



**UKRENERGO**

State enterprise | National power company

# Кодекс системи передачі

## Мета створення Кодексу системи передачі

Розподіл повноважень та відповідальності між Операторами систем передач, Операторами систем розподілу, виробниками, споживачами

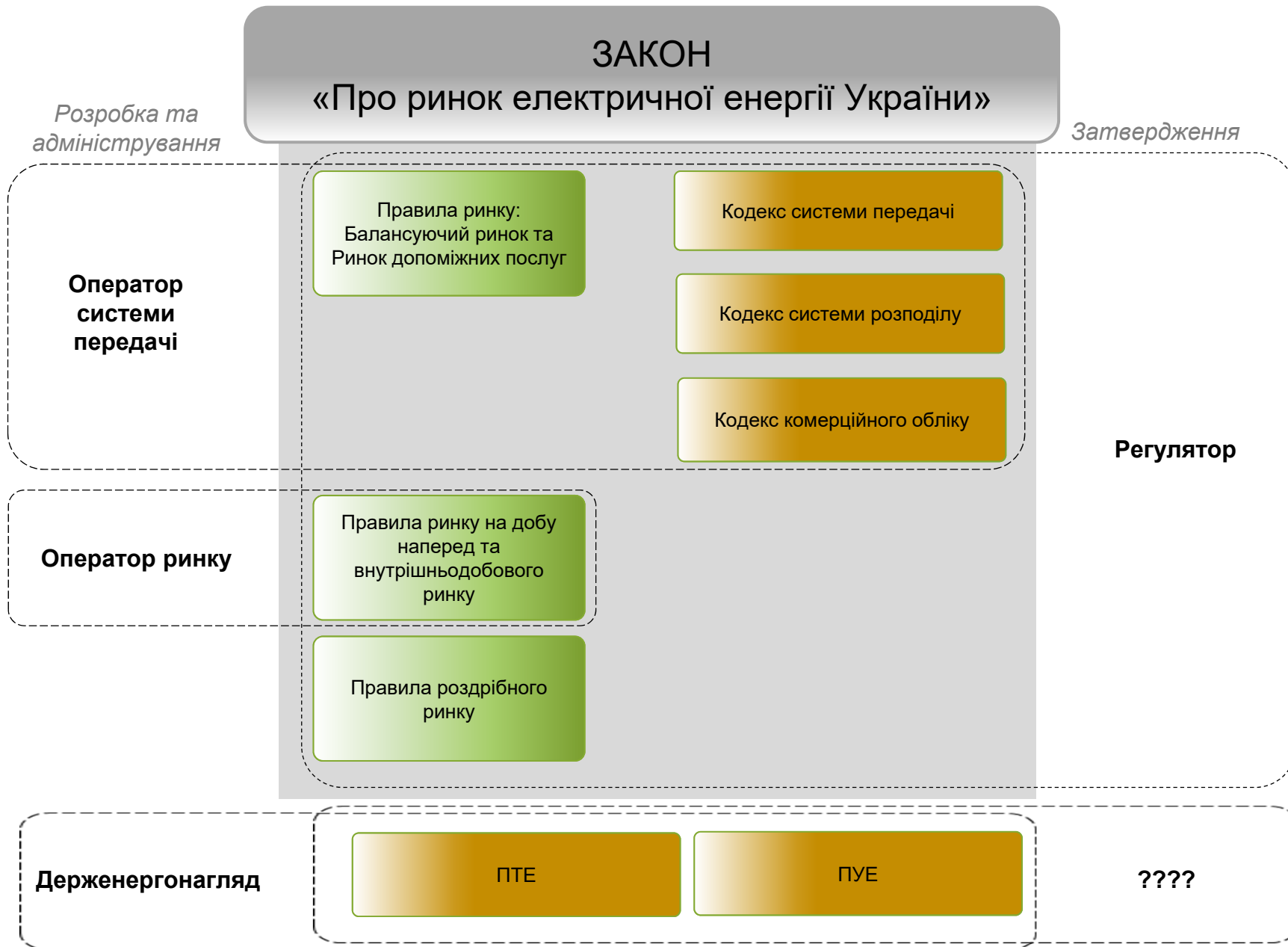
Приведення технічних параметрів ОЕС України у відповідність з мінімальними загальним вимогами ENTSOE

---

Мінімізація технічних обмежень для роботи ринку електроенергії

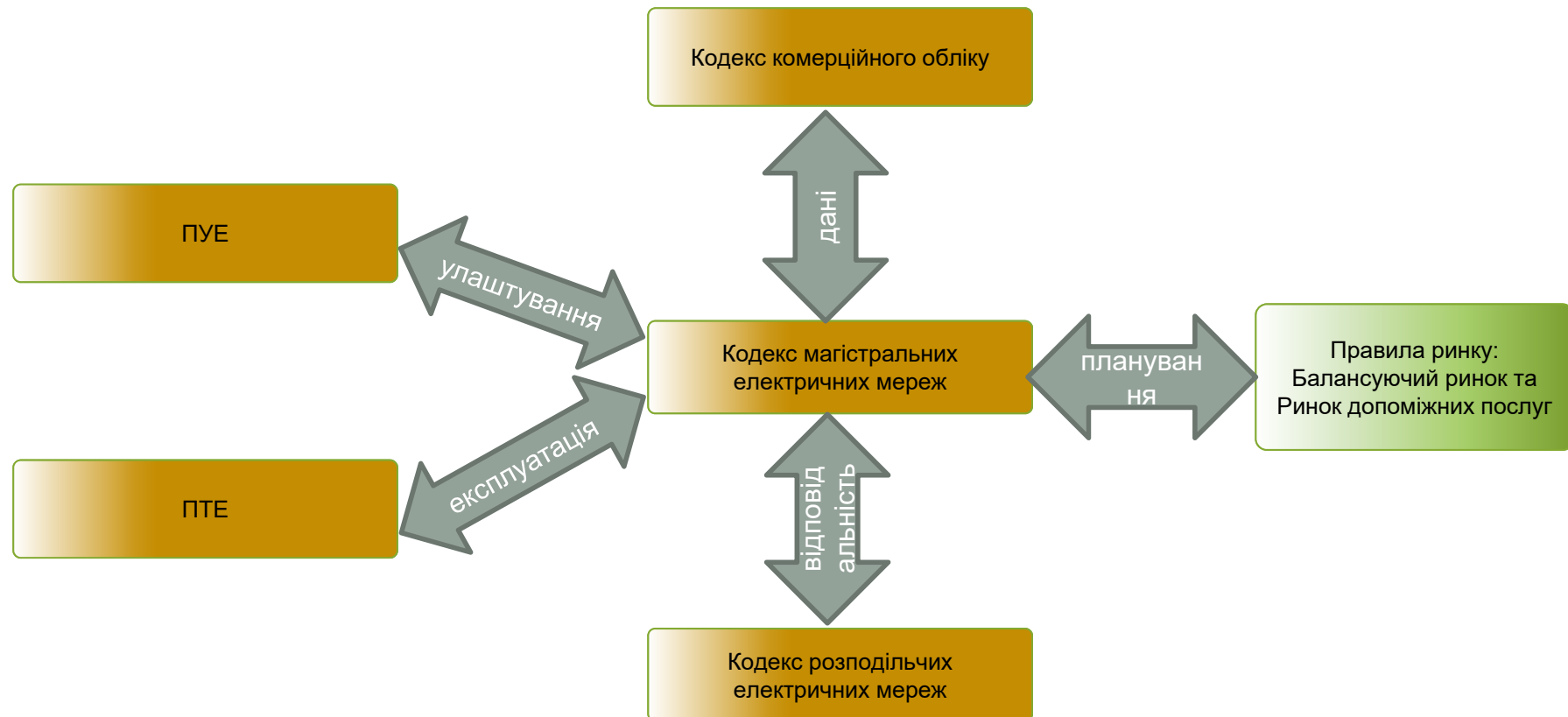
Доля ПТЕ, ПУЕ та інших нормативних документів

# Основне вторинне законодавство



## Документи та

- Питання роботи енергосистеми як єдиного цілого
- Тільки технічні питання без будь яких комерційних питань
- Тільки питання, які знаходяться у компетенції ОСП



