

«Частота»
(шифр)

**«ДОСЛІДЖЕННЯ ЧАСТОТИ В ОЕС УКРАЇНИ З УРАХУВАННЯМ
ВИМОГ ENTSO-E»**

Галузь:
Енергетика

Напрямок:
Електричні станції, мережі і системи

2018/2019

ЗМІСТ

ВСТУП	3
1 ОСОБЛИВОСТІ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ.....	4
1.1 Частота в енергосистемі та її вплив на роботу споживачів	4
1.2 Організація регулювання частоти в енергосистемі	5
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ДОСЛІДЖУВАНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ.....	8
2.1 Характеристика об'єднаної енергосистеми України	8
2.2 Характеристика європейської енергетичної системи.....	14
3 ВИМОГИ ДО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ	18
3.1 Технічні вимоги до регулювання частоти в ОЕС України.....	18
3.2 Технічні вимоги до регулювання частоти в ENTSO-E.....	21
4 МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ЧАСТОТИ.....	24
4.1 Опис моделі енергосистеми	25
4.2 Модель ОЕС України	26
4.3 Модель енергосистеми Європи	26
4.4 Модель енергооб'єднання ОЕС України та енергосистеми Європи..	27
5 ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМИ.....	28
ВИСНОВКИ.....	30
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	31

ВСТУП

Враховуючи напрямок розвитку української енергетики, який визначений Енергетичною стратегією України на період до 2035 року [1] і полягає в інтеграції об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України в європейське об'єднання системних операторів з передачі електроенергії (ENTSO-E), виникає необхідність дослідження багатьох технічних задач, пов'язаних з оцінкою параметрів режиму роботи ОЕС України та забезпеченням їх відповідності європейським енергетичним стандартам. Одним з таких системних параметрів є частота, яка впливає на режим всієї енергосистеми, якість та стійкість її функціонування.

Відхилення частоти понад нормовані значення можуть призвести до важких аварійних ситуацій, каскадних відключень і розвалювання ОЕС України з досить важкими технічними та економічними наслідками. Регулювання частоти є складною задачею автоматичного управління режимом в будь-якому енергооб'єднанні. Постійний розвиток техніки і технологій, вдосконалення методів та засобів регулювання сприяє постійній актуальності та необхідності неперервного розвитку питань, пов'язаних з регулюванням частоти та перетоків потужності в енергосистемах.

Дослідженню питань регулювання частоти в енергетичних системах присвячено багато наукових робіт Кириленка О.В., Блінова І.В., Павловського В.В., Кулика М.М., Яндульського А.С. та інших. Значна частка робіт присвячена підвищенню ефективності регулювання частоти в умовах сучасного енергоринку, підвищенню живучості та стійкості ОЕС України за частотою [2-4], оптимізації процесу регулювання частоти та перетоків потужності [5-7]. Розглядалися питання моделювання процесу зміни частоти в мережі, застосування та вдосконалення засобів автоматичного регулювання частоти та інші [8-12].

В той же час на сьогоднішній день відбуваються зміни в енергетиці України, пов'язані з реорганізацією енергоринку України, що підвищує значення допоміжних послуг, основною з яких є регулювання частоти. Крім того простежується стабільна тенденція збільшення частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в загальній структурі генеруючих потужностей ОЕС України, які впливають на баланс потужності в енергосистемі і потребують впровадження нових підходів до

забезпечення регулювання частоти в енергосистемі.

Саме тому особливо важливим і актуальним на сьогоднішній день стає питання дослідження регулювання частоти та потужності в ОЕС України з урахуванням сучасних умов роботи енергосистеми та реального технічного стану наявного обладнання з метою оцінки відповідності вимогам ENTSO-E для забезпечення умов приєднання до європейської енергосистеми.

1 ОСОБЛИВОСТІ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ

1.1 Частота в енергосистемі та її вплив на роботу споживачів

Частота є одним з показників якості електричної енергії і найважливішим параметром режиму енергетичної системи, забезпечення якого визначає ефективність, стійкість і надійність роботи енергосистеми. Частота в енергосистемі для кожного моменту часу визначається балансом виробленої і спожитої активної потужності [13].

При порушенні балансу потужності частота змінюється, для її відновлення застосовується регулювання частоти в енергосистемі – процес підтримки частоти змінного струму в енергосистемі в допустимих межах. Регулювання частоти в енергосистемі є однією з найважливіших задач керування режимами, оскільки безпосередньо впливає на умови забезпечення стабільної та надійної роботи енергосистеми.

При регулюванні частоти важливим є забезпечення нормативних умов щодо якості електричної енергії, які для ОЕС України регламентуються [14, 15] і для частоти електричного струму в електричних мережах встановлюють такі межі:

- 1) для систем, які синхронно приєднані до ОЕС України - $50 \text{ Гц} \pm 1 \%$ протягом 99,5 % часу за рік та $50 \text{ Гц} + 4 \%$ (- 6 %) протягом 100 % часу;
- 2) для систем без синхронного приєднання до ОЕС України - $50 \text{ Гц} \pm 2 \%$ протягом 99,5 % часу за рік та $50 \text{ Гц} \pm 15 \%$ протягом 100 % часу.

Відхилення частоти негативно впливає на роботу електроприймачів:

- зниження частоти в енергосистемі призводить до зменшення швидкості обертання всіх працюючих електродвигунів, при цьому знижується продуктивність з'єднаних з ними механізмів, що в свою чергу погіршує економічні показники їх роботи;
- підвищення частоти в енергосистемі, призводить до зниження терміну служби і може викликати пошкодження електрообладнання.

1.2 Організація регулювання частоти в енергосистемі

В процесі роботи енергетичної системи відбуваються відхилення частоти від номінального значення як в нормальних режимах в результаті постійного впливу нерегулярних коливань навантаження і тимчасових порушень балансу потужності, так і в аварійних режимах в результаті впливу великих за величиною збурень, що призводять до значних змін загального балансу потужності.

Величина відхилення частоти від номінального значення визначається за виразом:

$$\Delta f(t) = f(t) - f_{\text{ном}}, \quad (1.1)$$

де $f(t)$ – фактичне значення частоти в момент t ; $f_{\text{ном}}$ – номінальне значення частоти.

Регулювання частоти і потужності в енергосистемі має виконувати функцію відновлення балансу потужності та стабілізувати її частоту. В більшості сучасних енергосистем світу задача регулювання частоти підрозділяється на три взаємопов'язані автоматичні і оперативні завдання: первинне, вторинне та третинне регулювання.

Первинне регулювання частоти забезпечує стабільність частоти, тобто утримання відхилень частоти в допустимих межах при порушенні загального балансу потужності в будь-якій частині об'єднання і за будь-якої причини. Первинне регулювання розпочинається протягом декількох секунд як спільна дія всіх учасників паралельної роботи і здійснюється за допомогою автоматичного регулювання швидкості обертання турбіни.

Вторинне регулювання частоти забезпечує відновлення номінального рівня частоти та оперативне або автоматичне регулювання планових режимів обміну заданої потужності між енергосистемами з корекцією по частоті (сальдо зовнішніх перетоків). Вторинне регулювання вводиться в дію централізовано в області регулювання протягом декількох десятків секунд, вивільняє первинне регулювання. Здійснюється вторинне регулювання за допомогою зміни потужності енергоблоків, які беруть участь у автоматичному регулюванні частоти в межах заданого вторинного резерву.

Помилка вторинного регулювання G визначається як

$$G = P_{\text{пл}} - P + K_{\text{ч}} \cdot (f - f_{\text{зад}}), \quad (1.2)$$

де $P_{\text{пл}}$ – планове значення сумарного зовнішнього перетоку потужності; P – фа-

ктивне значення сумарного зовнішнього перетоку потужності; $K_{\text{ч}}$ – заданий коефіцієнт частотної корекції, МВт/Гц; f – фактичне значення частоти; $f_{\text{зад}}$ – задане для регулювання значення частоти.

Третинне регулювання частоти забезпечує постійну ефективність дії первинного і вторинного регулювання частоти завдяки оперативній корекції режимів роботи ОЕС в порядку надання взаємодопомоги або здійснення оптимізації їх режимів роботи із постійної наявності первинних та вторинних резервів. Третинне регулювання вводиться в дію в області регулювання і вивільняє вторинне регулювання централізованим переплануванням генерації або зовнішніх перетоків чи споживання. Третинне регулювання здійснюється за допомогою швидкого пуску або зупинки агрегатів маневрених гідроелектростанцій (ГЕС) та теплових електростанцій (ТЕС) для оперативного коригування режиму.

В разі необхідності в енергосистемі передбачено регулювання часу для виправлення глобальних відхилень синхронного часу від астрономічного за тривалий період роботи системи регулювання частоти та потужності, які виникають і накопичуються в результаті неточності і дискретності вимірювання фактичної частоти, похибки в регулюванні середньої частоти в системах вторинного регулювання. Регулювання часу являє собою корекцію уставки по частоті, яка усуває помилку синхронного часу, що викликає відхилення фактичних значень обмінів електроенергією та потужністю від планових договірних значень.

Функціональна схема системи регулювання частоти та потужності в енергосистемі, яка передбачає сполучення зазначених видів регулювання [16, 17], показана на рис. 1.1. Заходи з регулювання частоти і потужності здійснюються на різних послідовних етапах, кожний з яких має різні характеристики та якості. Ці заходи є взаємозалежними і передбачають введення одного замість іншого та застосування для цього засобів автоматики. Співвідношення цих процесів у часі на прикладі виникнення дефіциту активної потужності і зниження частоти умовно показано на рис. 1.2.

У разі відсутності регулювання частоти в енергосистемі при виникненні збурення та порушенні балансу активної потужності величина відхилення частоти досягне величини $\Delta f_{\text{бр}}$. Характер процесу зміни частоти в часі буде відповідати залежності 1 на рис. 1.2.



Рисунок 1.1 – Функціональна схема системи регулювання частоти та потужності в енергосистемі

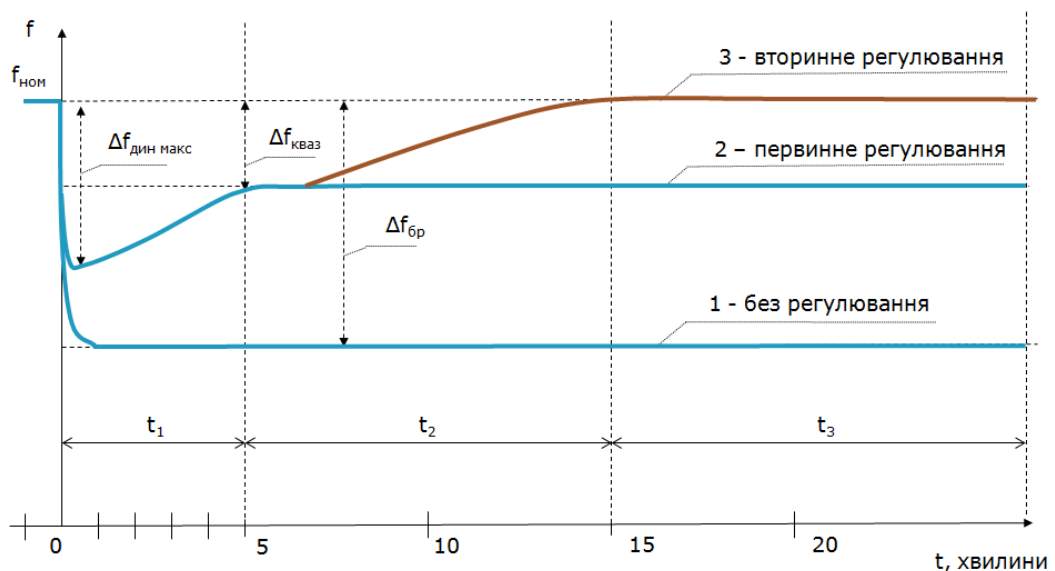


Рисунок 1.2 – Процес регулювання частоти

При наявності засобів регулювання частоти в енергосистемі процес зміни частоти в часі можна умовно відобразити залежностями 2 і 3, де виділимо три інтервали часу. В період t_1 діє первинне регулювання, яке здійснює обмеження ($\Delta f_{\text{дин макс}}$) і зниження ($\Delta f_{\text{кваз}}$) відхилення частоти до безпечної величини. В період t_2 діє вторинне регулювання, яке здійснює відновлення нормальної частоти та вивільнення дії первинного регулювання. В період t_3 діє третинне регулювання, яке здійснює відновлення витраченого вторинного резерву потужності.

Співвідношення величини короточасного квазістатичного відхилення $\Delta f_{\text{кваз}}$ і максимального динамічного відхилення $\Delta f_{\text{дин макс}}$ частоти при первинному регулюванні представлені на рис. 1.3.

