. Vol. 29. No. 1. P. 60–65.
48. Akagi H. New Trends in Active Filters for Power Conditioning Industry Applications. *IEEE Transactions on.* 1996. Vol. 32. No. 6. P. 1312–1322.
49. El-Habrouk M., Darwish M. K., Mehta P. Active power filters: A Review Electric Power Applications. *IEE Proceedings.* 2000. Vol. 147. No. 5. P. 403–413.
50. Franke M., Punk O., Mrech H., Schmucker U. Electrical actuation of a rolling rotor switched reluctance motor. *34th International Spring Seminar on Electronics Technology.* 2011. P. 451–456.
51. Dixon J., Garcia J., Moran L. Control system for three phase active power filter, which simultaneously compensates power factor and unbalanced loads. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 1995. Vol. 42. P. 636–641.
52. Akagi H., Nabae A., Atoh S. Control strategy of active power filters using multiple-voltage source PWM converters. *IEEE Trans. Ind. Applicat.* 1986. Vol. IA-20. P. 460–465.
53. Нерубацький В. П., Плахтій О. А. Застосування трифазних активних випрямлячів з корекцією коефіцієнта потужності на тягових підстанціях постійного струму. Тези доповідей міжнародної науково-технічної конференції «Технології та інфраструктура транспорту» (Харків, 14–16 травня 2018 р.). Харків: УкрДУЗТ, 2018. С. 349–351.
54. Китушин В. Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: Учеб. пособ. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. 256 с.
55. Rodriguez J. R., Dixon J. W., Espinoza J. R., Pontt J., Lezana P. PWM Regenerative Rectifiers: State of the Art. *IEEE Trans. on Industrial Electronics.* 2005. Vol. 52. No. 1. P. 5–22.
56. Singh B., Singh Br., Chandra A., Al-Haddad K., Pandey A. A Review of Three-Phase Improved Power Quality AC-DC Converters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics.* 2004. Vol. 51. Issue 3. P. 641–660.
57. Хоменко І. В., Федосєєнко О. М., Стасюк І. В. Підвищення надійності пристроїв РПН силових трансформаторів. *Збірник наукових праць Українського державного університету залізничного транспорту.* 2017. Вип. 170. С. 60–71.
58. Хоменко І. В., Стасюк І. В., Єгоров А. В., Масленніков А. М., Дунев О. О. Нове технічне рішення пристрою РПН силового трансформатора. *Вісник Харківського державного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка.* Харків, 2018. Вип. 37. С. 53–56.

59. Автоматизований пристрій регулювання напруги трансформатора під навантаженням. Пат. 117756 Україна, МПК H02P 13/00, H01F19/00. А. В. Єгоров, А. М. Масленніков, О. О. Дунєв, І. В. Хоменко.
60. Jang Y., Erickson R. W. New Single-Switch ThreePhase High Power Factor Rectifiers Using MultiResonant Zero Current Switching. *IEEE Applied Power Electronics Conference (APEC)*. 1994. P. 711–717.
61. Kolar J. W., Ertl H., Zach F. C. A comprehensive design approach for a three-phase high-frequency single-switch discontinuousmode boost power factor corrector based on analytically derived normalized converter component ratings. *IEEE Trans. Ind. Appl.* 1995. Vol. 31. No. 3. P. 569–582.
62. Simonetti D., Sebastian J., Uceda J. Single-Switch Three-Phase Power Factor Preregulator Under Variable Switching Frequency and Discontinuous Input Current. *Conference Record IEEE PESC*. 1993. P. 657–662.
63. Gataric S., Boroyevich D., Lee F. C. Soft-Switched Single-Switch Three-Phase Rectifier with Power Factor Correction. *Conference Record IEEE APEC*. 1994. P. 738–744.
64. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. в Украине 01.01.2000. Москва: Изд-во стандартов, 1997. 42 с.
65. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Электромагнитная совместимость. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Москва: Госстандарт, 1998.
66. Sedighy M., Dawson F. P. Single-Switch Three-Phase Power Factor Correction. *Conference Record IEEE IPEC*. 1995. P. 293–297.
67. Плахтій О. А., Нерубацький В. П., Гордієнко Д. А., Хоружевський Г. А., Орлов М. Е. Методи боротьби з кондуктивною завадоємисією у зворотноходових перетворювачах. *Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті*. 2020. № 1. С. 3–13. DOI: 10.18664/ikszt.v25i1.198645.
68. Климов В. П., Москалев А.Д. Способы подавления гармоник тока в системах электропитания. *Практическая силовая электроника*. 2002. № 6.
69. Жежеленко И. В. Показатели качества электроэнергии на промышленных предприятиях. Москва: Энергия, 1977. 126 с.
70. ГОСТ Р51317.3.2-99 (МЭК 61000-3-2-95). Совместимость технических средств электромагнитная. Эмиссия гармонически составляющих тока техническими средствами с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе). *Нормы и методы испытания*. Москва: Изд-во стандартов, 2000.