# Приведення технічних параметрів ОЕС України у відповідність з мінімальними загальним вимогами ENTSOE

## AGREEMENT ON THE CONNECTION OF THE UKRAINIAN POWER SYSTEM TO THE CONTINENTAL EUROPE SYNCHRONOUS AREA

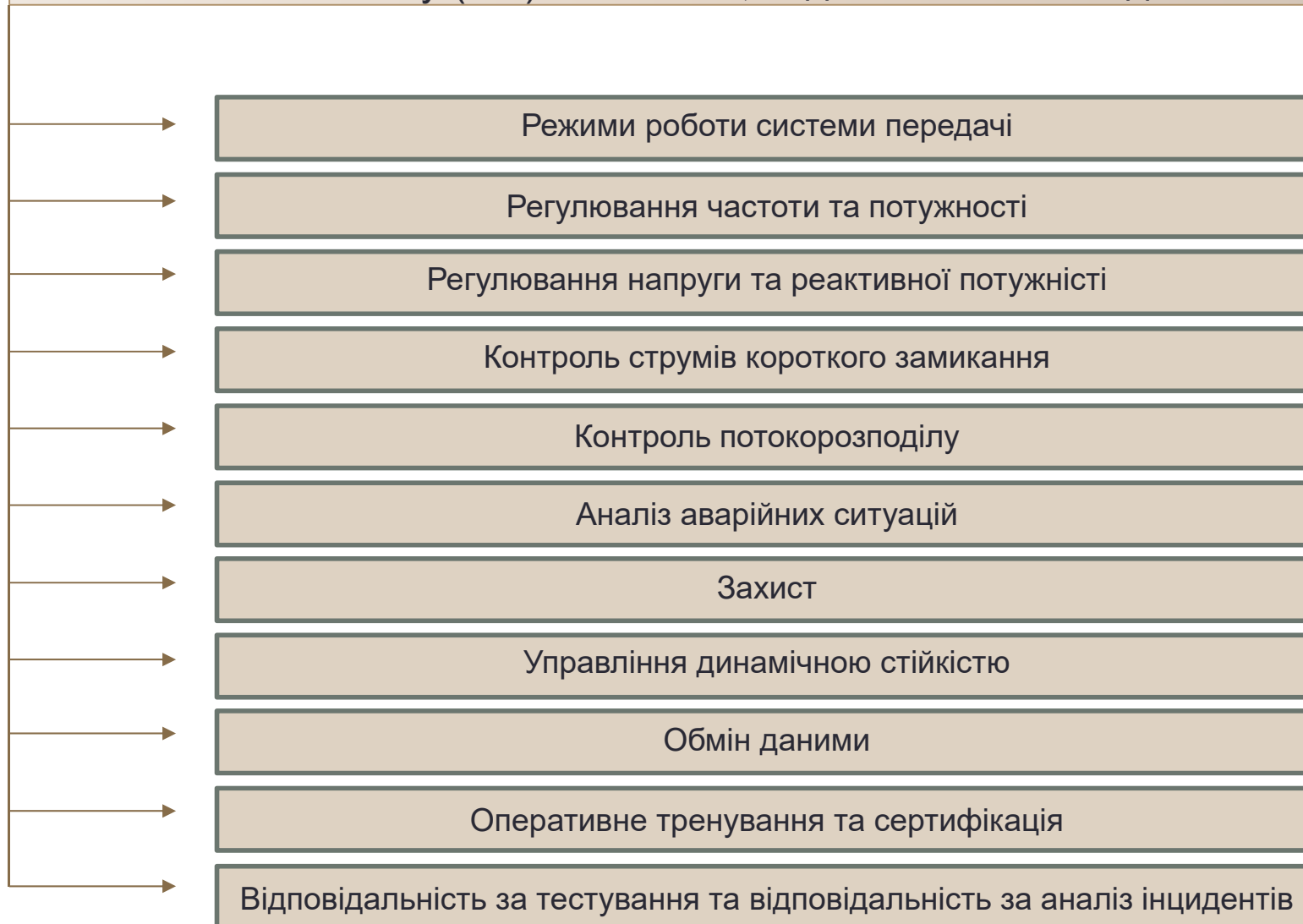
- **В основі вимоги Operation Handbook**
  - [Policy 1 Control and Performance](#)
  - [Policy 2 Scheduling and Accounting](#)
  - [Policy 3 Operational Security](#)
  - [Policy 4 Co-ordinated Operational Planning](#)
  - [Policy 5 Emergency Operations](#)
  - [Policy 8 Operational Training](#)
- **Ці вимоги дублюються в більш сучасних документах Network codes розроблених ENTSO-E та прийнятих Європейською комісією.**
  - COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 a guideline on electricity transmission system operation
  - COMMISSION REGULATION (EU) 2017/2196 a network code on electricity emergency and restoration
  - COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 a network code on requirements for grid connection of generators
  - COMMISSION REGULATION (EU) 2016/1388 a Network Code on Demand Connection
  - COMMISSION REGULATION (EU) 2016/1447 a network code on requirements for grid connection of HVDC systems and direct current-connected PPMs
- **Тому в Кодексі системи передачі враховані саме останні документи**

## Структура КСП за проектом КЕМА

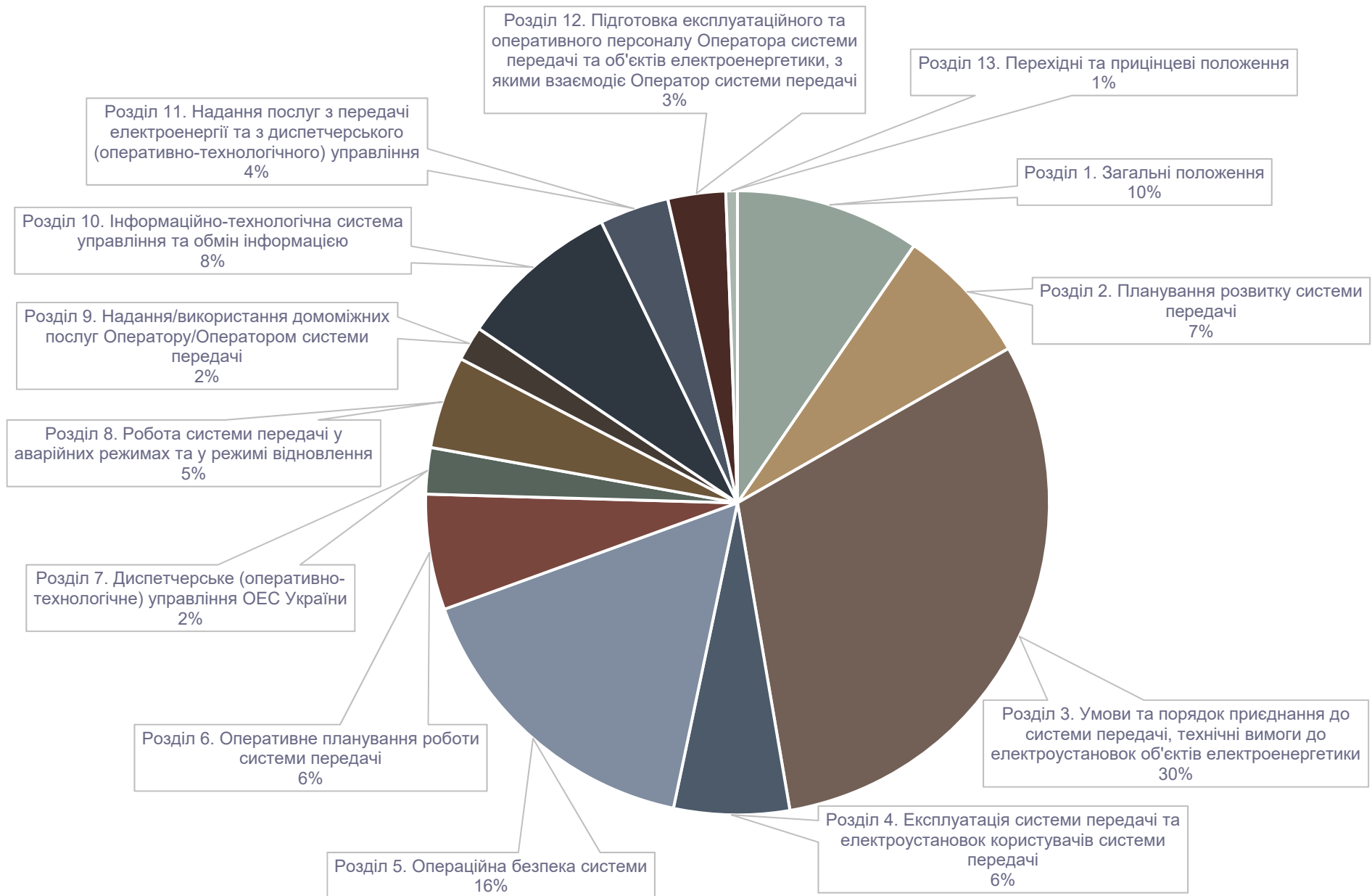
- **Порядок перспективного планування**
- **Правила приєднання електроустановок до магістральних мереж**
- **Правила експлуатаційної підтримки**
  - Контроль
  - Випробування та інспекції (ГКД 34.20.301-96, “Програма випробувань ТЕС, ГЕС, енергосистем, теплових та електричних мереж”.)
  - Оперативний зв’язок та надання інформації про події
  - Координація безпеки (ДНАОП 1.1.10-1.01-97 “Правила безпечної експлуатації об’єктів електроенергетики”)
  - Ідентифікація електроустановок та устаткування (ГКД 34.35.507-96 “Правила виконання оперативних перемикань на електростанціях”)
  - Системні випробування
- **Порядок оперативного планування**
- **Правила оперативно-технологічного управління в реальному часі**
  - Диспетчерське управління
  - Балансування енергосистеми / регулювання частоти та потужності
  - Регулювання напруги та реактивної потужності
  - Зв’язок під час роботи в реальному часі
- **Інструкція щодо дій у позаштатних ситуаціях**

## Структура та зміст розділу Операційна безпека

Структури у всіх Кодексах Європейських країн різні. За основу взято Регламенту (ЄС) 2017/1485, згідно з яким викладено

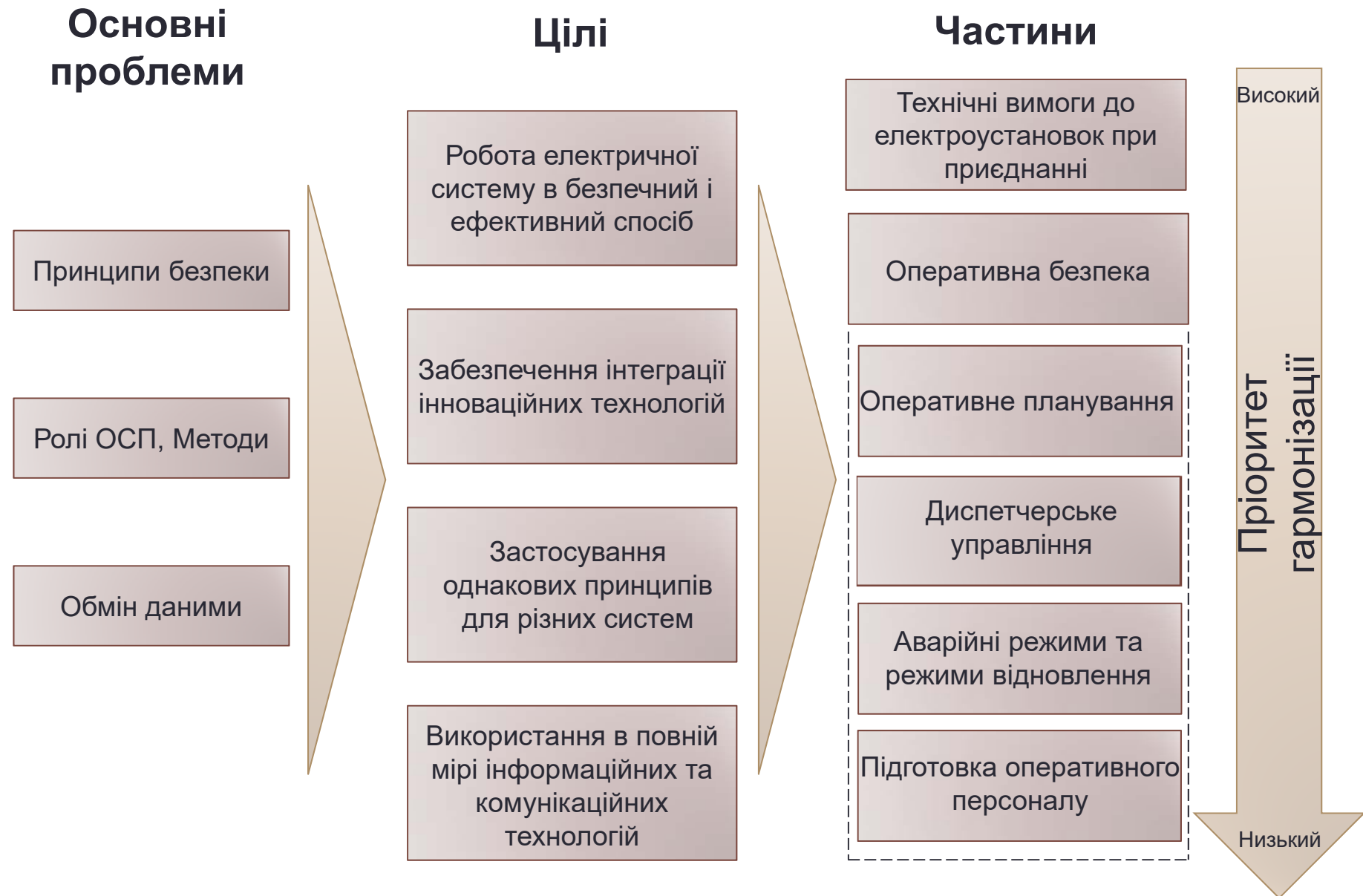


# Структура проекту Кодексу системи передачі





# Частини Кодексу, які потребують гармонізації з Кодексами ENTSO-E



## Необхідність гармонізації

Операційна безпека мережі - спроможність електричних станцій, системи передачі та системи розподілу функціонувати в нормальному режимі або якнайшвидше повертатися до нормального режиму роботи, що характеризується гранично допустимими показниками температури, рівнів напруги, струмів короткого замикання, частоти і стійкості.