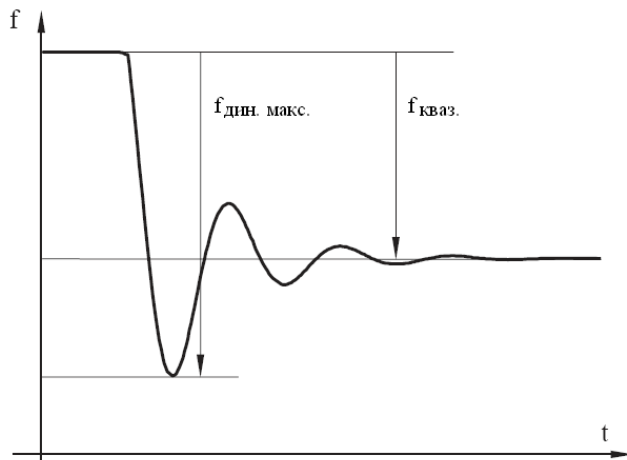


Рисунок 1.3 – Установлення квазістатичного значення частоти в результаті дії первинного регулювання

Залежно від структури, наявності маневрених резервів потужностей, які можуть бути задіяні у вторинному та третинному регулюванні частоти, а також особливостей функціонування енергосистем вимоги щодо регулювання частоти і потужності в сучасних системах досить різні [16, 17].

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ДОСЛІДЖУВАНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ

2.1 Характеристика об'єднаної енергосистеми України

ОЕС України представляє собою сукупність різних за типом електростанцій, відновлюваних джерел, системоутворюючих, магістральних та розподільних мереж, розташованих на значній території і об'єднаних загальним режимом виробництва, передачі і розподілу електричної та теплової енергії. ОЕС України є основою електроенергетики держави, яка здійснює централізоване енергопостачання власних споживачів і взаємодіє з енергосистемами сусідніх країн, забезпечуючи експорт та імпорт електроенергії.

ОЕС України на сьогодні є одним з найбільших енергооб'єднань Європи, яке об'єднує сім регіональних електроенергетичних систем (ЕЕС): Дніпровську, Західну, Кримську, Південну, Південно-Західну, Північну і Центральну, що взаємопов'язані системоутворюючими та магістральними лініями електропередачі (ЛЕП) 750 кВ і 330-500 кВ [18].

Режим роботи ОЕС України визначається на основі балансу виробництва та споживання електроенергії, ремонту електричних мереж та енергогенеруючого обладнання, а також можливості ліквідації надзвичайних ситуацій у випадку зупинки електроенергетичного обладнання на електростанціях та пошкодження магістральних ЛЕП.

Добовий графік навантаження ОЕС України характеризується значною нерівномірністю, при якій співвідношення між навантаженням у нічні години та у години вечірнього максимуму перевищує 0,7. Такий рівень нерівномірності ускладнює досягнення європейського рівня стабільності частоти. Крім того споживання електроенергії в Україні є нерівномірним як за територіальними зонами, так і за часовими (через значні зміни температури протягом року). Причиною нерівномірності споживання протягом року є також значна частка споживання населенням та комунально-побутовими споживачами відносно обсягів споживання промисловістю, оскільки частка споживання промисловістю в загальному обсязі споживання протягом останніх п'яти років має стійку тенденцію до зниження (у 2012 р. вона дорівнювала майже 47%, а у 2017 р. – 42,8%) [19]. В цей самий період частка споживання населенням зросла з 26,7% у 2012 р. до 29,4% у 2017р., також має тенденцію до зростання і частка споживання комунально-побутовим сектором, що відображено на рис. 2.1.

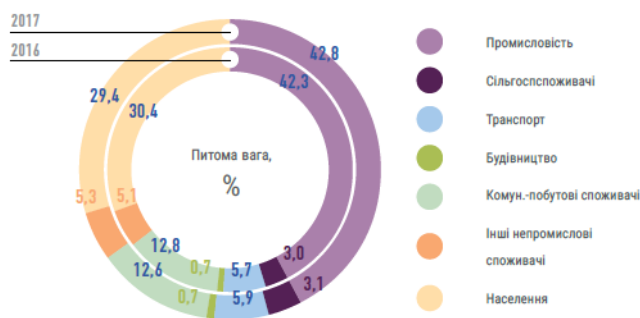


Рисунок 2.1 – Структура споживання електричної енергії в Україні

Протягом 2016 – 2018 рр. форма профілів споживання електроенергії в зимовий і літній період суттєво не змінилась [19]. Графік споживання електроенергії для цих періодів показано на рис. 2.2.

Така нерівномірність споживання викликає необхідність постійного забезпечення вимог споживачів шляхом зміни генерування електроенергії на електростанціях.

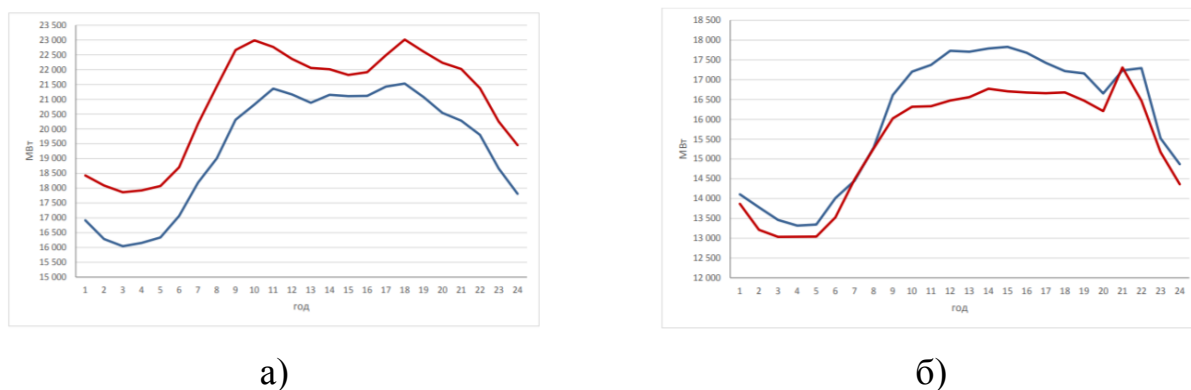


Рисунок 2.2 – Графік споживання електричної енергії в ОЕС України:

- а) для робочого дня в січні 2018 р. при температурах вищих $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$ (синій колір) і нижчих $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ (червоний колір) від середньомісячної $-5,1\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- б) для робочого дня в серпні 2018 р. при температурах вищих $+24\text{ }^{\circ}\text{C}$ (синій колір) і нижчих $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ (червоний колір) від середньомісячної $+22\text{ }^{\circ}\text{C}$

На сьогоднішній день у складі ОЕС України діють 413 ліцензіатів з виробництва електричної енергії, з яких 7 потужних енергогенеруючих компаній забезпечують близько 90 % всього виробництва, 7 регіональних ЕЕС, 40 ліцензіатів на передачу електроенергії місцевими (локальними) електричними мережами та 147 ліцензіатів на постачання електричної енергії [20].

Станом на 01.11.2018 р. основні генеруючі потужності у складі ОЕС України зосереджені на: 4 атомних електростанціях (АЕС), на яких діє 15 енергоблоків, з яких 13 – потужністю по 1000 МВт і 2 – потужністю 415 та 420 МВт; каскадах з 8 ГЕС на річках Дніпро й Дністер із загальним числом гідроагрегатів – 103 одиниці, а також 3 гідроакumuлюючих станціях (ГАЕС), з яких 11 гідроагрегатів з потужністю від 33 МВт до 324 МВт; 12 ТЕС із блоками одиничною потужністю 150, 200, 300 і 800 МВт, з яких 75 енергоблоків, у тому числі потужністю: 150 МВт – 6, 200 МВт – 31, 300 МВт – 32, 800 МВт – 6 одиниць та 3 турбогенератора, а також 3 великих ТЕЦ з енергоблоками 100 (120) МВт та 250 (300) МВт; 147 сонячних електростанцій (СЕС), 27 біогазових електростанцій (БіоЕС), 19 вітрових електростанцій (ВЕС), загальний відсоток вироблення електричної енергії яких становить 1,2% від сумарного вироблення по ОЕС України, проте їх частка постійно збільшується [19].

Загальна характеристика генеруючих потужностей ОЕС України станом

на початок 2019 р. представлена в табл. 2.1 та на рис. 2.3.

Таблиця 2.1 – Встановлена потужність електростанцій ОЕС України, МВт

Тип електростанцій	Встановлена потужність електростанцій, МВт		
	2015 р.	2016 р.	2017 р.
АЕС	13835,0	13835,0	13835,0
ТЕС	27803,0	24565,0	24565,0
ТЕЦ та блок-станції	6463,0	5946,8	5972,3
ГЕС	4698,5	4711,0	4719,2
ГАЕС	1185,5	1509,5	1509,5
ВЕС	427,6	300,4	328,4
СЕС	359,1	458,0	758,4
Інші (біомаса та біогаз)	54,4	62,6	96,9
Всього	54826,1	51388,3	51784,7

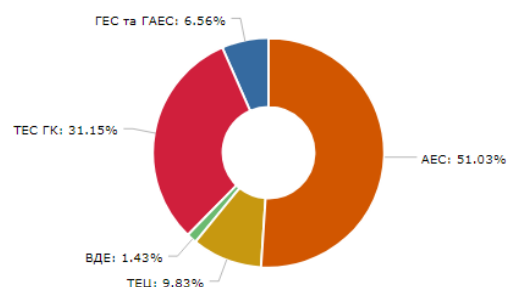


Рисунок 2.3 – Структура генеруючих потужностей ОЕС України станом на 29.01.2019 р.

На сьогоднішній день ОЕС України працює в паралельному режимі з електроенергетичними об'єднаннями Республіки Білорусь, Республіки Молдови, Російської Федерації, а також з Європейською мережею ENTSO-E через «острів Бурштинської електростанції», який включає Бурштинську ТЕС, Калуську ТЕЦ та Тербле-Рікську ГЕС і який синхронізований з ENTSO-E. Електричні зв'язки між ОЕС України та суміжними енергосистемами здійснюються по мережах 110-750 кВ. Генеруючі станції та зв'язки ОЕС України представлені на рис. 2.4.

Системоутворюючі мережі напругою 220-750 кВ включають магістральні і міждержавні електричні мережі, які забезпечують видачу електричної енергії від потужних блоків електростанцій і подальшу її передачу до розподільчих мереж регіонів України, а також експорт та імпорт електроенергії з енергосистемами сусідніх країн. Трансформація потужності забезпечується за допомогою автотрансформаторів і трансформаторів напругою 750/330 кВ, 330/220 кВ, 400/330 кВ, 330/110 (150) кВ, 220/110 (150) кВ, 150/110 кВ. Магістральні та міждержавні електричні мережі ОЕС України нараховують 23,0 тис. км., з них 4,9 тис. км. припадає на мережі з напругою 400–800 кВ, 13,4 тис. км. – напругою 330 кВ, 4,0 тис. км. – напругою 220 кВ і 0,7 тис. км. – напругою 35–110 кВ. Станом на 01.11.2018 р. на балансі ДП «НЕК «Укренерго» перебуває 137 підстанцій (ПС) напругою 110 – 750 кВ

трансформаторною потужністю 78585,1 МВА. З них ПС 220 кВ – 33 шт., 330 кВ – 88 шт., 400 кВ – 2 шт., 500 кВ – 2 шт., 750 кВ – 8 шт. та 110 кВ – 4 шт. [18-20].

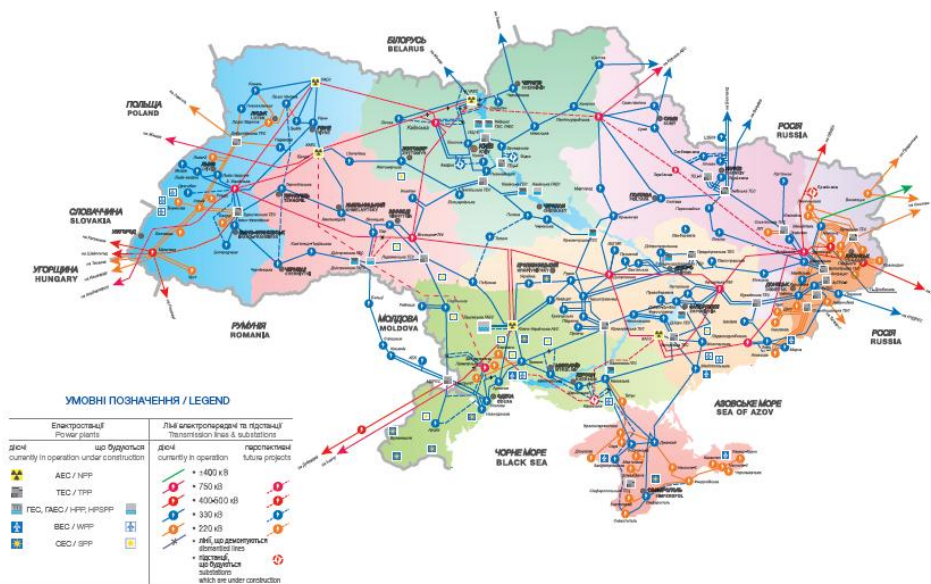


Рисунок 2.4 – Карта ОЕС України

Розподільчі електричні мережі нараховують понад 1 млн. км. повітряних і кабельних ЛЕП напругою 0,4–150 кВ і близько 200 тис. трансформаторних ПС напругою 6–150 кВ [18].

Аналіз структури генеруючих потужностей ОЕС України свідчить про її неоптимальність з точки зору ефективності регулювання частоти і потужності в енергосистемі та про наявність дефіциту маневрених і резервних потужностей:

- велика частка АЕС, які використовуються для покриття базової частини графіку споживання та не можуть залучаються до регулювання при покритті непланових потужностей;
- зниження маневреності енергоблоків ТЕС, які працюють на твердому паливі внаслідок зносу і старіння обладнання, а також погіршення якості палива;
- вичерпання гідроенергетичного потенціалу Дніпра призводить до обмеження можливостей маневрування потужності з використанням ГЕС;
- збільшення генеруючих потужностей ВДЕ, яким притаманні слабо прогнозовані змінні режими роботи при відсутності засобів та підходів для прогнозу їх режимів генерації, а також засобів керування видачею потужностей.