71. Худяков В. Ф., Васильев А. О., Хабузов В. А. Анализ спектра входного тока двухтактного выпрямителя с фильтром. *Проблемы электроэнергетики: Межвуз. науч. сб. Сарат. техн. ун.* Саратов: СГТУ, 2006. С. 94–101.
72. Zargari R., Joos G. A current-controlled current source type unity power factor PWM rectifier. *Proc. IEEE-IAS Annu. Meeting.* 1993. P. 793–799.
73. Nishida Y., Kondoh T., Ishikawa M., Yasui K. Three-phase PWM current-source type PFC rectifier (theory and practical evaluation of 12 kW real product). *Proc. PCC Conf.* 2002. Vol. 3. P. 1217–1222.
74. Чаплыгин Е. Е., Нгуен Х. А. Виенна-выпрямитель – трехфазный корректор коэффициента мощности. *Силовая электроника.* 2006. № 1. С. 20–23.
75. Chen H., Aliprantis D. C. Induction Generator with Vienna Rectifier: Feasibility Study For Wind Power Generation. *XIX international conference on electric Machines-ICEM.* 2010.
76. Добрусин Л. А. Средства улучшения энергетических показателей сетей, питающих преобразовательные устройства. Фильтры высших гармоник. *Преобразовательная техника.* 1972. Вып. 4 (28). С. 27–31.
77. Salo M. A three-switch current-source PWM rectifier with active filter function. *Proc. 36th IEEE Power Electron. Spec. Conf.* 2005. P. 2230–2236.
78. Malesani L., Tenti P. Three-phase AC/DC PWM converter with sinusoidal AC currents and minimum filter requirements. *IEEE Trans. Ind. Appl.* 1987. Vol. IA-23. No. 1. P. 71–77.
79. Мустафа Г. М., Кутейникова А. Ю., Розанов Ю. К. Применение гибридных фильтров для улучшения качества электроэнергии. *Электричество.* 1995. № 10. С. 33–39.
80. Plakhtii O., Nerubatskyi V., Karpenko N., Ananieva O., Khoruzhevskyi H., Kavun V. Studying a voltage stabilization algorithm in the cells of a modular six-level inverter. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies.* 2019. Vol. 6. No. 8 (102). P. 19–27. DOI: 10.15587/1729-4061.2019.185404.
81. Двенадцатипульсовые полупроводниковые выпрямители тяговых подстанций / ред. М. Г. Шалимова. Москва: Транспорт, 1990. 127 с.
82. Исхаков А. С. Коэффициент мощности однофазного выпрямителя с емкостным фильтром. *Электричество.* 2000. № 9. С. 51–53.
83. Plakhtii O. A., Nerubatskyi V. P., Hordiienko D. A., Khoruzhevskyi H. A. Calculation of static and dynamic losses in power IGBT-transistors by polynomial approximation of basic energy characteristics. *Scientific bulletin of National mining university.* 2020. No. 2 (176). P. 82–88. DOI: 10.33271/nvngu/2020-2/082.

84. Плахтій О. А., Нерубацький В. П., Сушко Д. Л., Кавун В. Є. Зниження динамічних втрат в активному однофазному чотириквadrантному перетворювачі з покращеним алгоритмом гістерезисної модуляції. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2018. Вип. 51. С. 88–94. DOI: 10.15407/publishing2018.51.088.

85. Baumann M. A novel control concept for reliable operation of a three-phase three-switch buck-type unity power factor rectifier with integrated boost output stage under heavily unbalanced mains condition. *Proc. 34th IEEE Power Electron. Spec. Conf.* 2003. Vol. 1. P. 3–10.

86. Teichmann R., Malinowski M., Bernet S. Evaluation of three-level rectifiers for low-voltage utility applications. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 2005. Vol. 52. No. 2. P. 471–481.

87. Chen C. L., Lee C. M., Tu R. J., Horng G. K. A novel simplified space-vector-modulated control scheme for three-phase switch-mode rectifier. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 1999. Vol. 46. P. 512–516.

88. Кондратьев Д. Е. Трехфазные выпрямители с активной коррекцией коэффициента мощности и двунаправленной передачей энергии: автореф. дис. ... канд. техн. наук. Москва: МЭИ, 2008. 20 с.

89. Нгуен Х. А. Управление трехфазными выпрямителями с активной коррекцией коэффициента мощности: автореф. дис. ... канд. техн. наук. Москва: МЭИ, 2006. 20 с.

90. Plakhtii O., Nerubatskyi V., Sushko D., Ryshchenko I., Tsybulnyk V., Hordiienko D. Improving energy characteristics of AC electric rolling stock by using the three-level active four-quadrant rectifiers. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2019. Vol. 4. No. 8 (100). P. 6–14. DOI: 10.15587/1729-4061.2019.174112.

91. Plakhtii O., Nerubatskyi V. Analyses of energy efficiency of interleaving in active voltage-source rectifier. *2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. 2018. P. 253–258. DOI: 10.1109/IEPS.2018.8559514.

92. Щербак Я. В., Плахтій А. А., Нерубацький В. П. Анализ энергетических характеристик активного четырёхквadrантного выпрямителя с различными типами широтно-импульсной модуляции. *Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»*. 2017. Вип. 27 (1249). С. 221–225.