- *Параметри частоти та напруги;*
- *Вимоги до реактивної потужності;*
- *Питання регулювання частоти та потужності;*
- *Струми короткого замикання;*
- *Вимоги до пристроїв захисту та їх уставки;*
- *Стійкість до КЗ (Fault-ride-through capability);*
- *Надання допоміжних послуг.*

Всі вимоги в мережевому кодексі мають системний вплив. Загальні параметри та налаштування (межі, обмеження) необхідні для досягнення гармонізованого мережевого кодексу, оскільки однією з цілей мережевого кодексу є гармонізація вимог до генеруючих одиниць по всій Європі до розумного рівня, щоб забезпечити безперешкодний захист системи шляхом застосування принципу справедливого ставлення.

Інші вимоги мережевого кодексу обмежуються визначенням загальних методів та принципів, а деталі повинні надаватися кожним ОСП на національному рівні (наприклад, через явні межі або значення параметрів)

Вимоги мережевого кодексу розраховані на перспективу.

Потрібно розуміти, що для ВДЕ, чим вище рівень виконання вимог, тим вище рівень проникнення, який може бути досягнутий у європейських країнах.

## Технічні вимоги до електроустановок при приєднанні

- Взаємопов'язані системи передачі забезпечують фізичну основу загальноєвропейського (внутрішнього) ринку електроенергії.
- Технічні можливості користувачів відіграють важливу роль у системі безпеки. Отож, в зв'язку з цим, оператори систем передач повинні встановити мінімальний набір вимог до продуктивності для генераторів, підключених до їх мережі. Вимоги до продуктивності включають стійкість до технологічних порушень та допомогу у запобіганні будь-яких великих збурень і полегшення відновлення системи після системних аварій.
- Поведінка системи, особливо в аварійних умовах експлуатації, багато в чому залежить від реакції генераторів в таких ситуаціях. Тому надзвичайно важливо, щоб генеруючі одиниці могли відповідати вимогам та забезпечити технічні можливості, що мають відношення до операційної безпеки системи постачання.

З точки зору системної інженерії ці можливості в значній мірі залежать від технологій генерації та охоплюють:

- надання інформації для управління системою
- балансування системи / стабільність частоти
- стабільність напруги
- широка кутова стабільність системи, включаючи стійкість генераторних установок до збурень
- відновлення системи після порушення.

# Технічні вимоги до електроустановок при приєднанні

	Об'єкти генерації	Об'єкти розподілу/ споживання	Системи постійного струму
Стабільність частоти	Діапазони частоти	Діапазони частоти	Діапазони частоти
	Швидкість зміни частоти	Діапазони напруги	Діапазони напруги
	Режими чутливості до частоти	Вимоги щодо КЗ	Вимоги щодо КЗ
	Дистанційне управління потужністю	Споживання реактивної енергії	Регулювання активної потужності
	Автоматичне приєднання	Схеми захисту та пристрої керування	Регулювання реактивної потужності
Надійність	Стійкість до КЗ	Автоматичне частотне розвантаження	Схеми захисту та пристрої керування
	Статична стійкість	Регулювання активної потужності	Автономний пуск
		Регулювання реактивної потужності	Демпфірування коливань потужності
Стабільність напруги	Діапазони напруги	Системи управління	Математичні моделі
	Вироблення реактивної енергії	РЗ та ПА	Автоматичне повторне приєднання
	Підживлення струмів КЗ	Обмін інформацією	Автономний пуск
	Регулювання напруги	Динамічна стійкість	Острівний режим роботи
	Демпфірування коливань потужності	Контрольно-вимірвальна апаратура	Швидка повторна синхронізація
	Штучна інерція	Математичні моделі	
	Швидкість зміни потужності		
	Управління системою		
		Відновлення системи	

## Технічні вимоги до генеруючих одиниць при приєднанні

	A	B	C	D
Діапазони частоти	X	X	X	X
Стійкість до швидкості зміни частоти	X	X	X	X
обмежена чутливість до частоти - підвищена частота (LFSSM-O)	X	X	X	X
Автоматичне приєднання.	X	X	X	
Дистанційне відключення/включення	X	X		
Регулювання активної потужності			X	X
Стійкість до К.З.		X	X	X
Відновлення вироблення активної енергії після К.З.		X	X	X
Релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування.		X	X	X
Обмін інформацією.		X	X	X
Автоматичне повторне приєднання.		X	X	X

## Технічні вимоги до генеруючих одиниць при приєднанні (продовження)

	A	B	C	D
Статична стійкість			X	X
Автоматичне від'єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі.			X	X
Здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності.			X	X
Захист від асинхронного ходу			X	X
Контрольно-вимірювальна апаратура.				
Імітаційні (математичні, комп'ютерні) моделі.			X	X
Швидкість зміни активної потужності.			X	X
Заземлення нейтралі.			X	X
Автономний пуск.			X	X
Участь в острівному режимі роботи			X	X
Швидка повторна синхронізація			X	X
Вимоги щодо діапазонів напруги				X

## Технічні вимоги до синхронних генеруючих одиниць та одиниць енергоцентрів при приєднанні (продовження)

Синхронні генеруючі одиниці	A	B	C	D
Здатність нести задане навантаження		X	X	X
Система регулювання напруги			X	X
Здатність до вироблення реактивної енергії (загальна)			X	X

Одиниці енергоцентру	A	B	C	D
Швидке підживлення струмом К.З.		X	X	X
Штучна інерція.			X	X
Демпфірувати коливання потужності.			X	X

## Діапазони частот (А, В, С, D)

- Вимоги, встановлені в мережевому кодексі, переважають над національними положеннями, коли вони вводяться через Регламент ЄК, і якщо національні кодекси, стандарти та правила сумісні з положеннями європейських мережевих кодексів але є більш детальними або жорсткішими, ніж відповідний європейський код (и), вони повинні зберігати свою придатність.
- Здатність генераторних установок працювати при відхиленнях частоти системи від її номінального значення має вирішальне значення з точки зору системної безпеки.
- ENTSO-E визнає, що робота генераторів не може бути загально необхідною в цих умовах, однак ситуації, в яких частота системи вийшла за рамки необмеженого часу дії, вже відбулися

Діапазон частот	Робочий період часу
47,5 Гц – 49,0 Гц	30 хвилин
49,0 Гц – 51,0 Гц	Без обмежень
51,0 Гц – 51,5 Гц	30 хвилин

**Стійкість до швидкості зміни частоти - 1,7 Гц/с.**

Генеруюча одиниця повинна бути здатна витримувати таку швидкість зміни частоти до 1,7 Гц/с у точці приєднання без від'єднання.



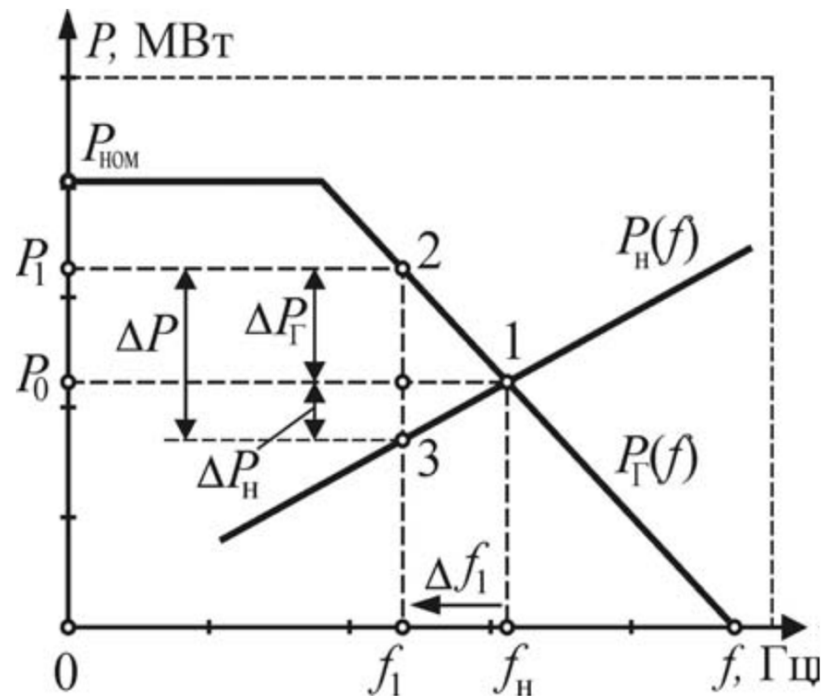
## Діапазони частот

- Якщо частота перевищує діапазон 47,5 Гц або 51,5 Гц, погашення системи навряд чи можна уникнути. Отже, система досягне так званого " blackout " і її потрібно буде відновити.
- Протягом останніх 15 років в континентальній європейській енергетичній системі зазнали трьох серйозних порушень / 8-10 /. Частотні градієнти в діапазоні від 100 мГц / с до 1 Гц / с були записані.
- На підставі досвіду динамічних явищ в енергетичній системі Континентальної Європи можна констатувати, що перехідні процеси, викликані 20% дисбалансу з RoCoF більше 1 Гц / с, є критичними, а в деяких випадках - ланцюгова реакція несприятливої події (втрата виробничих одиниць, несвоєчасні поїздки, ...) може привести систему до непередбачуваних станів системи
- Отже, еталонний сценарій для майбутнього вказує на те, що система повинна бути спроможною протистояти, за сценаріями розділення, умовами, де дисбаланс перевищує 40%. Це може призвести до швидкості зміни частоти (RoCoF) вище 2 Гц / с.
- Оскільки неможливо передбачити, де відбуваються розділення системи, слід використовувати загальний підхід, що охоплює будь-який сценарій розділення. Тому максимальний дисбаланс виражається у відсотках від навантаження в регіоні (можливому острові).