Виконаний у [19] аналіз технічного стану обладнання ОЕС України, яке

працює в безперервному режимі, показав, що 17,3% обладнання ПС і 56% ЛЕП експлуатуються понад 40 років (рис. 2.5). Такий стан значно впливає на збільшення втрат електричної енергії в системі передачі та обмежує можливість запобігання технологічним порушенням, а також свідчить про зношеність та, як наслідок, неефективність роботи більшої частки обладнання станцій, ПС та електричних мереж ОЕС України, яке потребує реконструкції та оновлення.

Все це значно ускладнює керування режимами роботи ОЕС України, зокрема регулювання частоти і потужності в енергосистемі для забезпечення стійкої і надійної роботи енергооб'єднання.

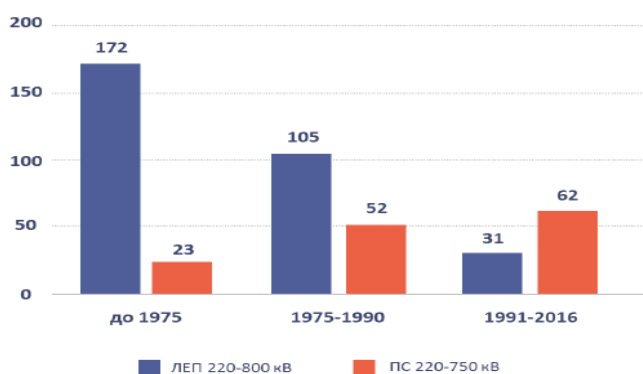


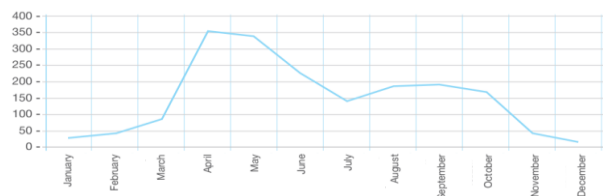
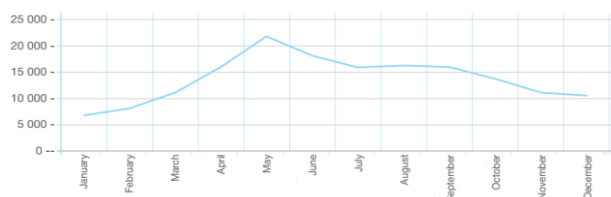
Рисунок 2.5 – Періоди будівництва елементів системи передачі

За таких умов роботи згідно з нормами [16] регулювання частоти нормується величиною та часом готовності до використання резервів потужності, коефіцієнтами статизму і зоною нечутливості систем автоматичного регулювання агрегатів, а також допустимим відхиленням частоти.

Забезпечується регулювання частоти в ОЕС України сумісною роботою багатьох систем автоматичного керування, серед основних з яких є: автоматичне регулювання частоти обертання турбін, автоматичне регулювання частоти та активної потужності, автоматичне обмеження зниження та підвищення частоти, автоматичне частотне розвантаження, частотне автоматичне повторне включення, частотна дільна автоматика та інші [21].

В ОЕС України для управління режимами роботи застосовується централизоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління, яке виконує державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго» (НЕК «Укренерго») [20], що виступає оператором системи передачі (ОСП) і забезпечує підтримання балансу в ОЕС України та організацію паралельної роботи з енергетичними системами інших держав.

Стосовно забезпечення регулювання частоти НЕК «Укренерго» надає інформацію щодо перевищення відхилень частоти значень 0,02 Гц та 0,05 Гц [20], ці дані для 2018 р. показані на рис. 2.6.



а)

б)

Рисунок 2.6 – Кількість відхилень частоти в ОЕС України у 2018 р.:

а) перевищують 0,02 Гц; б) перевищують 0,05 Гц

2.2 Характеристика європейської енергетичної системи

До складу ENTSO-E входять 43 ОСП електроенергії з 36 країн Європи, що не виходять за межі європейського союзу (ЄС) [22], інформація про які представлена у табл. 2.2. Основною метою роботи ENTSO-E є забезпечення надійної експлуатації, оптимального управління та розвитку європейської системи передачі електроенергії для забезпечення енергетичної безпеки і задоволення потреб внутрішнього ринку енергії. ENTSO-E сприяє більш тісному співробітництву з усіма європейськими ОСП для підтримки реалізації енергетичної політики ЄС та досягнення цілей енергетичної та кліматичної політики, які змінюють саму природу енергетичної системи.

У зв'язку з цим ENTSO-E сприяє інтеграції ВДЕ, таких як ВЕС і СЕС, в енергосистему, і оптимізації та ефективності внутрішнього енергетичного ринку, який є центральним для задоволення енергетичних потреб і цілей політики щодо доступності, стійкості та безпеки постачання. ОСП несуть відповідальність за масову передачу електроенергії через головні високовольтні електричні мережі, вони забезпечують доступ до мережі учасникам ринку електроенергії (генеруючим компаніям, трейдерам, постачальникам, дистриб'юторам і споживачам) відповідно до недискримінаційних та прозорих правил. ОСП на внутрішньому ринку електроенергії ЄС є суб'єктами, що діють незалежно від інших учасників ринку електроенергії.

Таблиця 2.2 – Інформація про склад ENTSO-E

Код країни	Країна	ОСП	Позначення
AL	Албанія	Operatori i Sistemit te Transmetimit	OST
AT	Австрія	Verbund - Austrian Power Grid	APG
		Vorarlberger Übertragungsnetz	VUEN
BA	Боснія і Герцеговина	BiH Independent System Operator	NOS BiH
BE	Бельгія	Elia System Operator	Elia
BG	Болгарія	Electroenergien Sistemen Operator	ESO
CH	Швейцарія	Swissgrid ag	Swissgrid
CY	Кіпр	Cyprus Transmission System Operator	Cyprus TSO
CZ	Чеська Республіка	ČEPS	ČEPS
DE	Німеччина	TransnetBW GmbH	TransnetBW
		TenneT TSO GmbH	TenneT DE
		Amprion GmbH	Amprion
		50Hertz Transmission	50Hertz
DK	Данія	Energinet	Energinet.dk
EE	Естонія	Elering AS	Elering AS
ES	Іспанія	Red Eléctrica de España S.A.	REE
FI	Фінляндія	Fingrid Oyj	Fingrid
FR	Франція	Réseau de Transport d'Électricité	RTE
GB	Об'єднане Королівство	National Grid Electricity Transmission plc	National Grid
		S System Operator for Northern Ireland Ltd	SONI
		Scottish Hydro Electric Transmission plc	SHE Transmission
		Scottish Power Transmission plc	SPTtransmission
GR	Греція	Independent Power Transmission Operator	IPTO (ADMIE)
HR	Хорватія	Croatian Transmission System Operator	HOPS
HU	Угорщина	MAVIR Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli	MAVIR ZRt.
IE	Ірландія	EirGrid plc	EirGrid
IS	Ісландія	Landsnet hf	Landsnet
IT	Італія	Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA	Terna
LT	Литва	Litgrid AB	Litgrid
LU	Люксембург	Creos Luxembourg S.A.	Creos Luxembourg
LV	Латвія	AS Augstsprieguma tīkls	AST
ME	Чорногорія	Crnogorski elektroprenosni sistem AD	Crnogorski elektroprenosni sistem
MK	Македонія	Macedonian Transmission System Operator AD	MEPSO
NL	Нідерланди	TenneT TSO B.V.	TenneT NL
NO	Норвегія	Statnett SF	Statnett
PL	Польща	Po Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	PSE S.A.
PT	Португалія	Rede Eléctrica Nacional, S.A.	REN
RO	Румунія	C.N. Transelectrica S.A.	Transelectrica
RS	Сербія	Akcionarsko društvo Elektromreža Srbije	EMS
SE	Швеція	Svenska Kraftnät	SVK
SI	Словенія	ELES, d.o.o.	ELES
SK	Словацька Республіка	Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.	SEPS
TR	Туреччина (член спостерігача)	Türkiye Elektrik İletim A.	TEİAŞ

Географічна зона, що охоплюється членами ENTSO-E, поділена на п'ять синхронних областей і дві ізольовані системи (Кіпр та Ісландія), показані на рис. 2.7.

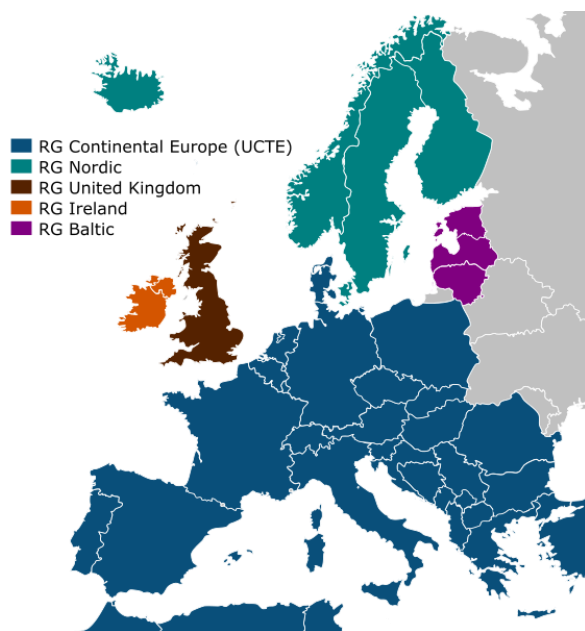


Рисунок 2.7 – Карта ENTSO-E

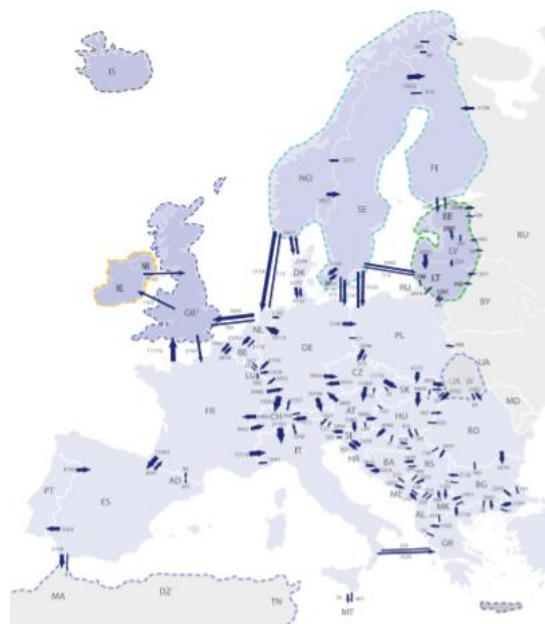


Рисунок 2.8 – Енергетичні потоки в ENTSO-E у 2017 р.

Синхронні області – це групи країн, які підключені через свої відповідні енергосистеми. Системна частота (50 Гц, зазвичай з дуже незначними відхиленнями) є синхронною в межах кожної області, її порушення в одній точці області буде зареєстровано по всій зоні. Окремі синхронні зони з'єднані між собою за допомогою з'єднувачів постійного струму [22]. При необхідності забезпечення режиму ОСП організовують передачу потужності між окремими зонами та областями регулювання (рис. 2.8). Переваги синхронних областей включають об'єднання виробничих потужностей, спільне забезпечення резервів, що призводить до економії коштів та взаємної допомоги у випадку порушень, що призводить до дешевих резервних витрат на електроенергію.

Структура виробництва електричної енергії в ENTSO-E у 2017 р. показана на рис. 2.9 і показує, що більшість електроенергії в ENTSO-E виробляється ТЕС. В той же час на відміну від ОЕС України частка ВДЕ у виробництві електроенергії в ENTSO-E значно вища, згідно взятих ЄС зобов'язань до 2020 р. вона становитиме понад 20% [23]. У той же час помітно суттєву різницю між виробництвом енергії з

використанням ВДЕ в окремих країнах, так в Данії цей показник становить 70%, в Норвегії 97%, а в Угорщині - лише 10%.