93. Нерубацький В. П. Рекуперативне гальмування на залізничному транспорті як один з видів енергозбереження в системі тяги змінного струму. *Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті*. 2012. № 2. С. 11–15.
94. Щербак Я. В., Нерубацький В. П. Аналіз застосування рекуперативного гальмування на залізницях України. *Залізничний транспорт України*. 2011. № 2. С. 30–34.
95. Plakhtii O., Tsybulnyk V., Nerubatskyi V., Mittsel N. The analysis of modulation algorithms and electromagnetic processes in a five-level voltage source inverter with clamping diodes. *2019 IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES)*. 2019. P. 294–297. DOI: 10.1109/MEES.2019.8896567.
96. Plakhtii O., Nerubatskyi V., Ryshchenko I., Zinchenko O., Tykhonravov S., Hordiienko D. Determining additional power losses in the electricity supply systems due to current's higher harmonics. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2019. Vol. 1. No. 8 (97). P. 6–13. DOI: 10.15587/1729-4061.2019.155672.
97. Плахтий А. А., Нерубацький В. П., Цыбульник В. Р. Стабилизация напряжений на конденсаторах ячеек в модульных многоуровневых инверторах путём применения улучшенной пространственно-векторной ШИМ. *Вісник НТУ «ХПИ». Серія: Електричні машини та електромеханічне перетворення енергії*. 2019. № 20 (1345). С. 42–52. DOI: 10.20998/2409-9295.2019.20.06.
98. Plakhtii O., Nerubatskyi V., Karpenko N., Hordiienko D., Butova O., Khoruzhevskyi H. Research into energy characteristics of single-phase active four-quadrant rectifiers with the improved hysteresis modulation. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2019. Vol. 5. No. 8 (101). P. 36–44. DOI: 10.15587/1729-4061.2019.179205.
99. Plakhtii O. A., Nerubatskyi V. P., Kavun V. Ye., Hordiienko D. A. Active single-phase four-quadrant rectifier with improved hysteresis modulation algorithm. *Scientific bulletin of National mining university*. 2019. No. 5 (173). P. 93–98. DOI: 10.29202/nvngu/2019-5/16.
100. Plakhtii O. A., Nerubatskyi V. P., Hordiienko D. A., Tsybulnyk V. R. Analysis of the energy efficiency of a two-level voltage source inverter in the overmodulation mode. *Scientific bulletin of National mining university*. 2019. No. 4 (172). P. 68–72. DOI: 10.29202/nvngu/2019-4/9.
101. Бирюков В. В., Ворфоломеев Г. Н., Евдокимов С. А., Щуров Н. И., Шальнев В. Г. Метод исследования электромагнитных процессов в многопульсовых выпрямителях. *Науч. вестник НГТУ*. 2006. № 2. С. 105–118.

102. Щербак Я. В., Плахтій О. А., Нерубацький В. П. Регулювальні характеристики активного чотириквadrантного перетворювача в режимах випрямлення і рекуперації. *Технічна електродинаміка*. 2017. № 6. С. 26–31. DOI: 10.15407/techned2017.06.026.

103. Plakhtii O., Nerubatskyi V., Sushko D., Hordiienko D., Khoruzhevskyi H. Improving the harmonic composition of output voltage in multilevel inverters under an optimum mode of amplitude modulation. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2020. Vol. 2. No. 8 (104). P. 17–24. DOI: 10.15587/1729-4061.2020.200021.

104. Нерубацький В. П., Плахтій О. А., Кавун В. Є., Машура А. В., Гордієнко Д. А., Цибульник В. Р. Аналіз показників енергоефективності автономних інверторів напруги з різними типами модуляції. *Збірник наукових праць Українського державного університету залізничного транспорту*. 2018. Вип. 180. С. 106–120.

105. Plakhtii O., Nerubatskyi V., Khomenko I., Tsybulnyk V., Syniavskyi A. Comprehensive study of cascade multilevel inverters with three level cells. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. P. 277–282. DOI: 10.1109/ESS50319.2020.9160258.

Наукове видання

ХОМЕНКО Ігор Васильович  
ПЛАХТІЙ Олександр Андрійович  
НЕРУБАЦЬКИЙ Володимир Павлович  
СТАСЮК Іван Вікторович

**ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ.  
СТРУКТУРА, КЕРУВАННЯ, ІННОВАЦІЇ**

**Монографія**

Відповідальний за випуск проф. Шевченко С. Ю.  
Роботу до видання рекомендував проф. Борисенко А. М.

В авторській редакції

План 2020 р., поз. 48.

Підписано до друку 15.10.20 р. Формат 60×84 1/16.  
Гарнітура Times New Roman. Папір офсетний.  
Наклад 50 прим. Зам. № 2115207. Ціна договірна.

---

Видавець ТОВ «ПЛАНЕТА-ПРІНТ»  
61002, м. Харків, вул. Багалія, 16  
ЄДРПОУ 31235131 від 19.12.2000 р.

---

Виготовлювач ФЛ-П Черняк Л. О.  
61002, м. Харків, вул. Багалія, 16  
Свідоцтво № 2480000000079553, від 16.05.2007 р.