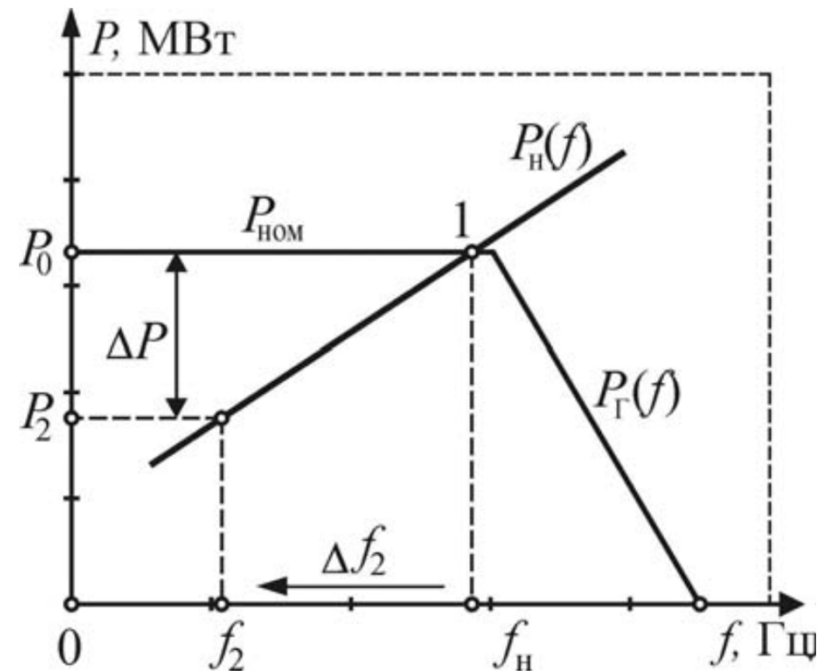
## Режими регулювання частоти

- Відхилення частоти від номінальної частоти виникає в результаті дисбалансу між генерацією і споживанням, які відбуваються безперервно під час нормальної роботи системи або після інциденту, як втрата генерації.
- Метою підтримки частоти є підтримка балансу між виробництвом і попитом в синхронній області. За рахунок спільної реакції всіх взаємопов'язаних сторін /TSOs, вона спрямована на стабілізацію частоти системи після порушень або інцидентів протягом секунд. Це залежить від ресурсів генерації або навантаження, доступних для TSOs, які називаються резервами підтримки частоти (FCR) і фактично надаються генераторами, що працюють у частотному чутливому режимі (FSM).
- У межах синхронної області FCR має розмір, щоб підтримувати частоту системи в межах певного робочого діапазону на основі розрахункового інциденту.
- Метою частотного відновлення є відновлення частоти системи до номінального значення та обміну електроенергією між областями регулювання до їх заданих значень. Це забезпечується резервами відновлення частоти (FRR), розгортається генераторами або одиницями споживання з можливістю відновлення частот.
- LFSM-O та LFSM-U активуються, коли система перебуває в аварійному стані після серйозних порушень, що призвели до потреби великого обсягу додаткової генерації, і відхилення частоти не можна компенсувати лише ресурсами FCR
- Альтернативою коригуванню генерації для забезпечення балансу навантаження та генерації є коригування споживання за допомогою Demand Response System Frequency Control (DR SFC). У принципі, DR SFC може надаватися шляхом імітації будь якого FSM, LFSM або комбінації обох.

## Зміни частоти при виникненні дефіциту потужності

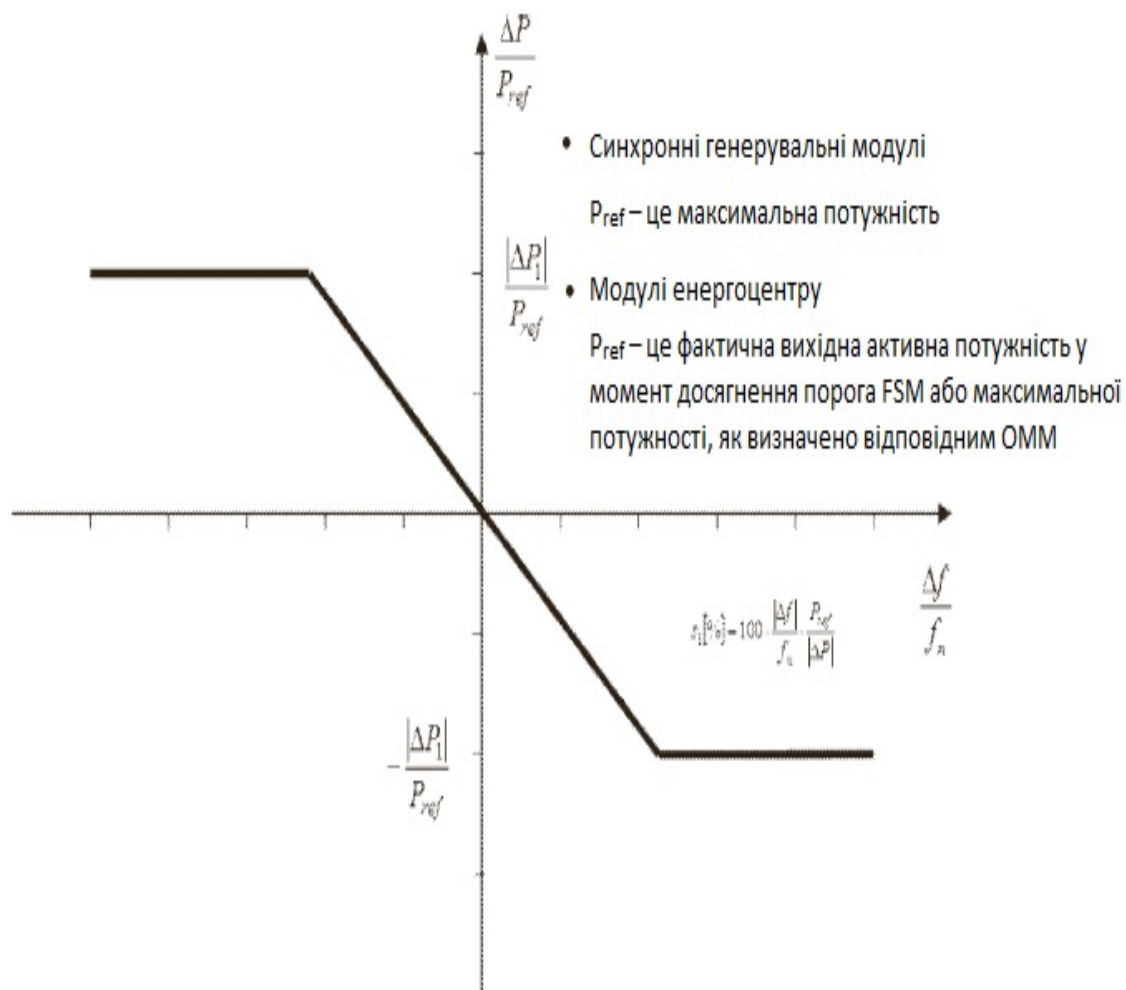


Первичное регулирование частоты при достаточном резерве активной мощности



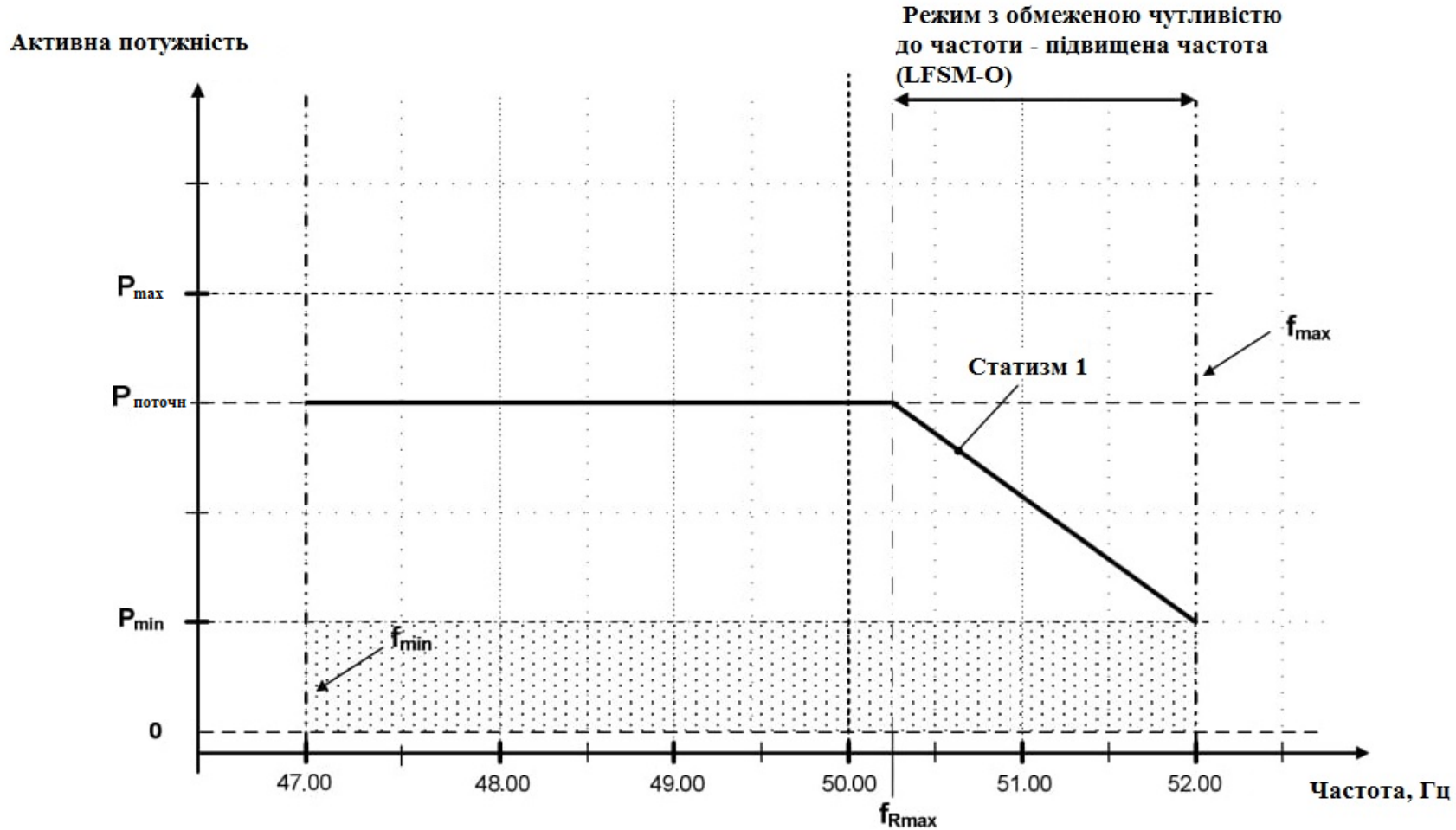
Изменение частоты при отсутствии резерва мощности