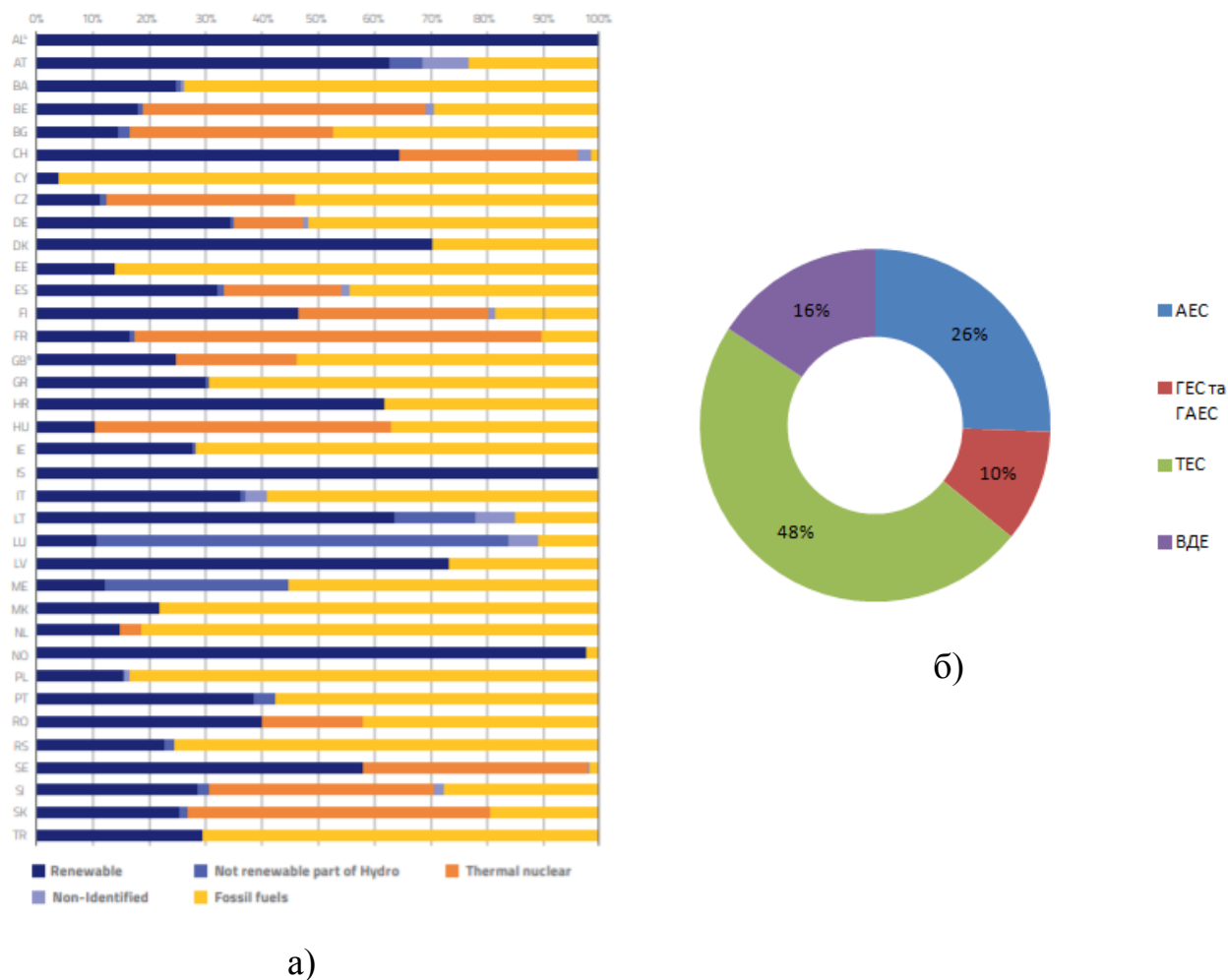


Рисунок 2.9 – Структура виробництва електричної енергії в ENTSO-E у 2017 р.:
а) для країн-членів ENTSO-E; б) загальна за джерелами вироблення

Така структура європейської енергосистеми обумовлює методи та принципи організації системи управління режимами її роботи. Так регулювання режиму всередині ENTSO-E здійснюється децентралізовано з урахуванням виділених синхронних областей і зон регулювання (рис. 2.10). Однак при цьому існує єдиний системний оператор (координатор) зі своїм регулятором і резервами, відповідальний за регулювання сумарного перетікання блоку регулювання з корекцією по частоті. При такому ієрархічному управлінні координатор може і не мати своїх резервів, керуючи підлеглими ОСП всіх зон регулювання і використовуючи їх резерви для регулювання всього блоку [24].

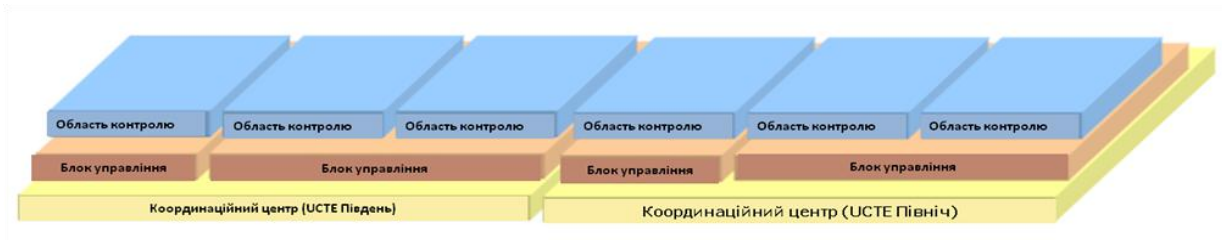


Рисунок 2.10 – Ієрархічна структура управління синхронної області

Така організація регулювання частоти дозволяє підтримувати заплановані перетоки потужності з сусідніми енергосистемами і розподілити вторинні резерви за блоками і зонами регулювання, які усувають свої внутрішні небаланси своїми ж резервами, не витрачаючи їх на небаланси в сусідніх блоках і зонах. Але в той же час це веде до того, що збільшується сумарна кількість підтримуваних резервів у всій синхронній області і складнощів в регулюванні при неможливості усунення небалансів зон і блоків регулювання своїми силами.

Для вирішення таких проблем в ENTSO-E існує два координатора, які відповідальні за моніторинг планових перетоків, виявлення незапланованих перетоків, розробки програм корекції синхронного часу і перетоків між зонами регулювання. Координатор передає програми корекції ОСП, які відповідальні за регулювання в окремих зонах і здійснюють безпосередню корекцію планових перетоків [25, 26].

Різні регламенти регулювання всередині окремих зон регулювання призводять до застосування різних алгоритмів керування. Зазвичай для багатьох енергосистем мета вторинного і третинного регулювання збігаються: відновлення планових перетоків (або частоти для областей без зв'язків з сусідніми енергосистемами) між енергосистемами. Тому, наприклад, енергосистеми скандинавських країн і Англії не мають вторинного регулювання. Вони виконують вимоги ENTSO-E по вторинному регулюванню шляхом ручного регулювання досить маневреними станціями [27, 28].

3 ВИМОГИ ДО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ

3.1 Технічні вимоги до регулювання частоти в ОЕС України

Технічні вимоги до організації регулювання частоти та перетоків потужності з метою забезпечення нормального режиму роботи ОЕС України сформу-

льовані в нормативних документах [16, 29-32], відповідно до яких передбачається здійснення первинного, вторинного, третинного регулювання частоти та контролю і регулювання синхронного часу у разі потреби. Норми участі в цих видах регулювання учасників паралельної роботи в межах своєї області регулювання встановлює НЕК «Укренерго».

В ОЕС України, як і в більшості енергосистем, застосовується загальне і нормоване первинне регулювання частоти. Для всіх генеруючих станцій участь у первинному регулюванні є обов'язковою умовою для паралельної роботи в ОЕС України, відповідно до якої загальне первинне регулювання має здійснюватися на всіх електростанціях, а нормоване – лише виділеними електростанціями і забезпечувати гарантований рівень якості первинного регулювання в енергооб'єднанні.

Відповідно до [16, 29-32] технічні вимоги до організації первинного регулювання частоти в ОЕС України наступні:

- нормоване первинне регулювання має забезпечувати стійку видачу необхідної первинної регулюючої потужності і її утримання, починаючи з моменту виникнення небалансу потужності і відхилення частоти на $\pm 0,02$ Гц і більше і закінчуючи повною компенсацією небалансу потужності, що виник, та повернення частоти до початкового номінального рівня в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом як мінімум 15 хв.;

- час початку дії первинного регулювання з моменту відхилення частоти має становити кілька секунд, час введення в дію необхідного резерву первинного регулювання на 50 % – не більше 15 с, а весь сумарний необхідний первинний резерв має бути введеним в дію за час, не більший ніж 30 с;

- у разі аварійного розрахункового небалансу потужності нормоване первинне регулювання має утримувати квазістатичне відхилення частоти в межах $50 \pm 0,2$ Гц і динамічне відхилення частоти в процесі мобілізації первинних резервів у межах $50 \pm 0,8$ Гц.

Відповідно до [16, 29-32] технічні вимоги до організації вторинного регулювання частоти в ОЕС України наступні:

- порядок організації вторинного регулювання частоти в ОЕС має спільно встановлюватися органами оперативного-диспетчерського керування країн, енер-

госистеми яких працюють паралельно;

- у результаті дії системи вторинного регулювання сумарний зовнішній переток кожної енергосистеми має підтримуватися на заданому рівні за номінальної частоти, при цьому внутрішні порушення балансу потужності кожної енергосистеми має усуватися своєю системою регулювання за час, не більший ніж 15 хв.;

- система вторинного регулювання енергосистеми не має реагувати на небаланси потужності, що виникли в сусідніх енергосистемах.

Відповідно до [16, 29-32] технічні вимоги до організації третинного регулювання частоти в ОЕС України наступні:

- третинним регулюванням задається планова потужність електростанції, щодо якої розміщуються діапазони первинного і вторинного регулювання;

- третинне регулювання для відновлення діапазонів первинного і вторинного регулювання здійснюється використанням резерву на електростанціях третинного регулювання, на яких створений третинний резерв, а також споживачів-регуляторів і може виконуватися вручну або автоматично з використанням систем автоматичного регулювання частоти та активної потужності (АРЧП).

Величина необхідних розрахункових резервів потужності для регулювання частоти в ОЕС України нормована у [16] і становить:

1. для первинного регулювання залежно від режиму роботи енергосистеми: в ізольованому режимі роботи – 1000 МВт; у режимі паралельної роботи з європейською енергосистемою та відокремлено від енергооб'єднання країн СНД та Балтії ± 190 МВт; у режимі паралельної роботи з енергооб'єднанням країн СНД і Балтії та відокремлено від європейської системи ± 160 МВт.

2. для вторинного регулювання з метою компенсації найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання: на завантаження – 1000 МВт; на розвантаження – 500 МВт (резерв вторинного регулювання орієнтовно має розміщуватися в окремі періоди не менш ніж на 30 енергоблоках 300 і 200 МВт ТЕС, а також на агрегатах ГЕС);

3. для третинного регулювання: на завантаження – не менше ніж 1000 МВт; на розвантаження – не менше ніж 500 МВт.

Слід зазначити, що обсяги необхідних резервів потужності для регулю-

вання частоти в ОЕС України, затверджені у [16], визначені за станом розвитку генеруючих потужностей та особливостей режимів на 2010 рік. На сьогоднішній день в умовах значної зміни структури генеруючих потужностей, режимів роботи та впровадження лібералізованого енергоринку значення необхідних резервів потужності для регулювання частоти в ОЕС України потребують перегляду і детального аналізу.

3.2 Технічні вимоги до регулювання частоти в ENTSO-E

Для організації безпечної, надійної і якісної роботи європейської енергосистеми затверджений перелік технічних вимог до організації регулювання частоти та перетоків потужності в ENTSO-E, відповідно до яких передбачається здійснення первинного, вторинного, третинного регулювання частоти та контролю і регулювання синхронного часу [17, 33]. Контроль частоти і потужності виконується з урахуванням синхронних областей ENTSO-E. Розроблені і затверджені технічні резерви та відповідні показники контролю є необхідними для того, щоб дозволити ОСП виконувати щоденні операційні дії для забезпечення режимів ENTSO-E.

Основні вимоги щодо організації процесу регулювання частоти відповідно до [33] наступні: первинне регулювання починається протягом декількох секунд як спільна дія всіх учасників; вторинне регулювання заміщує первинне за хвилинами і вводиться в дію тільки відповідальними СПО; третинне регулювання частково доповнює і, нарешті, заміщує вторинне за допомогою перепланування генерації і вводиться в дію відповідальними СПО; контроль часу регулює глобальні відхилення синхронного часу в довгостроковій перспективі як спільні дії всіх СПО.

Відповідно до [33] технічні вимоги до організації первинного регулювання частоти в ENTSO-E наступні:

- початок активації первинного регулюючого резерву відбувається тоді, коли відхилення частоти від номінального значення перевищує $\pm 0,02$ Гц;
- квазістаціонарне відхилення частоти $\pm 0,18$ Гц від номінального значення частоти дозволено як максимальне значення в синхронній області UCTE після виникнення еталонного збурення після періоду початку стабільної роботи;
- при припущенні, що ефект саморегуляції навантаження відсутній, максимально допустиме квазістаціонарне відхилення частоти буде дорівнювати

$\pm 0,2$ Гц і воно викликає повну активацію первинного регулюючого резерву в межах синхронної області UCTE;

- мінімальна миттєва частота визначається рівною 49,2 Гц у відповідь на дефіцит генеруючої потужності, що дорівнює або менше еталонного збурення, максимальна миттєва частота визначається рівною 50,8 Гц;

- для синхронної області UCTE максимальне відхилення миттєвої потужності визначається рівним 3000 МВт, виходячи з експлуатаційних характеристик, що стосуються надійності системи та обсягів навантажень та агрегатів виробництва;

- великі збурення, такі як раптова втрата генерації або навантаження, які перевищують 600 МВт (перший рівень) відповідно 1000 МВт (другий рівень) в синхронній області UCTE, викликають процедуру аналізу реакції системи UCTE;

- припускається, що саморегуляція навантаження в синхронній області UCTE дорівнює 1% / Гц, тобто зменшення навантаження на 1% відбувається у випадку падіння частоти 1 Гц;

- для керування частотою квазістаціонарний запас безпеки визначається рівним 20 мГц.