## Частотно чутливий режим



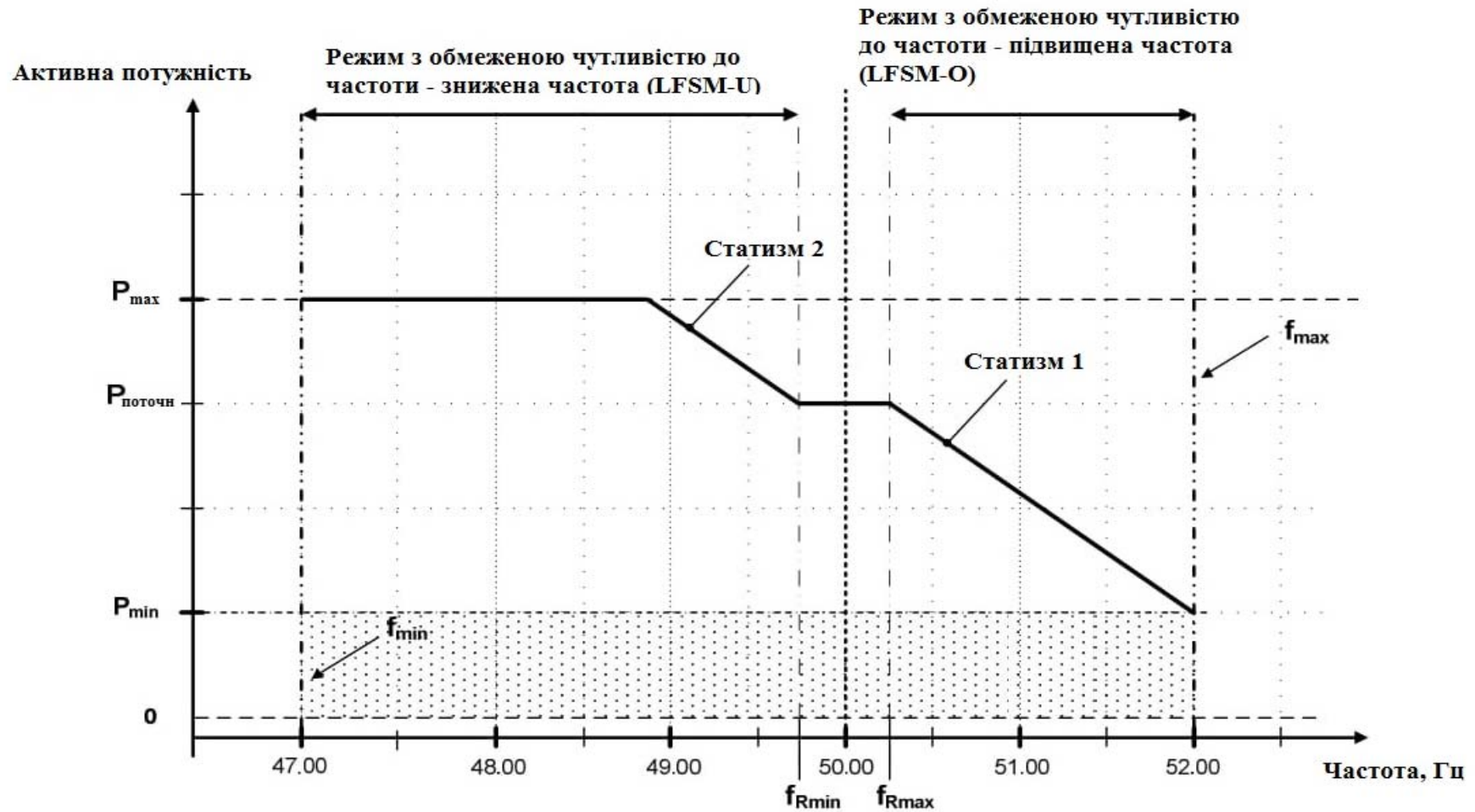
Параметр	Діапазон
Діапазон активної потужності $\Delta P/P_{max}$	1,5-10%
Статизм	2-12%
Нечутливість регулятора	$\leq 10$ мГц
Межа спрацювання	0-500 мГц
Максимальна початкова затримка	1 сек
Максимальний час повної активації	30 сек

# Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O (A, B,C,D)



Статизм	2-12%
Межа спрацювання	50,2-50,5 Гц
Максимальна початкова затримка	1 сек
Мінімальна активна потужність	$P_{min}$

# Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U



Статизм	2-12%
Межа спрацювання	49,8-49,5 Гц
Максимальна початкова затримка	1 сек
Мінімальна активна потужність	$P_{max}$

## Автоматичне приєднання (А,В,С)

Мотивація для автоматичного повторного з'єднання після випадкового відключення або під час відновлення системи полягає в тому, що ні TSO, ні відповідний DSO не в змозі реагувати на всі індивідуальні запити до запуску генеруючих одиниць.

Некоординоване / неконтрольоване автоматичне повторне приєднання великої кількості розподіленої генерації після порушення системи може призвести до проблем стабільності системи та викликати розділення системи на острови. Тому повинні бути визначені деякі основні правила / умови для повторного приєднання.

Автоматичне повторне приєднання енергоблоків після випадкового відключення включає такі умови:

- Напруга в діапазоні 0,95-1,05 номінальної
- Частота стабільна в діапазоні 49,9-50,1 Гц;
- Час витримки від 60 до 300 сек;
- Максимальний градієнт 20% Pmax/хвил.

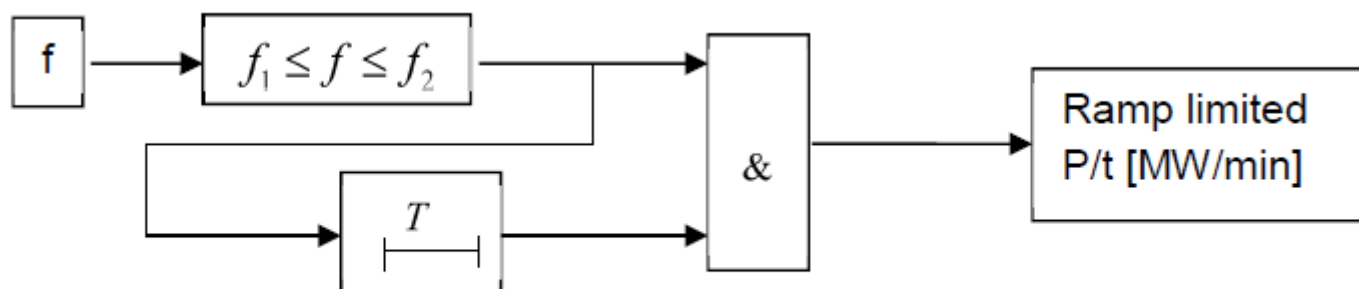
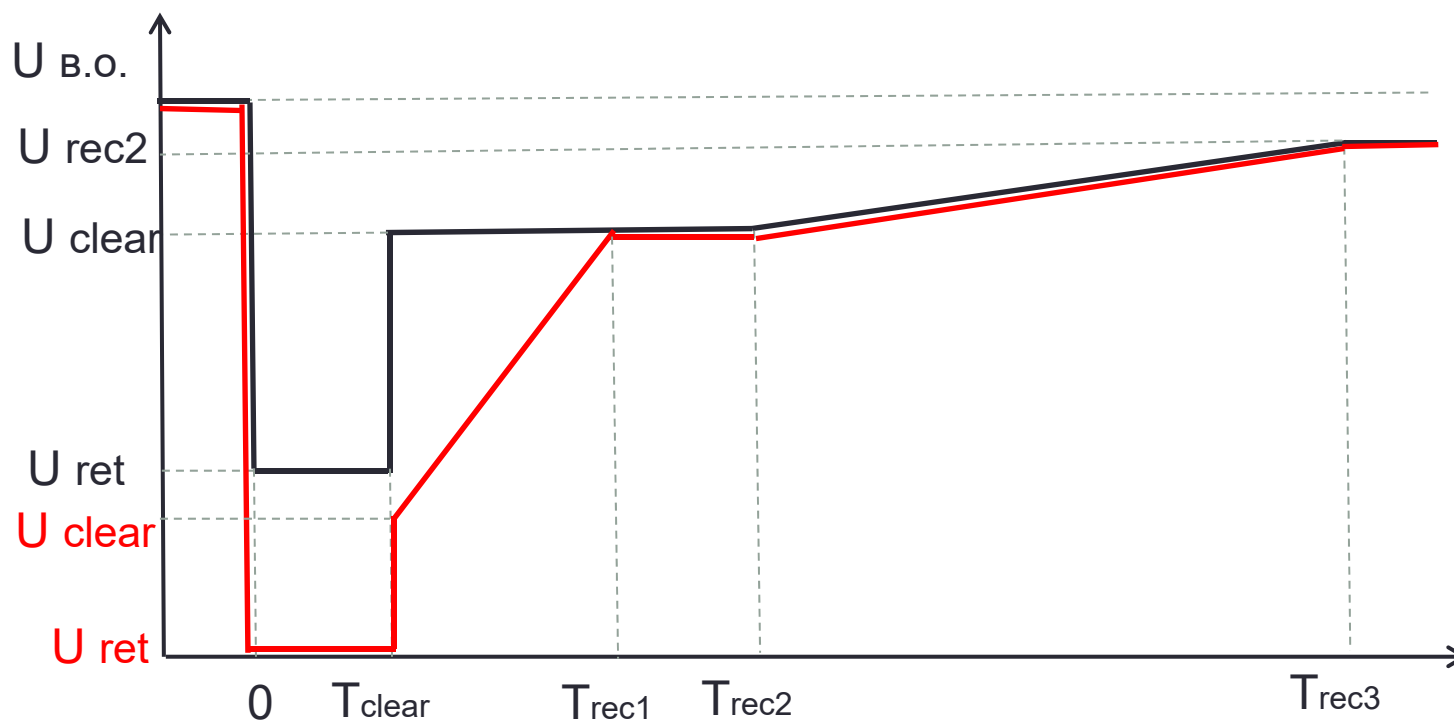