Час для початку дії первинного регулювання частоти становить кілька секунд після збурення, час введення 50% або менше від загального обсягу первинного резерву становить не більше 15 с, а час введення від 50% до 100% лінійно зростає до 30 секунд. Кожен ОСП повинен регулярно перевіряти час введення первинного резерву потужності в межах своєї контрольної зони [33].

Відповідно до [33] технічні вимоги до організації вторинного регулювання частоти в ENTSO-E наступні:

- кожна зона регулювання повинна експлуатуватися індивідуальним ОСП, який несе відповідальність за роботу системи передачі цієї зони (як правило, збігається з територією компанії або країни), включаючи відповідальність за доступність, функціонування та надання первинного, вторинного і третинного регулювання в зоні регулювання, щоб підтримувати зміну потужності генерування або споживання в його контрольній зоні за запланованою величиною і підтримувати відновлення частоти у взаємопов'язаній мережі;

- тип ієрархії та організації управління не повинні негативно впливати на

поведінку або якість вторинного регулювання частоти або вводити нестійкість управління. Кожен блок регулювання може розділятися на підконтрольні ділянки, які керують власним базовим управлінням. Контрольний блок організовує внутрішнє вторинне регулювання частоти за однією з централізованих, плюралістичних або ієрархічних схем;

- завдання вторинного регулювання частоти полягає в тому, щоб контролювати випадкові відхилення частоти системи і зміни потужності при нормальній роботі з невеликими збуреннями і після великого збурення. Помилка зони регулювання як лінійна комбінація зміни частоти і потоків потужності повинна контролюватися, щоб повернути значення частоти системи і перетоків потужності до заданих значень після будь-яких відхилень і в будь-який час. Не пізніше, ніж через 30 с, вторинний контролер повинен запустити керуючу дію шляхом зміни заданих значень для вторинного регулювання частоти для ініціювання коригувальних дій керування. Як результат вторинного регулювання частоти повернення параметрів режиму енергосистеми повинно продовжуватися з постійним процесом корекції початкового значення, відбуваючись якнайшвидше, без перевищення, і завершуючись не пізніше ніж за 15 хв.;

- використання для вторинного регулювання резервів сусідніх енергосистем допустимо, в разі якщо не менше 66% вторинних резервів і 50% від суми вторинних і третинних резервів знаходяться всередині зони регулювання, і при цьому забезпечується достатня пропускна здатність міжсистемних зв'язків.

Відповідно до [33] технічні вимоги до організації третинного регулювання частоти в ENTSO-E наступні:

- відновлення ефективного діапазону вторинного регулювання частоти може тривати до 15 хв., тоді як третинне регулювання частоти для оптимізації мережі та генеруючої системи не обов'язково буде завершений після цього часу;

- фіксована частка у розмірі 50% від загального необхідного обсягу резерву для регулювання частоти плюс третинний резерв регулювання повинна зберігатися в зоні регулювання;

- у разі залучення одного або декількох ОСП для здійснення третинного регулювання частоти з метою забезпечення передачі певного обсягу третинного

резерву потужності від однієї зони регулювання до іншої повинна забезпечуватись достатня пропускна здатність міжсистемних зв'язків.

Відповідно до [33] технічні вимоги до організації синхронного регулювання часу в ENTSO-E наступні:

- допустимий діапазон розбіжностей між синхронним часом і UTC допускається в діапазоні ± 20 секунд (без необхідності керувати часом);
- нормальний діапазон розбіжностей між синхронним часом і UTC знаходиться в діапазоні ± 30 секунд при нормальних умовах у разі безперебійної роботи взаємопов'язаної мережі;
- винятковий діапазон розбіжностей допускається у виняткових умовах і у разі безперебійної роботи взаємопов'язаної мережі розбіжність між синхронним часом і UTC знаходиться в діапазоні ± 60 секунд.

Центр управління Laufenburg в Швейцарії відповідає за розрахунок синхронного часу та організацію його корекції, яка передбачає встановлення заданої частоти для вторинного регулювання в кожній контрольній зоні при 49,99 Гц або 50,01 Гц, залежно від напрямку корекції, для повних періодів одного дня (від 0 до 24 годин).

4 МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ЧАСТОТИ

Для дослідження процесу регулювання частоти необхідно проаналізувати перехідні процеси при виникненні в енергосистемі збурень, що призводять до відхилення частоти, та наявність і вплив на режим відповідних резервів потужності для забезпечення первинного, вторинного і третинного регулювання частоти. Специфікою таких досліджень є неможливість проведення натурних експериментів та необхідність застосування для цього моделювання режимів енергосистем. Питанню моделювання режимів ЕЕС увагу приділяли багато фахівців [8-12].

Математична модель процесу зміни частоти в енергосистемі при виникненні збурень повинна враховувати особливості структурної будови системи, наявність та характеристики окремих засобів та систем автоматичного регулювання режимами роботи тощо. Найбільш універсальними засобами для моделювання є пакети прикладних програм MatLab, Mathcad, Mathematica, Eureka, Derive, Maple та ін. Для вирішення поставленої задачі було застосоване моделювання у Simulink [34].

4.1 Опис моделі енергосистеми

Енергетична система як об'єкт моделювання в середовищі MatLab Simulink являє собою сукупність пов'язаних спільним режимом роботи блоків генерування, передачі та споживання електроенергії, які враховують властивості, специфіку будови й функціонування кожного елементу енергосистеми, а також особливості, які притаманні системі в цілому при роботі енергооб'єднання в різних режимах.

На рис. 4.1 показані моделі у MatLab Simulink окремих блоків компонентів, що входять до складу елементів ЕЕС, які враховують особливості побудови, технологічного процесу та умови роботи цих компонентів в складі енергетичних установок через значення коефіцієнтів, передатних функцій тощо [35-37].

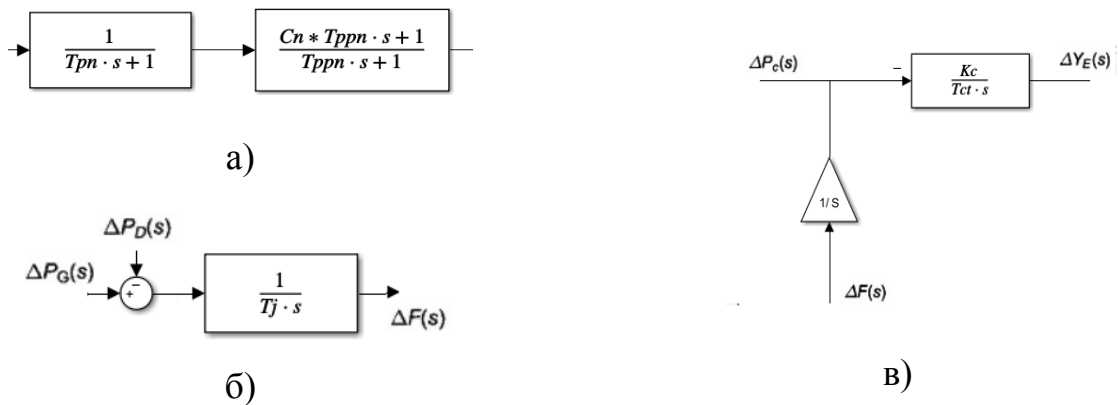


Рисунок 4.1 – Моделі окремих блоків компонентів елементів ЕЕС:

а) парової турбіни; б) генератора; в) системи регулювання швидкості турбіни

Шляхом об'єднання блок-схем окремих компонентів елементів ЕЕС були змодельовані елементи ОЕС України: різні за типами джерела живлення (АЕС, ТЕС, ГЕС, ВДЕ), споживачі, регулятори тощо. Для прикладу на рис. 4.2. представлено блок-схему моделі АЕС.

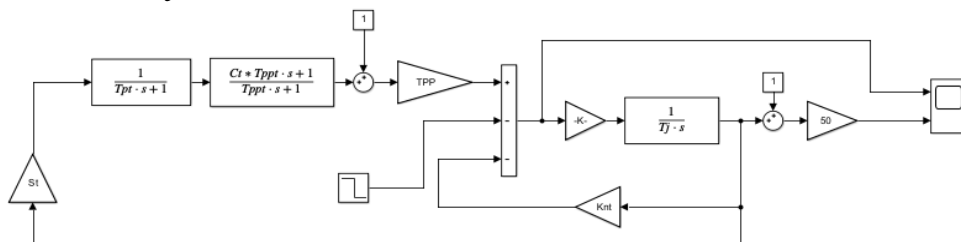


Рисунок 4.2 – Модель АЕС

4.2 Модель ОЕС України

Використовуючи окремі блоки елементів ЕЕС, була побудована модель ОЕС України з урахуванням всіх особливостей об'єкта моделювання (рис. 4.3). Модель враховує основні параметри, які впливають на режим роботи енергосистеми, особливості характеристик автоматичних регуляторів, які застосовуються для забезпечення режиму, а також сталу механічну інерцію і статизм енергосистеми.

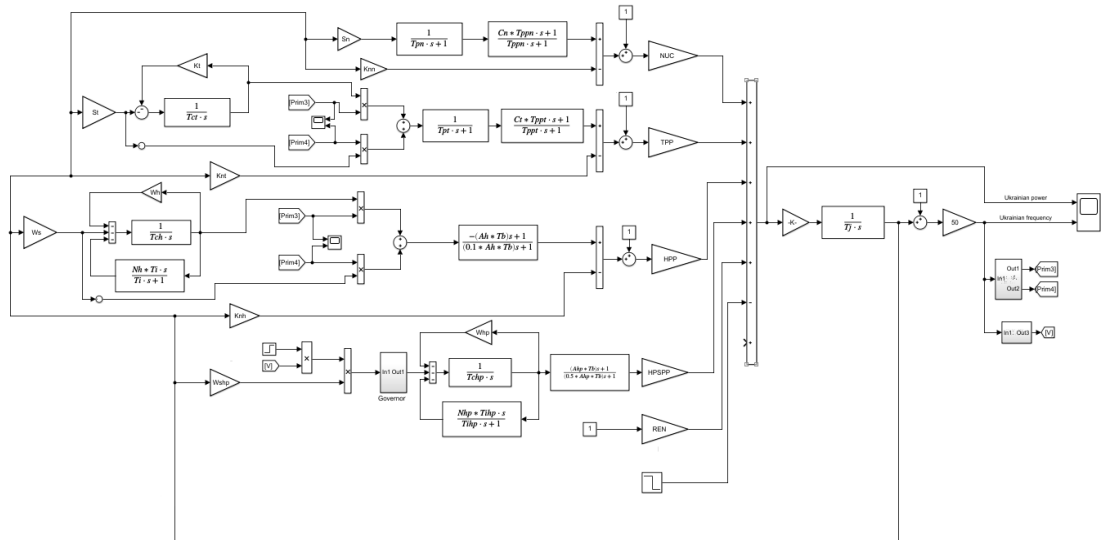


Рисунок 4.3 – Модель ОЕС України для дослідження частоти

ТЕС і ГЕС виконані з наявністю первинного регулювання частоти. Модель виконана з урахуванням нечутливості регулятора турбіни для не модернізованих електростанцій. Модель ОЕС України також враховує вторинний регулятор частоти для ГЕС та ТЕС з резервом 480 МВт.

Блок АЕС не включає первинну систему управління, оскільки в Україні на даний момент ці станції лише модернізуються для участі в первинному регулюванні.

Аналіз режимів ОЕС України при переході до встановлення квазістаціонарного стану триває від 7 до 12 с, що цілком відповідає реальним даним [20].

4.3 Модель енергосистеми Європи

Енергетична система Європи побудована аналогічним чином, вона представлена в більш спрощеній формі, оскільки має значну вагу і більш стабільний стан (рис. 4.4). Модель враховує відмінні особливості об'єкта дослідження:

структуру і специфіку виробництва енергії, особливості регулювання режимів (первинний контроль мають всі електростанції).

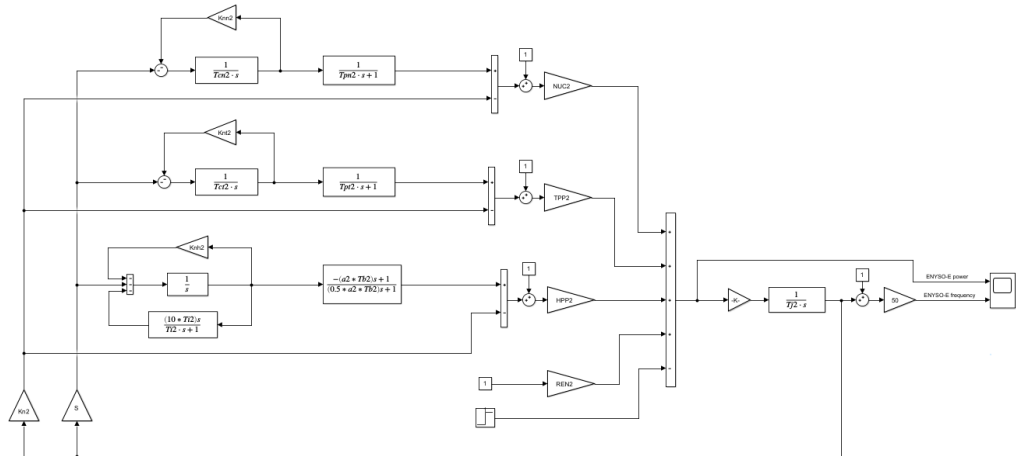


Рисунок 4.4 - Модель енергосистеми ENTSO-E для дослідження частоти

4.4 Модель енергооб'єднання ОЕС України та енергосистеми Європи

Модель енергооб'єднання ОЕС України та енергосистеми Європи, яка дозволяє дослідити особливості як автономного, так і паралельного режиму роботи цих систем, представлена на рис. 4.5.