Figure 13: Block scheme for automatic reconnection

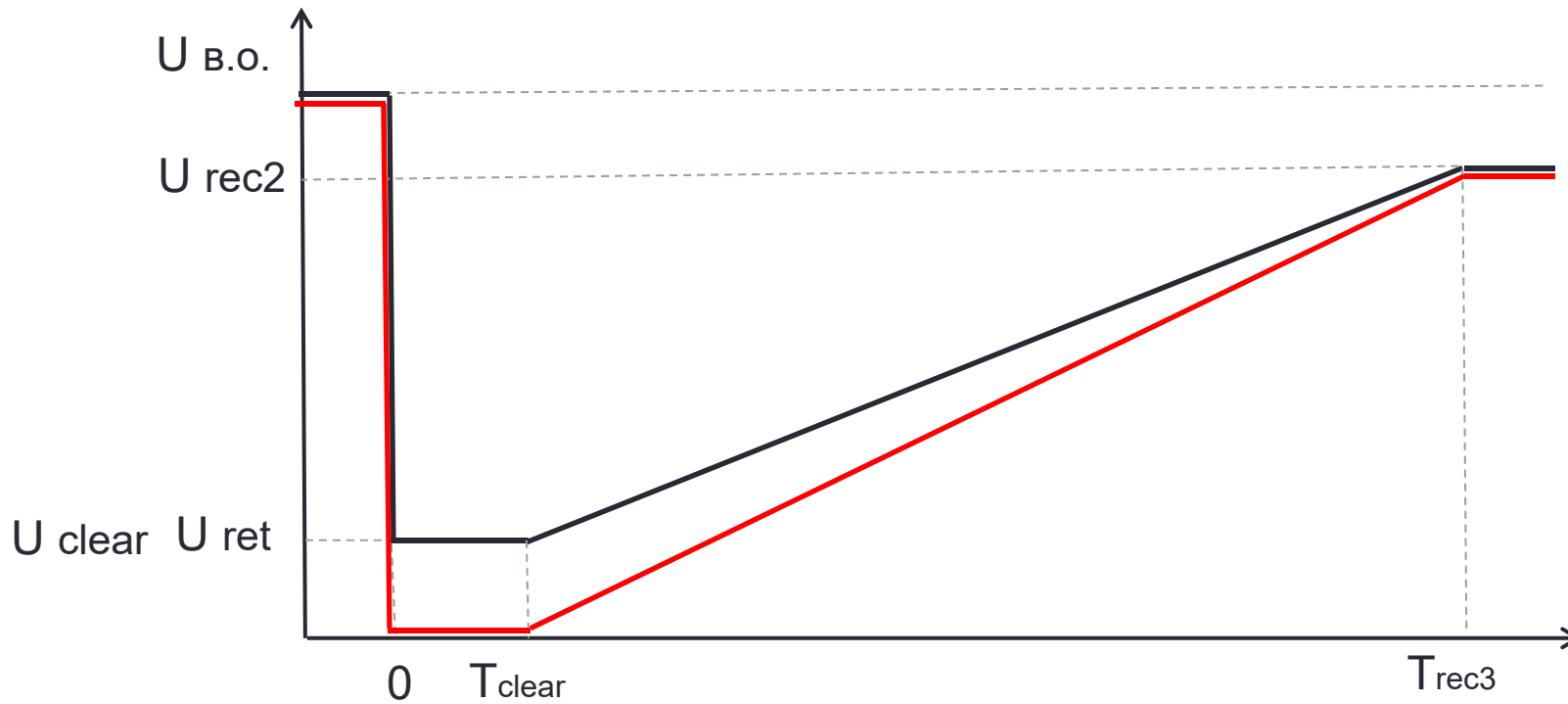
# Стійкість до К.З. (Fault-Ride-Through requirements ) для синхронних генеруючих одиниць



Тип В, С				Тип D			
U <sub>ret</sub> :	0,3	t <sub>clear</sub> :	0,15	U <sub>ret</sub> :	0,15	t <sub>clear</sub> :	0,15
U <sub>clear</sub> :	0,7	t <sub>rec1</sub> :	0,15	U <sub>clear</sub> :	0,25	t <sub>rec1</sub> :	0,45
U <sub>rec1</sub> :	0,7	t <sub>rec2</sub> :	0,7	U <sub>rec1</sub> :	0,7	t <sub>rec2</sub> :	0,7
U <sub>rec2</sub> :	0,9	t <sub>rec3</sub> :	1,5	U <sub>rec2</sub> :	0,9	t <sub>rec3</sub> :	1,5

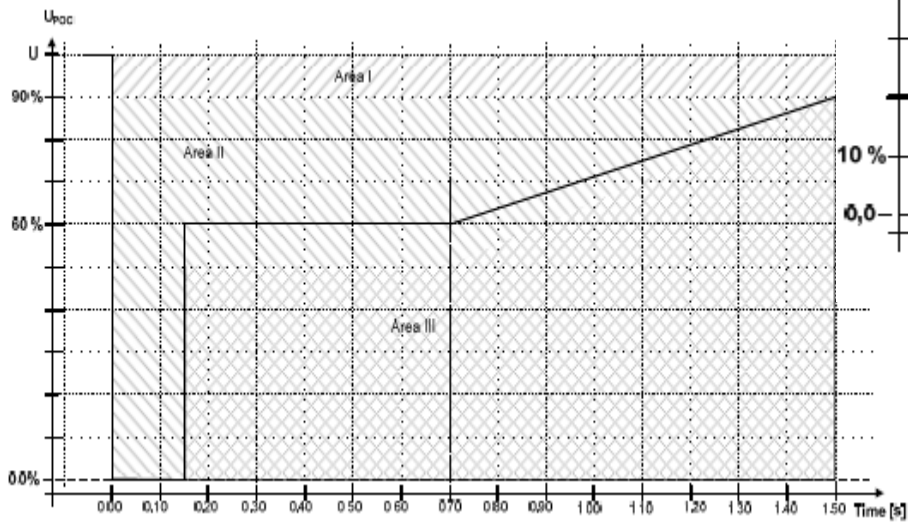
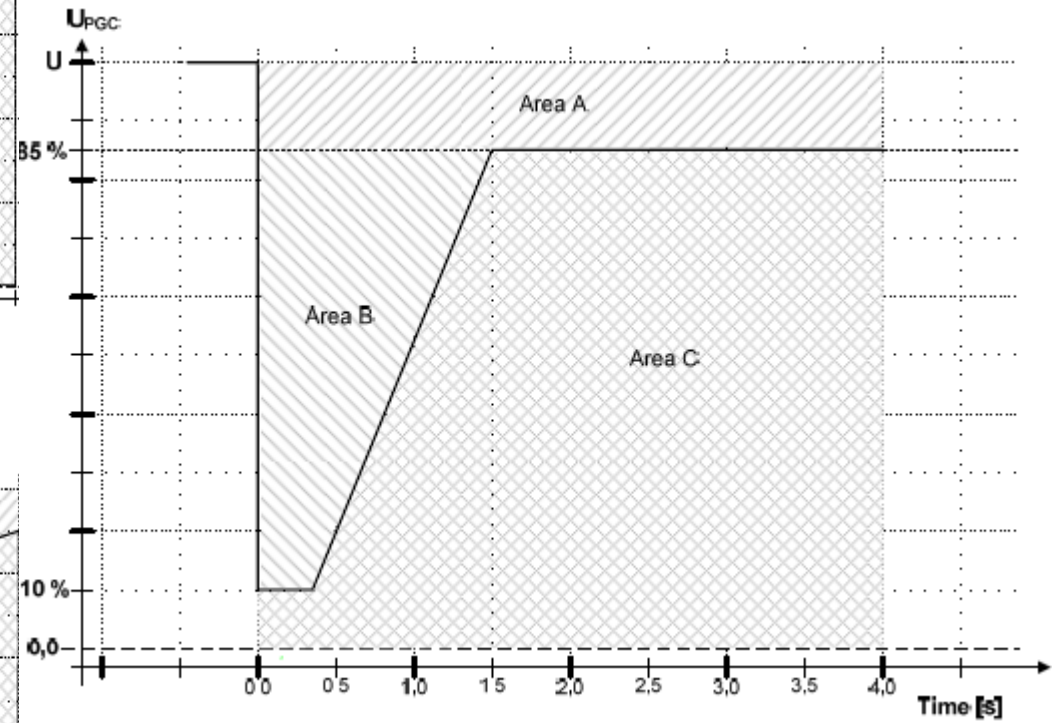
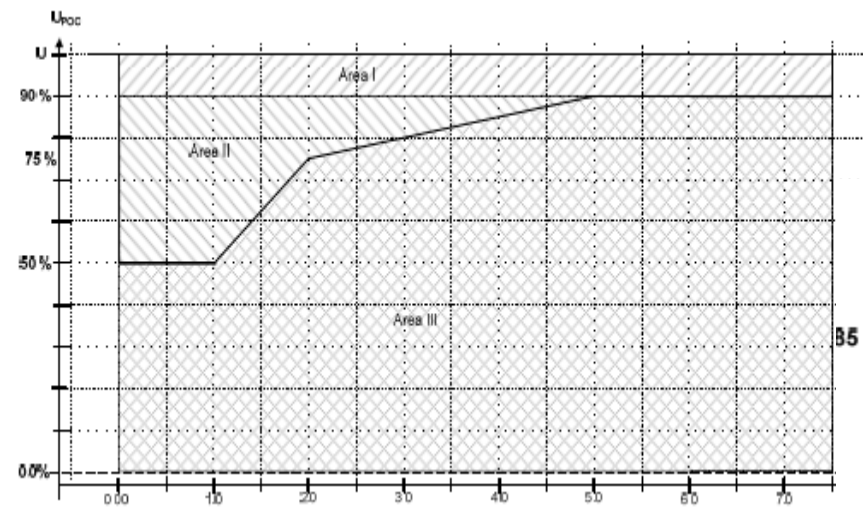