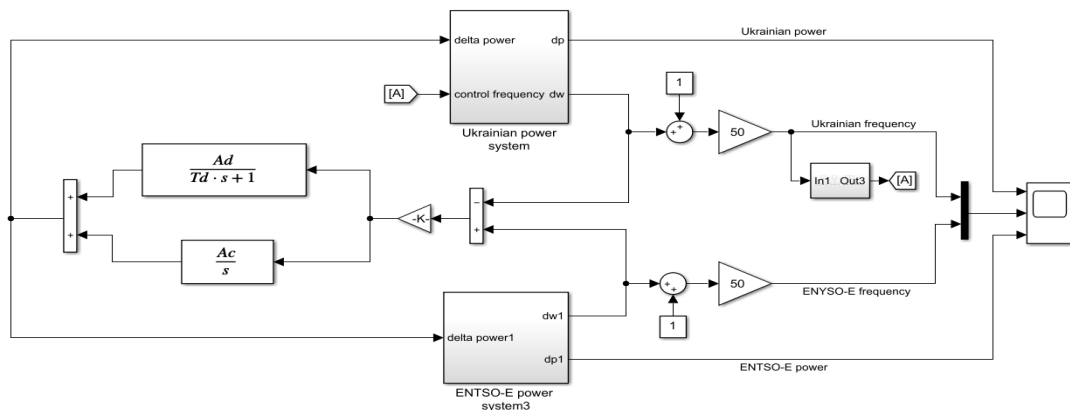


Рисунок 4.5 – Модель енергооб'єднання ОЕС України з ENTSO-E

Достовірність моделі була підтверджена співставленням результатів моделювання процесу зміни частоти при нормальних та аварійних режимах в ОЕС України з даними, які отримані іншими дослідниками [8-10] та значеннями частоти в ОЕС України, які зафіксовано НЕК Укренерго [20]. Максимальна величина похибки розрахунку частоти становила 1,2% при моделюванні нормальних та 1,5% при аварійних режимах роботи енергосистеми, що підтверджує достовірність побудованої моделі.

5 ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

З використанням розробленої моделі проведений комплекс розрахунків перехідних процесів при виникненні різних за величиною збурень при автономній роботі енергосистем ОЕС України та ENTSO-E, а також при їх об'єднанні на паралельну роботу.

Для інтеграції в європейську енергосистему ОЕС України повинна запровадити ефективне регулювання частоти в ізолюваному режимі роботи, під час якого повинна зберігати відхилення частоти в допустимих межах. Максимальне збурення в такому режимі буде при відключенні найпотужнішого генератора системи (1 ГВт на Хмельницькій АЕС). Для дослідження цього режиму була змодельована ситуація при відключенні генеруючої потужності 1000 МВт при роботі ОЕС України в ізолюваному режимі. Зміна параметрів режиму для енергосистеми в цьому режимі показана на рис. Д.1, представленою в додатках.

Аналіз результатів моделювання такого режиму показав, що частота в ОЕС України не відповідає ні європейським [17, 33], ні українським [16] вимогам, так як при втраті 1000 МВт генеруючої потужності динамічне відхилення в ОЕС України буде в діапазоні 1 Гц, що призведе до активації автоматичного частотного розвантаження. Також квазістатичне відхилення складе більше $\pm 0,4$ Гц, що є неприпустимим режимом роботи. Резерв вторинного регулювання має значення в 480 МВт, що охоплює тільки половину дисбалансу.

Також було проаналізовано режим відключення енергоблоків потужністю 100 МВт (рис. Д.2) і 200 МВт (рис. Д.3). В результаті цього експерименту з'ясувалося, що ОЕС України зможе протистояти відключенням потужності 200 МВт на електростанції або різкому зниженню навантаження аналогічного розміру. Динамічне відхилення частоти буде допустимим (в межах $\pm 0,4$ Гц), в той час, як квазістатичне відхилення частоти буде в межах $\pm 0,2$ Гц, що є недопустимим.

Таким чином, дослідження показало, що в ізолюваному режимі ОЕС України буде працювати з показниками, які не відповідають вимогам до регулювання частоти [16,17, 33]. Для вирішення цієї проблеми необхідно запровадити додаткові резервні потужності та модернізувати обладнання електростанцій з метою забезпечення первинного і вторинного регулювання частоти відпо-

відно до європейських стандартів [33].

Для дослідження автономної роботи енергосистеми Європи був змодельований режим при втраті найбільшої одиниці електростанції (3000 МВт) при максимальному навантаженні в енергосистемі (рис. Д.4). Аналіз результатів показав, що частота при впливі такого за величиною збурення буде перебувати в допустимих межах як для динамічного відхилення частоти ($\pm 0,8$ Гц), так і для квазістатичних відхилень ($\pm 0,2$ Гц). Це підтверджує якісну і стійку роботу енергосистеми ENTSO-E з урахуванням виконання всіх вимог [33].

Також при втраті 1000 МВт генерації (рис. Д.5) або навантаження (рис. Д.6) енергосистема ENTSO-E буде залишатись стабільною, тобто при такому порушенні режиму відхилення частоти буде в межах вимог [33].

Таким чином, моделювання показало, що в автономному режимі роботи енергосистема Європи працює з дотриманням всіх вимог з регулювання частоти і потужності [33].

При об'єднанні ОЕС України та ENTSO-E на паралельну роботу побудована модель дозволяє дослідити зміну частоти в обох енергосистемах та особливості впливу первинного і вторинного регулювання. Були розглянуті процеси при виникненні різних за величиною збурень в ОЕС України (рис. Д.7, Д.8) та в енергосистемі ENTSO-E (рис. Д.9).

Аналіз результатів моделювання цих режимів показав, що при втраті потужності генерації 1000 МВт в ОЕС України відхилення частоти в обох енергосистемах будуть в допустимих межах. При цьому частота енергосистеми ENTSO-E буде незначно відрізнятися, що вказує на велику вагу енергосистеми, а порушення, які для ОЕС України вважаються неприйнятними в автономному режимі роботи, при паралельній роботі, будуть компенсовані за рахунок резервів потужності енергосистеми ENTSO-E, що забезпечить допустимі межі відхилення частоти в ОЕС України відповідно до [33].

При небалансі у разі втрати потужності генерації 3000 МВт з боку ENTSO-E відхилення частоти в ОЕС України також буде в допустимих межах. При цьому порушенні режиму буде присутній асинхронний режим в перехідному процесі, але значно менше, ніж коли виникнення небалансу відбувається з

української сторони.

Таким чином, об'єднання ОЕС України з енергосистемою ENTSO-E сприятиме підвищенню стійкості ОЕС України до великих збурень. Для виконання умов щодо об'єднання енергосистем виникає необхідність вирішення низки питань стосовно забезпечення пропускну здатності ЛЕП, забезпечення статичної стійкості окремих частин енергосистеми та показників якості електричної енергії, що потребує проведення додаткових досліджень.

ВИСНОВКИ

В результаті виконання наукової роботи було зроблено наступне:

1. досліджені особливості регулювання частоти в енергосистемі, впливу частоти на роботу споживачів та специфіка організації процесу регулювання частоти, що застосовується в більшості енергосистем світу;
2. розглянуті основні характеристики досліджуваних енергосистем України та Європи як об'єктів керування, враховуючі їх склад, структуру споживання та генерації енергії, а також організації процесів регулювання режимів роботи;
3. виконано аналіз сучасних вимог до регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України та європейській енергосистемі;
4. в середовищі MatLab Simulink виконано моделювання ОЕС України та енергосистеми Європи для дослідження процесів регулювання частоти;
5. з використанням побудованої моделі виконано дослідження перехідних процесів для режимів автономної та об'єднаної роботи ОЕС України та енергосистеми Європи в разі виникнення різних за величиною збурень;
6. зроблено аналіз забезпечення вимог щодо регулювання частоти в ОЕС України та енергосистемі Європи при їх автономній та об'єднаній роботі.

Результати проведених досліджень опубліковано у 2 збірниках наукових праць конференцій та у 1 фаховому виданні.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 р. № 605-р. Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80>
2. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Оцінка роботи електростанцій при наданні допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України / О.В. Кириленко, І.В. Блінов, Є.В. Парус // Технічна електродинаміка. - 2013. - № 5. - С. 55-60.
3. Yandulskyi O.S., Hulyi V.S. Peculiarities of tps units participation in the secondary frequency control in the itegrated energy system of Ukraine / O.S. Yandulskyi, V.S. Hulyi // Scientific Works of VNTU. - 2017. - № 4. - С. 1-4.
4. Павловський В.В., Стелюк А.О. Оцінка впливу частотних автоматик енергоблоків атомних електростанцій на живучість та стійкість ОЕС України за частотою / В.В. Павловський, А.О. Стелюк // Технічна електродинаміка. - 2015. - № 6. - С. 53-57.
5. Abbaspourtorbati F., Scherer M., Ulbig A., Andersson G. Towards an Optimal Activation Pattern of Tertiary Control Reserves in the Power System of Switzerland / F. Abbaspourtorbati, M. Scherer, A. Ulbig, G. Andersson // American Control Conference (ACC). - 2012. - P. 3629 - 3636.
6. Rodr'iguez M. de la Torre, Scherer M., Whitley D., Reyer F. Frequency Containment Reserves Dimensioning and Target Performance in the European Power System / M. de la Torre Rodr'iguez, M. Scherer, D. Whitley, and F. Reyer // 2014 IEEE PES General Meeting. - 2014. - Conference Exposition. - P. 1-5.
7. Яндульский А.С., Стелюк А.О., Лукаш Н.П. Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности в энергосистемах. - К.: НТУУ «КПІ», 2010. - 88 с.
8. Кулик М.М., Дрьомін І.В. Універсальна модель регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах / М.М. Кулик, І.В. Дрьомін // Проблеми загальної енергетики. - 2013. - Вип. 4 (35). - С. 5-15.

9. Кулик М.М., Дрьомін І.В. Узагальнена математична модель та характеристики адаптивних систем автоматичного регулювання частоти і потужності / М.М. Кулик, І.В. Дрьомін // Проблеми загальної енергетики. - 2015. - Вип. 4 (43). - С. 14-23.

10. Кириленко О.В., Павловський В.В., Стелюк А.О. Моделювання роботи системи автоматичного регулювання частоти та потужності з урахуванням динаміки групових регуляторів станцій / О.В. Кириленко, В.В. Павловський, А.О. Стелюк // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. - 2016. - №3 (146). - С. 19-25.

11. Дрёмин И.В. Моделирование межсистемных перетоков мощности при автоматическом регулировании частоты / И.В. Дрёмин // Проблеми загальної енергетики. - 2012. - Вип. 4 (31). - С. 5-11.

12. Яндульский А.С. Моделирование системы автоматического регулирования частоты и активной мощности в динамических режимах / А.С. Яндульский, А.О. Стелюк, Н.П. Лукаш // Энергетика и электрификация. - 2012. - № 7. - С. 42-48.

13. Совалов С.А. Режимы единой энергосистемы. - М.: Атомэнергоиздат. - 1983. - 384 с.

14. Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: ГОСТ 13109-97. [Чинний від 01.01.2000]. - К.: Изд-во стандартов, 1999. - 31 с.

15. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT): ДСТУ EN 50160:2014. [Чинний від 01.10.2014]. - К.: Мінекономрозвитку України 2014. - 27 с.

16. Вимоги до регулювання частоти і потужності в ОЕС України: СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009. Чинний від 2009-05-23. - Київ: Мінпаливенерго, 2009. – 54 с.

17. Load-Frequency Control and Performance [E]. A1 - Appendix1. [Чинний від 2004-03-01]. - UCTE OpNB. - Режим доступу: http://www.pseoperator.pl/uploads/kontener/UCTE_Operatio_n_Handbook_Appendix1.pdf.

18. План розвитку системи передачі на 2019-2028 роки. - Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/03/ПРОЕКТ-Planu-rozvytku-systemy-peredachi-na-2019-2028-roky.pdf>

19. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. 2018 р. - Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/11/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyh-potuzhnostej.pdf>

20. Національна енергетична компанія «Укренерго». Офіційний веб-сайт. - Режим доступу: <https://ua.energy/>

21. Управление режимами энергосистем и вопросы автоматизации: учеб. пособ. / А.А. Минченко, В.Н. Яровой. - Харьков: НТУ «ХПИ», 2009. - 189 с.

22. ENTSO-E. Офіційний веб-сайт. - Режим доступу: www.entsoe.eu

23. Power facts Europe 2019. - Режим доступу: <https://www.entsoe.eu/news/2019/01/22/entso-e-releases-new-data-driven-report-powerfacts-europe-2019/>

24. UCTE Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency control. Final version. - Approved by SC on 19 March 2009. - 33 p.

25. UCTE Operation Handbook–Introduction. Final version. - Approved by SC on 24 June 2004. - 18 p.

26. UCTE Operation Handbook – Glossary. Final version. - Approved by SC on 24 June 2004. - 17 p.

27. Nordic Grid Code 2007 – Nordic collection of rules. - Approved by Nordel 15 January 2007. - 190 p.

28. Balancing code №.3. Frequency control process. Issue 5 Revision 0. - Approved by National Frid Electricity Transmission 17 august 2012. - 8 p.

29. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках ТЕС (ТЕЦ). Настанова. СОУ-Н ЕЕ 04.157:2009. - Режим доступу: <https://ua.energy/mediya/dostup-do-publichnoyi-informatsiyi/normatyvni-dokumenty/#1538038431059-ab9c72a8-65b7>

30. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на ГЕС. Настанова. СОУ-Н ЕЕ

04.158:2009. - Режим доступу: <https://ua.energy/mediya/dostup-do-publichnoyi-informatsiyi/normatyvni-dokumenty/#1538038431059-ab9c72a8-65b7>

31. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках АЕС. Настанова. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.159:2009. - Режим доступу: <https://ua.energy/mediya/dostup-do-publichnoyi-informatsiyi/normatyvni-dokumenty/#1538038431059-ab9c72a8-65b7>

32. Методики і рекомендації щодо перевірки готовності ТЕС, ГЕС і АЕС до участі у регулюванні частоти та потужності в ОЕС України. Настанова. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.160:2009. - Режим доступу: <https://ua.energy/mediya/dostup-do-publichnoyi-informatsiyi/normatyvni-dokumenty/#1538038431059-ab9c72a8-65b7>

33. Load-Frequency Control and Performance [E]. P1 – Policy 1., 19. 03. 2009. - Режим доступу: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf

34. Лазарев Ю. Ф. MATLAB і моделювання динамічних систем. Навчальний посібник. Глава 4. Засоби взаємодії Matlab з Simulink. - Київ: НТУУ «КПІ», 2009. - 63 с.

35. Load Frequency Control (Single Area Case). НЕЕЕGUIDE. - Режим доступу: <http://www.eeeguide.com/load-frequency-control/>

36. Thesis-1: Automatic Generation Control (AGC). - Part_3. Only engineering, 29. 06. 2012. - Режим доступу: https://onlyengineering.wordpress.com/2012/06/29/thesis-1-automatic-generation-control-agc-part_3/#comments

37. Turbine Governing System, Inside Power Station, 08. 09. 2009. - Режим доступу: <http://idpowerstation.blogspot.com/2009/09/turbine-governing-system.html>

ДОДАТКИ



Рисунок Д.1 – Зміна потужності і частоти в ОЕС України при втраті потужності генерації 1000 МВт

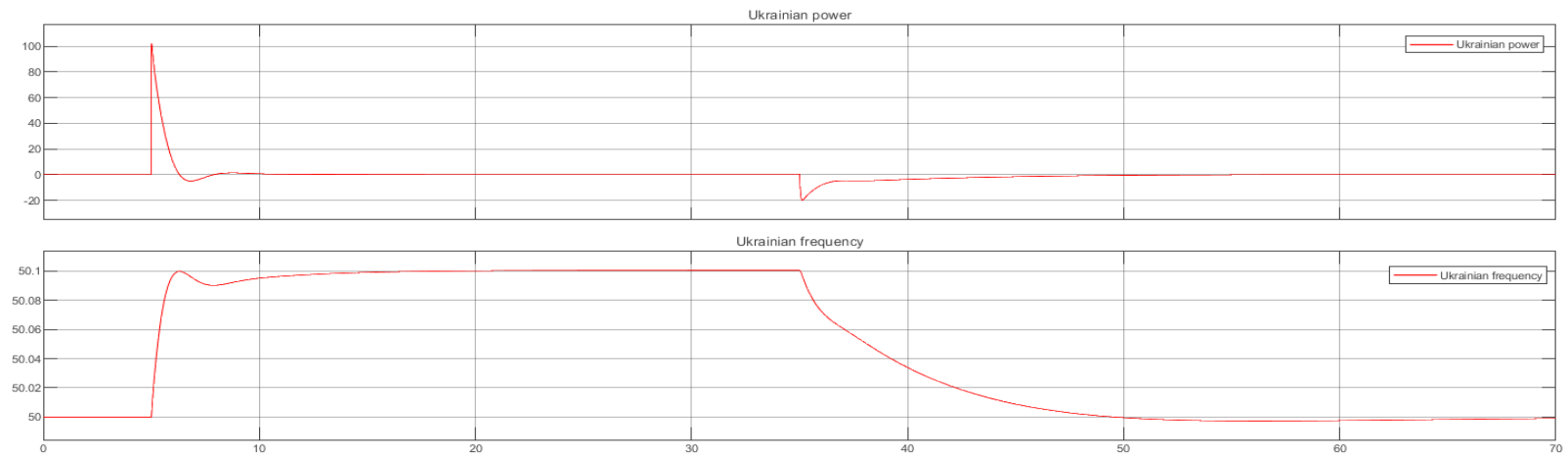


Рисунок Д.2 – Зміна потужності і частоти в ОЕС України при втраті навантаження 100 МВт

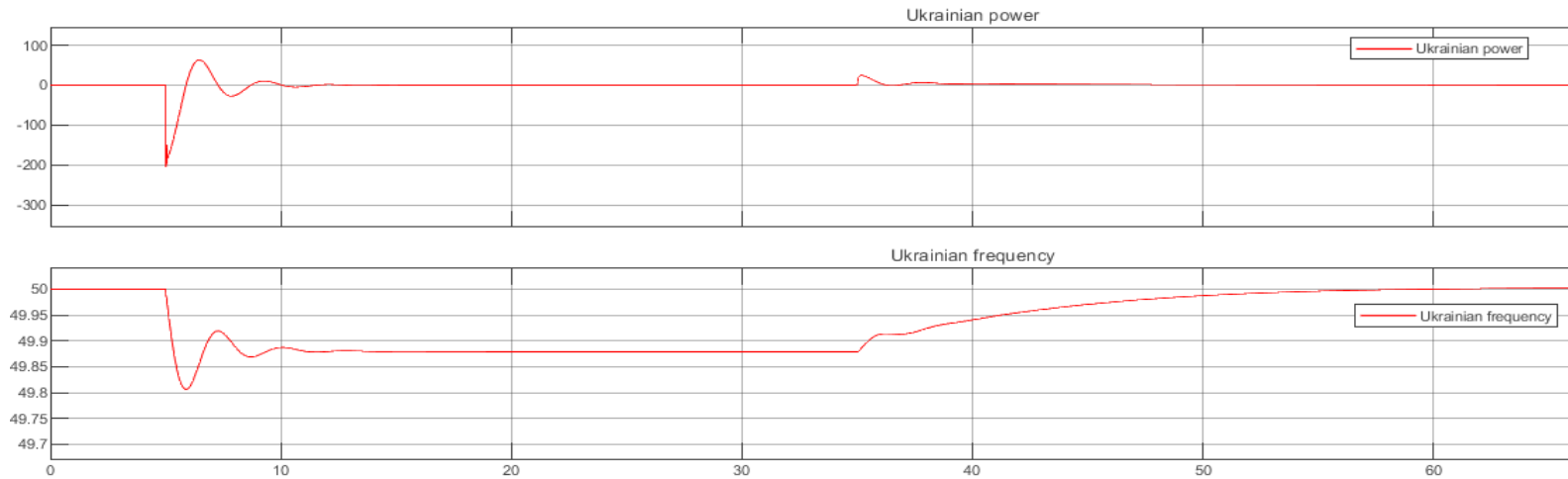


Рисунок Д.3 – Зміна потужності і частоти в ОЕС України при втраті потужності генерації 200 МВт

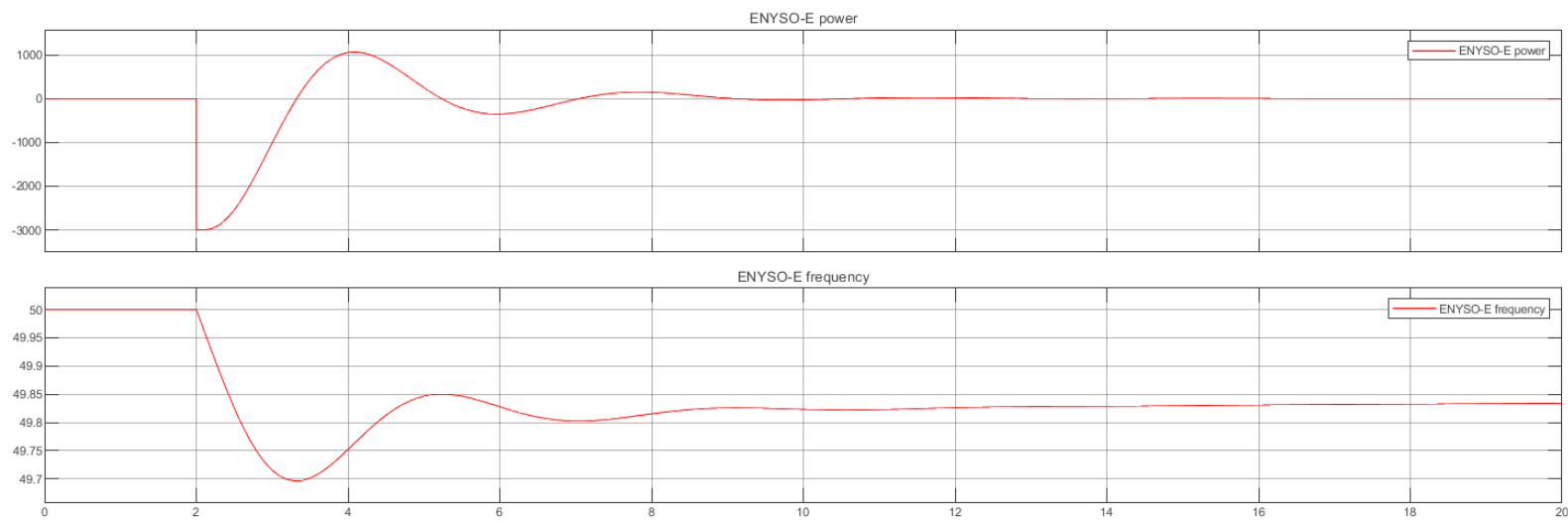


Рисунок Д.4 – Дисбаланс потужності і частоти ENTSO-E при втраті потужності генерації 3000 МВт

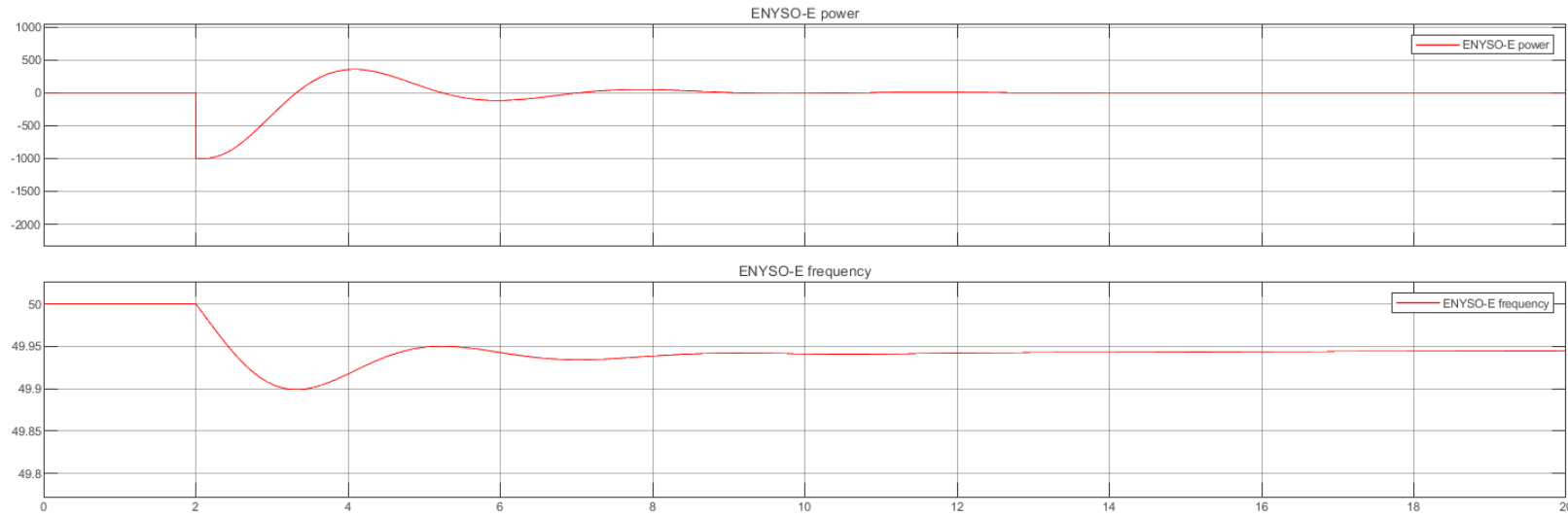


Рисунок Д.5 – Дисбаланс потужності і частоти ENTSO-E при втраті потужності генерації 1000 МВт