# Стійкість до К.З. (Fault-Ride-Through requirements ) для одиниць енергоцентрів

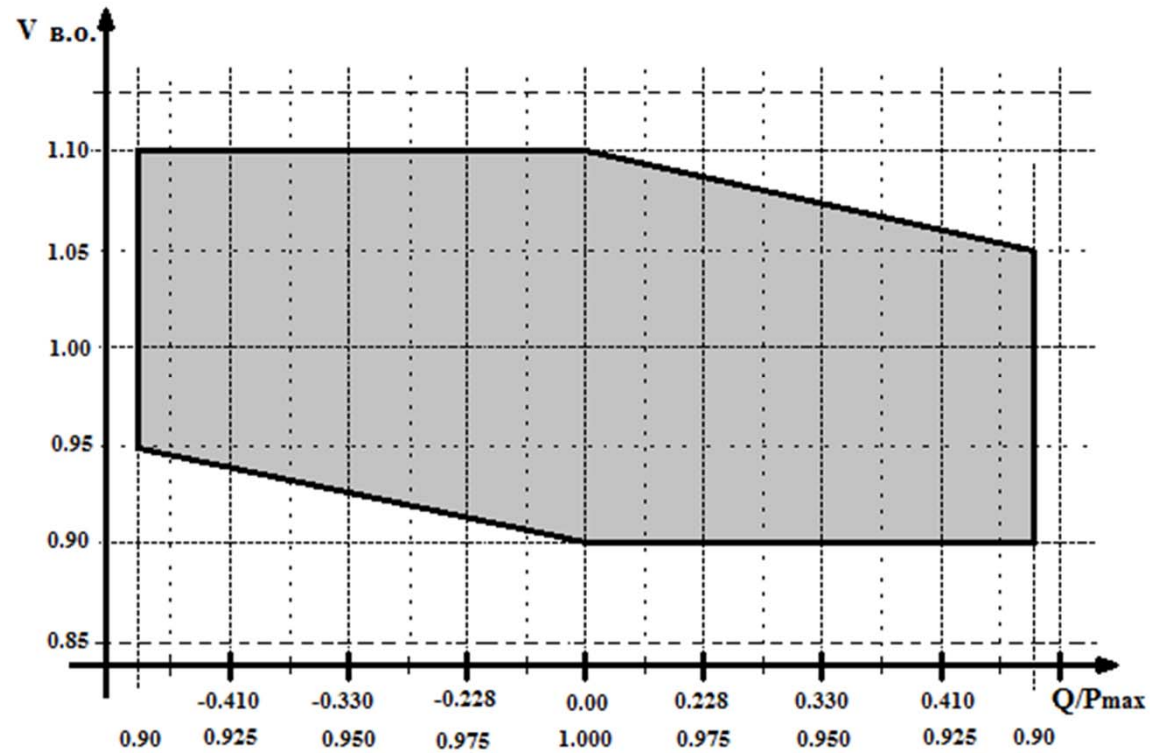


Тип В, С				Тип D			
$U_{ret}$	0,15	$t_{clear}$ :	0,15	$U_{ret}$ :	0	$t_{clear}$ :	0,15
$U_{rec2}$	0,85	$t_{rec3}$ :	3,0	$U_{rec2}$ :	0,85	$t_{rec3}$ :	3,0

# Стійкість до К.З. (Fault-Ride-Through requirements ) приклад Данії



- Генеруюча одиниця повинна бути здатна виробляти/споживати реактивну енергію при номінальній активній потужності у будь якій точці всередині діаграми



## Діапазони напруги

- Для операційної безпеки має вирішальне значення, що генератори можуть працювати у широкому діапазоні напруг, щоб мати змогу керувати напругою для збереження стабільності напруги та запобігання розпаду системи. Фактично, більшість великомасштабних порушень системи передачі електроенергії в останні роки було викликано втратою стабільності напруги.

до 330кВ включно		від 400кВ до 750кВ	
0,85 -0,90 в.о.	60 хвилин	0,85 -0,90 в.о.	60 хвилин
0,90 -1,10 в.о.	Без обмежень	0,90 -1,05 в.о.	Без обмежень
1,10 -1,15 в.о.	20 хвилин	1,05 -1,10 в.о.	20 хвилин

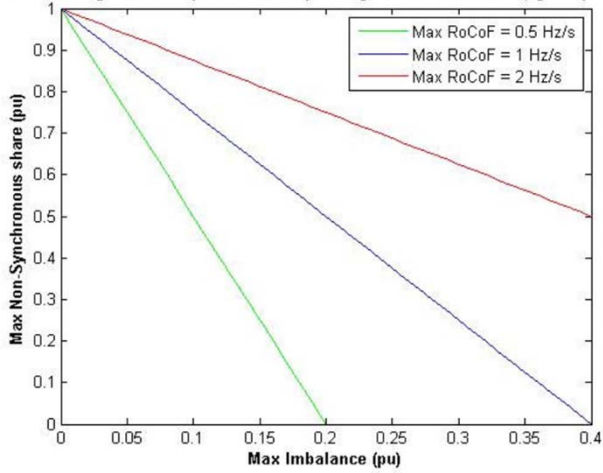
- Відповідно до стандарту EN60034-1 (Електричні машини), а також EN60034-3, постійно допустимий діапазон зміни напруги генератора визначається з 95% до 105% номінальної напруги. У обмежений час генератори повинні працювати в діапазоні напруг від 92% до 108% номінальної напруги.
- Вимоги до напруги, визначені в стандарті EN60034-1, не можуть розглядатися як вимоги до напруги в точці підключення для енергогенеруючих одиниць, я і не забороняють мережевим операторам визначати вимоги до генераторного блоку (в цілому, а не тільки генератору) для забезпечення безпеки системи . З цієї точки зору вимоги щодо діапазонів напруги не суперечать стандартам МЕК.

# Інерція

- Інерція - це параметр, який відображає здатність обертальних машин (в тому числі навантаження, коли це застосовується) зберігати та віддавати їх кінетичну енергію в систему. Рівень інерції впливає на частотний градієнт (швидкість зміни частоти = RoCoF) і значення перехідних частот під час інциденту в системі. Перехідне значення частоти системи є важливим, оскільки збільшення тимчасового відхилення частоти, викликаного зниженням інерції, може підвищувати ризик досягнення значень, які є небезпечними для стабільності системи (відключення генераторів, ініціація скидання навантаження тощо).
- Градієнт частоти є чіткою мірою слабкості енергосистеми стосовно виникнення раптових системних дисбалансів після вимушених збоїв або розділень системи. Градієнт частоти (RoCoF) обернено пропорційний загальній інерції системи.
- Досвід експлуатації показує, що можна визначити граничний порог надчастоти, який, якщо його перевищити, є своєрідним пунктом без повернення, оскільки наявні контрзаходи не здатні реагувати вчасно, а система випадково розподіляється
- Відхилення частоти стабілізується наявними резервами пітримання частоти. У континентальній Європі ці резерви розроблені таким чином, що відхилення частоти системи залишаються в межах 49,8 Гц та 50,2 Гц як для звичайних, так і для виняткових непередбачених ситуацій. Цей діапазон частот відповідає звичайному діапазону роботи. Після відключень електростанції потужністю 1 ГВт та в залежності від системних навантажень градієнти частоти 5-10 гц / с в даний час спостерігаються в енергосистемі СЕ.
- Якщо, після надзвичайної непередбаченої ситуації, резерви первинного контролю вичерпаються або виникає дисбаланс, що перевищує 3 ГВт, частота системи, а також градієнт частоти досягають виняткових значень, а стан системи називається передаварійним . Коли глобальна безпека системи знаходиться під загрозою та / або під час активації частотного розвантаження, система перебуває в аварійному стані.

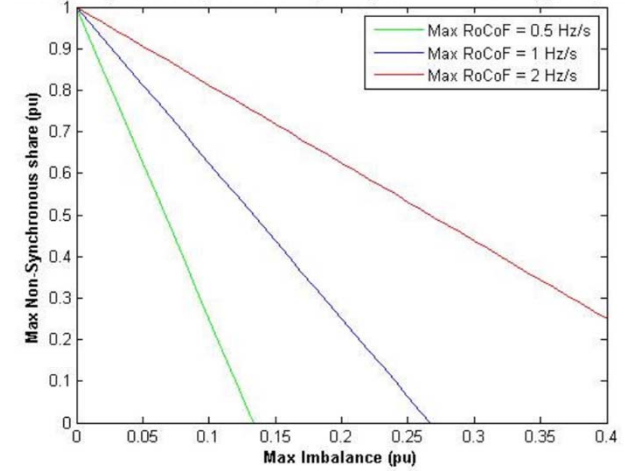
# Максимально допустима доля несинхронної генерації

Max Non-Synchronous penetration depending on Max Imbalance (Sync Op = 0.5)

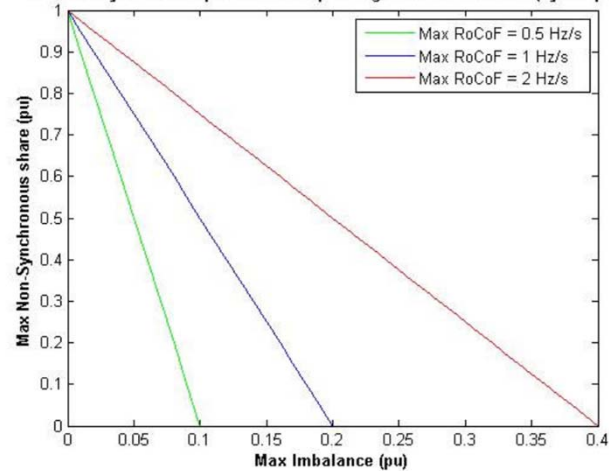


$$T_{N,min} = \frac{\Delta P_{\text{Imbalance}}}{P_{\text{Load}}} * \frac{f_0}{\text{RoCoF}_{\text{max}}}$$