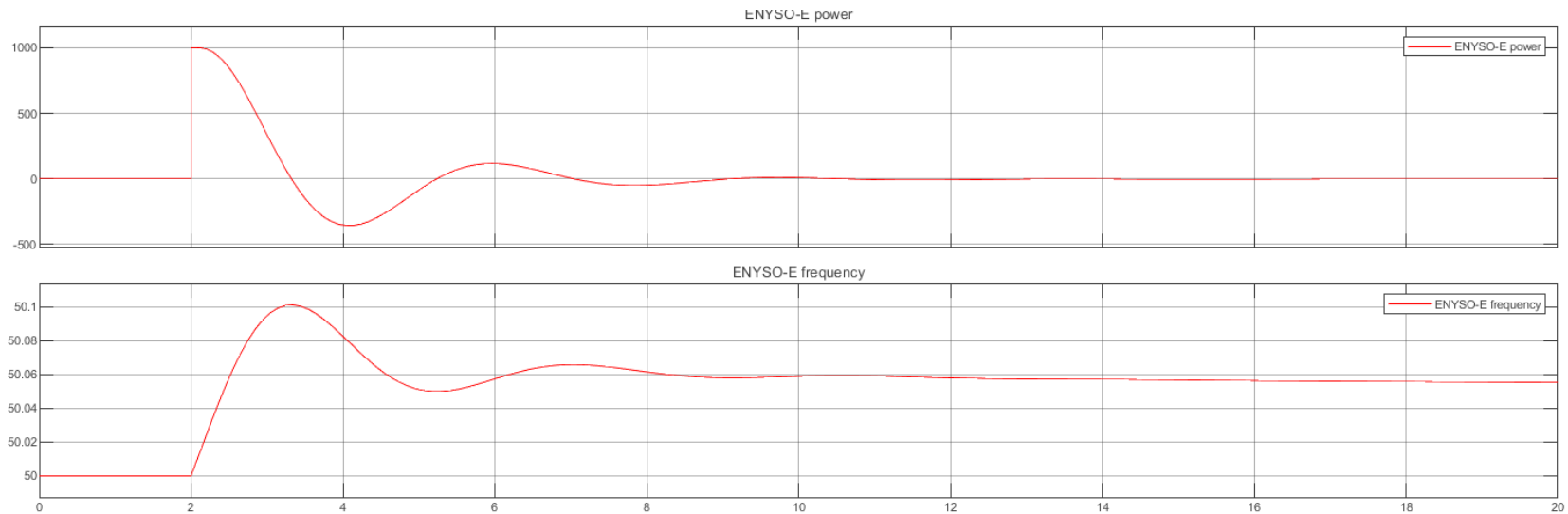


Рисунок Д.6 – Дисбаланс потужності і частоти ENTSO-E при втраті навантаження 1000 МВт

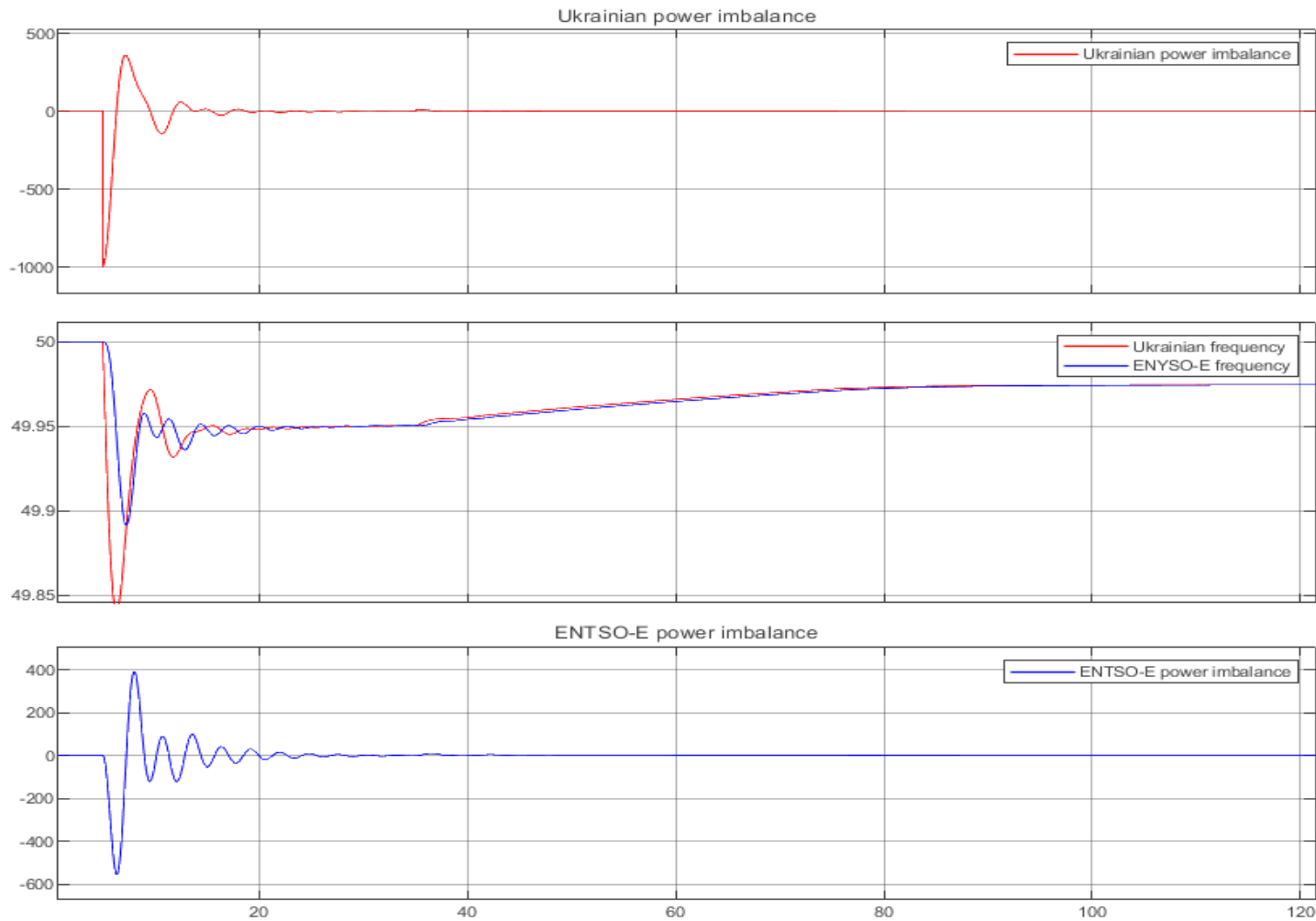


Рисунок Д.7 – Зміна потужності і частоти в ОЕС України і ENTSO-E при роботі вторинного регулювання
(втрата потужності генерації 1000 МВт в ОЕС України)

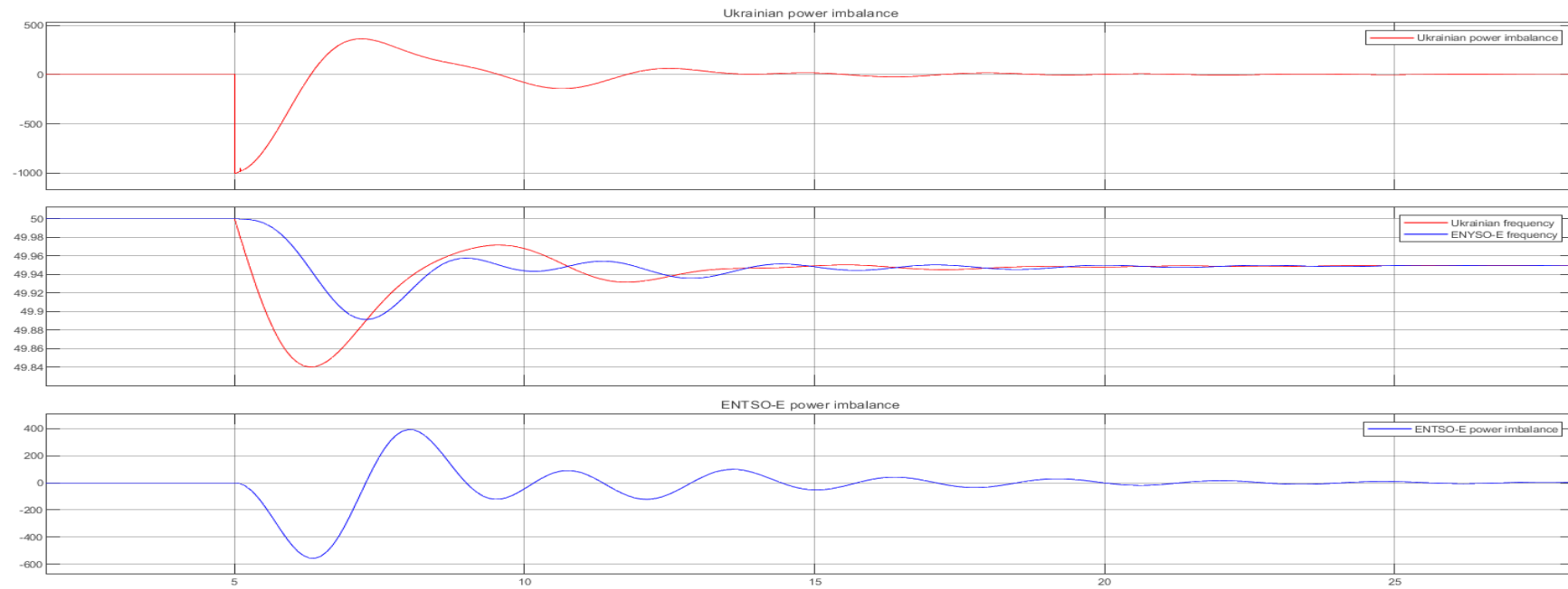


Рисунок Д.8 - Зміна потужності і частоти в ОЕС України і ENTSO-E при роботі первинного регулювання
(втрата потужності генерації 1000 МВт в ОЕС України)

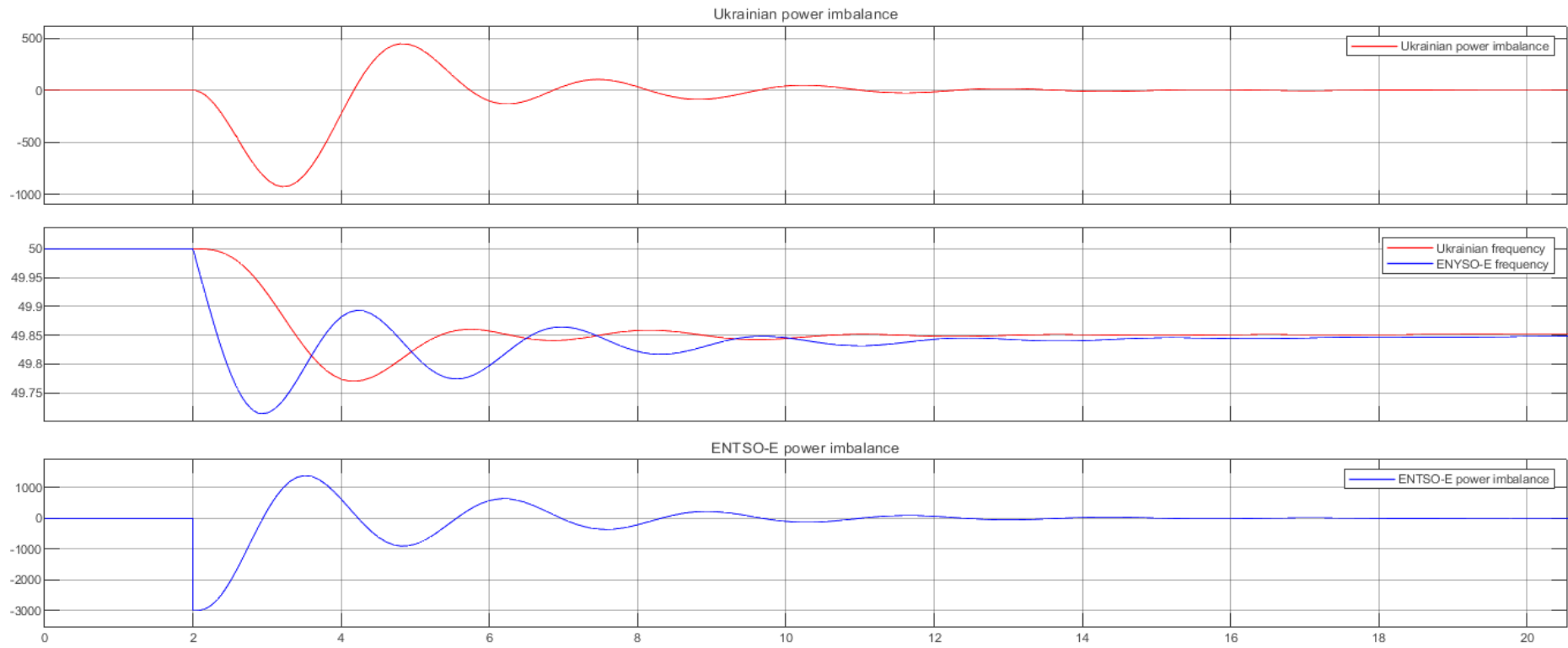


Рисунок Д.9 – Зміна потужності і частоти в ОЕС України і ENTSO-E
при втраті потужності генерації 3000 МВт з боку ENTSO-E