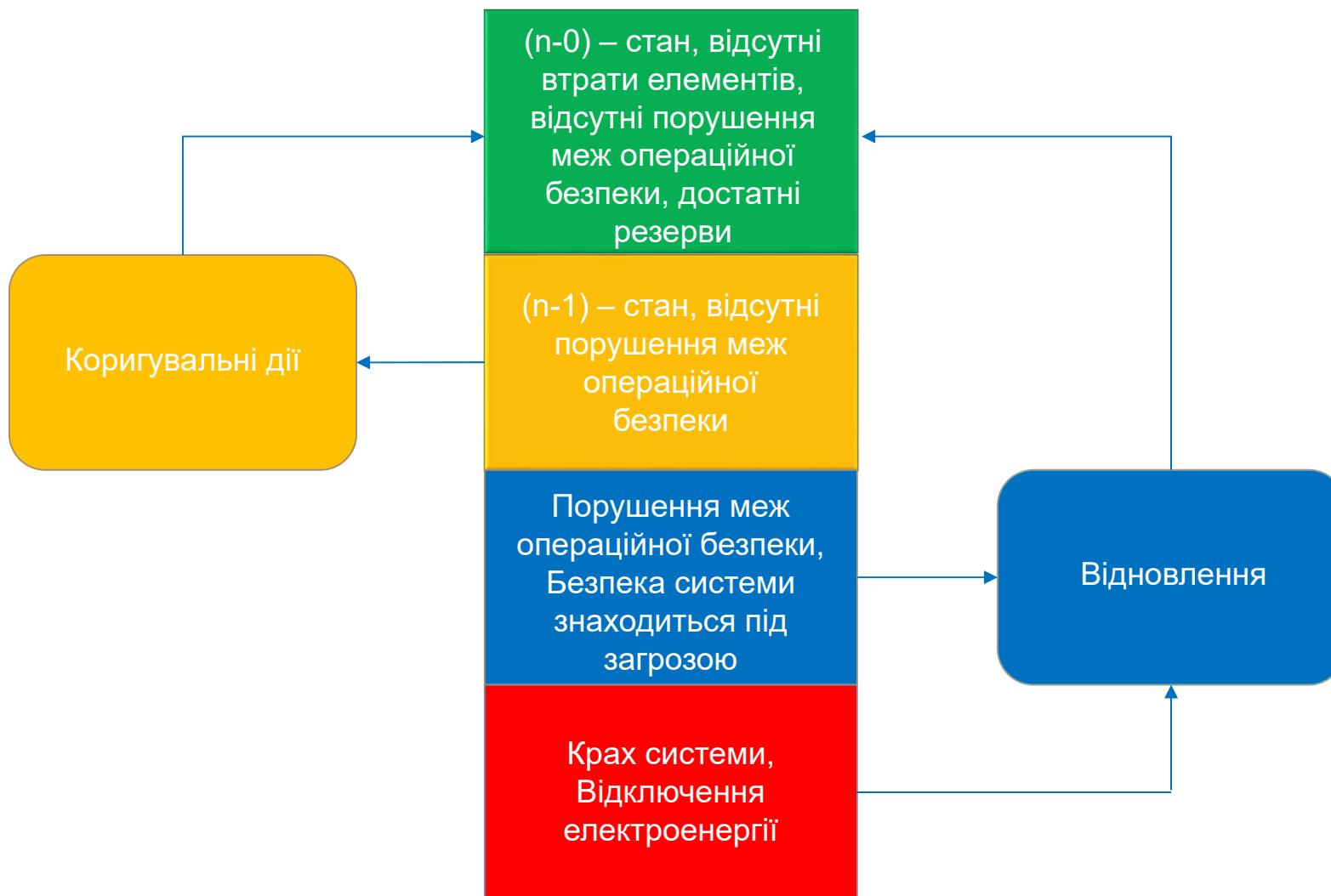
Max Non-Synchronous penetration depending on Max Imbalance (Sync Op = 0.75)



Max Non-Synchronous penetration depending on Max Imbalance (Sync Op = 1)



# Режими роботи системи передачі за класифікацією ENTSO-E



## Режими роботи системи передачі

ОСП повинен визначати режим системи передачі на основі контролю в реальному часі наступних **параметрів**:

- перетоків активної та реактивної потужності;
- напруги на системах шин;
- частоти і похибка області регулювання;
- резервів активної та реактивної потужності;
- генерація і споживання області регулювання.

Щоб визначити режим системи, ОСП повинен кожні 15 хвилин виконувати **аналіз аварійних ситуацій** у реальному часі шляхом моніторингу зазначених **параметрів**

ОСП повинен визначати **межі операційної безпеки** для кожного елемента своєї системи передачі, зокрема для:

- діапазонів напруги;
- діапазонів струмів короткого замикання;
- існуючих обмежень з точки зору теплових характеристик елементів, включаючи допустимі перевантаження у перехідних режимах.



## Корегувальні дії

**коригувальна дія** – будь-який захід, вжитий ОСП з метою підтримання операційної безпеки. Зокрема, коригувальні дії використовуються для виконання критерію (N-1) і підтримки меж експлуатаційної безпеки.

Для попередження та усунення порушення операційної безпеки ОСП повинен розробляти і застосовувати **коригувальні дії** з урахуванням їх доступності, достатності часу і ресурсів, необхідних для їх активації. ОСП може застосовувати наступні типи коригувальних дій:

- перерахунок графіків навантажень одиниць постачання послуг з балансування;
- зміна положень РПН або ТПР;
- зміна топології;
- перемикання конденсаторів і реакторів;
- застосування пристроїв управління напругою та реактивної потужністю на основі силової електроніки;
- зміна реактивної потужності або заданого значення напруги приєднаних до системи передачі генеруючих одиниць;
- перерахунок на добу наперед та внутрішньодобово міждержавної пропускної здатності;
- зустрічна торгівля між користувачами суміжних систем передач ;
- регулювання перетоків активної потужності вставки постійного струму;
- застосування процедур управління відхиленнями частоти (корекція синхронного часу, помилки області регулювання);
- зміна розподіленої міждержавної пропускної здатності;
- ручне обмеження споживання в нормальному та передаварійному режимі.

# Робота системи передачі у аварійних режимах

Основними цілями при роботі системи у аварійних режимах є:

- запобігти поширенню або погіршенню інциденту, з тим щоб уникнути режиму системної аварії;
- дозволити ефективно та швидко відновлення енергосистеми з режиму системної аварії.

## План захисту енергосистеми

### Принципи

- заходи, реалізовані в основному окремими користувачами мережі, доповнюють один одного, а не протидіють;
- заходи є адекватними для вирішення очікуваних проблем;
- активізується лише необхідна кількість заходів для вирішення проблеми, що мінімізує вплив на користувачів мережі та тривалість перешкод, а отже, максимізує економічну ефективність

### Типи

- Заходи в разі відхилення частоти
- Заходи в разі відхилення напруги
- Заходи у разі порушення синхронного режиму роботи окремих частин ОЕС

## План відновлення енергосистеми

### Розробка

- укласти всі необхідні угоди з суміжними ОСП для реалізації стратегії відновлення зверху.
- ідентифікувати генеруючі одиниці із здатністю до автономногопуску та призначити додаткові, які необхідні для виконання Стратегії відновлення знизу.
- ідентифікувати генеруючі одиниці із здатністю до виділення на власні потреби
- прогнози найбільш ймовірні варіанти ліквідації системної аварії
- способи забезпечення зв'язку

### Реалізація

- Скоординоване управління частотою (визначення обсягів генерації та споживання для підключення з умовою підтримання частоти у допустимих межах та наявності необхідних резервів.)
- Ресинхронізація

## Робота системи передачі у аварійних режимах

- Корегувальні дії - нормальний та передаварійний режими.
- Заходи Плану захисту енергосистеми - аварійні режими, коли вже порушені (N-1) критерії та межі операційної безпеки.
- Заходи Плану захисту енергосистеми можуть доповнювати коригувальні дії і можуть застосовуватися паралельно із застосуванням корегувальних дій.
- Заходи Плану захисту в основному автоматичні.
- Заходи Плану захисту енергосистеми передбачають:
  - запуск або зупинка / відключення енергогенеруючих модулів;
  - відключення споживання або відключення акумулюючого обладнання;
  - вказівки значним користувачам системи змінити свої активні та реактивні вихідні потужності;
  - інструкція ОСР змінювати значення регулятора напруги на їх трансформаторах;
  - активація режиму низькочастотної чутливості (LFSM);
  - активний і реактивний контроль потужності систем HVDC;
  - дії ПА системи передачі (включаючи АЧР та схеми блокування РПН);
  - запит максимальних чи мінімальних значень реактивної потужності для значних користувачів системи у координації з ОСР;
  - запит аварійної допомоги в суміжних ОСП;
  - обмеження розподіленої пропускної здатності.

## Робота системи передачі у аварійних режимах

**План захисту системи передачі** має визначати, зокрема такі положення:

- загальний порядок дій та взаємодії диспетчерського та оперативно-виробничого персоналу ОСП та об'єктів електроенергетики, приєднаних до електричних мереж ОЕС України, під час ліквідації аварійних режимів;
- розподіл обов'язків і відповідальності між ОСП та кожною стороною, яка задіяна в **Плані захисту системи передачі**;
- порядок видачі системних попереджень та дій суб'єктів диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України у разі отримання системного попередження;
- заходи щодо захисту енергосистеми шляхом впливу на обладнання електричних мереж, включаючи зміни схем електричних з'єднань, режимів роботи обладнання, що регулюється, та застосування аварійного розвантаження;
- заходи захисту енергосистеми автоматичними пристроями і системами захисту;
- конкретні протиаварійні заходи, які ОСП застосовує на період дії кожного аварійного режиму в ОЕС України, для найбільш ймовірних сценаріїв виникнення, розвитку та ліквідації аварійних ситуацій;
- порядок відновлення режимів роботи енергосистеми в процесі ліквідації аварійного режиму роботи системи передачі;
- порядок фіксації суб'єктами, які задіяні у Плані захисту енергосистеми, часу та обсягів виконання відповідних заходів у їх оперативних документах та передачі інформації про виконані заходи між рівнями оперативної підпорядкованості органів диспетчерського управління ОЕС України.

Процес диспетчерське управління є одним із засобів, за допомогою якого ОСП підтримує надійність та сталість роботи енергосистеми з одночасним сприянням функціонуванню ринку електроенергії. Процес диспетчерського управління, поміж іншим, включає:

- моніторинг запланованих обмінів електроенергією в режимі реального часу;
- регулювання міждержавних і внутрішніх міжсистемних перетоків електроенергії;
- виконання програми технічного обслуговування об'єктів магістральних мереж
- видача **оперативних розпоряджень** для **енергоблоків** щодо регулювання активної / реактивної потужності та/або надання інших допоміжних послуг;
- видача **оперативних розпоряджень** для **користувачів** енергосистеми щодо регулювання споживання електроенергії;
- врегулювання мережних обмежень;
- підтримка належного рівня **оперативних резервів**;
- реагування на несподівані **події**: