
ЗАВДАННЯ 3.3 ПІДКЛЮЧЕННЯ "ВДЕ" ДО ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

**Вимоги до вітрових та сонячних
фотоелектричних електростанцій потужністю
більше 150 кВт щодо приєднання до зовнішніх
електричних мереж**

Кінцева версія

Жовтень 2011

This assignment was contracted by the **Ukrainian National Electricity Regulatory Commission** utilising European Bank for Reconstruction and Development (EBRD) funding provided by the Global Environment Facility (GEF).



Підготовлено:

AF-MERCADOS EMI

спільно з:

EXERGIA

RAMBOLL

Жовтень 2011

**Вимоги до вітрових та сонячних
фотоелектричних електростанцій потужністю
більше 150 кВт щодо приєднання до зовнішніх
електричних мереж**

Примітка:

Ці Вимоги розроблені на основі Датських вимог до вітрових електростанцій (версія 3.2.5)

Жовтень 2011 року

Історія змін

Версія 1

	Підготовлено	Погоджено	Затверджено
Контроль та затвердження	ПІБ: 1. Горм Бенг Андерсон 2. Андрій Левконюк	ПІБ: 1. Директор проекту Патрік Молоні Ramboll Denmark	
Дата	31.05.2011	5 червня 2011 р.	

Версія 2

	Підготовлено	Погоджено	Затверджено
Контроль та затвердження	ПІБ: 1. Горм Бенг Андерсон 2. Андрій Левконюк	ПІБ: 1. Директор проекту Патрік Молоні Ramboll Denmark	
Дата	10.08.2011	15 серпня 2011 р.	

Версія 3

	Підготовлено	Погоджено	Затверджено
Контроль та затвердження	ПІБ: 1. Горм Бенг Андерсон 2. Андрій Левконюк	ПІБ: 1. Директор проекту Патрік Молоні Ramboll Denmark	
Дата	26.09.2011	5 жовтня 2011 р.	

Перелік консультантів

- Національна комісія регулювання електроенергетики України
 - ДП «НЕК «Укренерго»
 - ✓ Кримська електроенергетична система
 - ✓ Донбаська електроенергетична система
 - ✓ Дніпровська електроенергетична система
 - ✓ Західна електроенергетична система
 - ✓ Південна електроенергетична система
 - ✓ Служба оптимізації електричних режимів
 - ✓ Оперативно-диспетчерське управління
 - ✓ Служба ліній
 - ✓ Управління РЗ та ПА
 - ✓ Служба ЗДТУ
 - ✓ Служба оптимізації енергетичних режимів
 - ✓ СЕПСО та МЗ
 - Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України
 - НАК «ЕКУ»
 - ТОВ «ВС ЕНЕРДЖІ ІНТЕРНЕЙШНЛ УКРАЇНА»
 - ТОВ «Донецький головний комп'ютеринговий центр»
-

Зміст

ПРЕАМБУЛА	8
1. ТЕРМІНОЛОГІЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ	9
1.1 ОБМЕЖУВАЧ ПОТУЖНОСТІ	9
1.2 ВЛАСНИК ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ	9
1.3 COMTRADE	9
1.4 ДЕЛЬТА-ОБМЕЖУВАЧ ПОТУЖНОСТІ	9
1.5 ГРАДІЄНТНИЙ ОБМЕЖУВАЧ ПОТУЖНОСТІ	9
1.6 ВЛАСНИК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	9
1.7 ФЛІКЕР	9
1.8 РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ	9
1.9 УМОВНЕ ПОЗНАЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ГЕНЕРАЦІЇ	10
1.10 ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ЗАГАЛЬНОГО ПРИЗНАЧЕННЯ	10
1.11 СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ	10
1.12 ТОЧКА ЗАГАЛЬНОГО ПРИЄДНАННЯ	10
1.13 НОМІНАЛЬНА ПОТУЖНІСТЬ ВІТРОВОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ	10
1.14 МАКСИМАЛЬНА РОБОЧА ПОТУЖНІСТЬ ВІТРОВОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ	10
1.15 НОМІНАЛЬНА ШВИДКІСТЬ ВІТРУ	10
1.16 ОПЕРАТОР ПЕРЕДАЧІ МІСЦЕВИМИ МЕРЕЖАМИ	10
1.17 ОБЛАСТЬ НОРМАЛЬНОЇ РОБОТИ	11
1.18 ВНУТРІШНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ	11
1.19 ЗАМКНУТА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА	11
1.20 КОЛИВАННЯ НАПРУГИ	11
1.21 ТОЧКА ОПОРНА ПО НАПРУЗІ	11
1.22 НАХИЛ	11
1.23 ВИМИКАЛЬНА ШВИДКІСТЬ ВІТРУ ДЛЯ ВЕУ	11
1.24 СИСТЕМНИЙ ОПЕРАТОР	11
1.25 ТОЧКА ПРИЄДНАННЯ	11
1.26 UTC	13
1.27 ФОТОЕЛЕКТРИЧНИЙ МОДУЛЬ	13
1.28 ФОТОЕЛЕКТРИЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ	13
1.29 ВІТРОВА ЕЛЕКТРИЧНА УСТАНОВКА	13
1.30 ВІТРОВА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ	13
1.31 УПРАВЛІННЯ ВІТРОВОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ	14
1.32 ВІТРОЕЛЕКТРИЧНА УСТАНОВКА	14
1.33 ОПЕРАТОР ВІТРОВОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ	14
1.34 ВИСХІДНЕ РЕГУЛЮВАННЯ	14
1.35 НИЗХІДНЕ РЕГУЛЮВАННЯ	14
1.36 ДИНАМІЧНА МОДЕЛЬ	14

2. МЕТА, СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ ТА НОРМАТИВНІ ПОЛОЖЕННЯ	15
2.1 МЕТА	15
2.2 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ	15
2.3 ДЕЛІМІТАЦІЯ.....	15
2.4 ЗАКОННІ ПОВНОВАЖЕННЯ	15
2.5 ПОЧАТОК	16
2.6 СКАРГИ	16
2.7 НЕДОТРИМАННЯ ПОЛОЖЕНЬ.....	16
2.8 САНКЦІЇ	16
2.9 ПІЛЬГИ ТА НЕПЕРЕДБАЧЕНІ ПОДІЇ	16
2.10 СПИСОК ПОСИЛАНЬ	16
3. ДОПУСТИМІ ДІАПАЗОНИ ЗМІНИ ЧАСТОТИ І НАПРУГИ	19
3.1 ВИЗНАЧЕННЯ РІВНЯ НАПРУГИ.....	19
3.2 НОРМАЛЬНІ УМОВИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ	19
3.2.1 ВІТРОВІ ТА ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З ДІАПАЗОНОМ	
ПОТУЖНОСТІ ВІД 150 кВт ДО 2 МВт	20
3.2.2. ВІТРОВІ ТА ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З ПОТУЖНІСТЮ	
БІЛЬШОЮ ЗА 2 МВт	20
3.3 АВАРІЙНІ УМОВИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ	20
3.3.1 ДОПУСТИМІ МЕЖІ ПАДІННЯ НАПРУГИ	21
3.3.2 РОЗРАХУНКОВІ АВАРІЙНІ СИТУАЦІЇ	22
4. ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	24
4.1 ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ	24
4.2 ВИМОГИ ЩОДО ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	24
5. УПРАВЛІННЯ ТА МОНІТОРИНГ	25
5.1 ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ	25
5.2 ФУНКЦІЇ РЕГУЛЮВАННЯ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	26
5.2.1 РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ	26
5.2.2 ФУНКЦІЇ ОБМЕЖЕННЯ	27
5.3 ФУНКЦІЇ РЕГУЛЮВАННЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТА НАПРУГИ	28
5.3.1 РЕГУЛЮВАННЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	29
5.3.2 РЕГУЛЮВАННЯ КОЕФІЦІЄНТУ ПОТУЖНОСТІ	29
5.3.3 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	29
5.4 СИСТЕМНИЙ ЗАХИСТ	30
5.5 ПРІОРИТЕТНІСТЬ ФУНКЦІЙ УПРАВЛІННЯ	31
5.6 ФУНКЦІЇ УПРАВЛІННЯ ВІТРОВИХ ТА ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ.....	31
5.7. ВИМОГИ ЩОДО РЕГУЛЮВАННЯ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	31
5.7.1. ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ВІД 150 кВт ДО 2 МВт	31
5.7.2. ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ВІД 2 МВт ДО 25 МВт	32
5.7.3. ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ БІЛЬШЕ 25 МВт	32

5.8. Визначення недовиробленої електроенергії	33
5.9. Вимоги щодо регулювання реактивної потужності	33
5.9.1. ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ВІД 150 кВт ДО 2 МВт	33
5.9.2. ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ВІД 2 МВт ДО 25 МВт	33
5.9.3. ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ БІЛЬШЕ 25 МВт	34
6. ЗАХИСТ	36
6.1. Загальні положення	36
6.2. Вимоги щодо захисту електричних мереж у точці приєднання	36
6.2.1. ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ВІД 150 кВт ДО 25 МВт	36
6.2.2. ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ БІЛЬШЕ 25 МВт	37
7. ОБМІН ДАНИМИ ТА СИГНАЛАМИ	38
7.1. Вимоги до зв'язку	38
7.1.1. ВІТРОВІ ТА ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ВІД 150 кВт ДО 2 МВт	38
7.1.2. ВІТРОВІ ТА ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ БІЛЬШОЮ, НІЖ 2 МВт	38
7.2. Вимоги до вимірювань	38
7.3. Обмін даними	39
7.4. Реєстрація коротких замикань	39
7.5. Запит на отримання додаткових вимірювальних даних та документації	40
8. Вимоги до документації	41
8.1. ВІТРОВІ ТА ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ВІД 150 кВт ДО 2 МВт	41
8.2. ВІТРОВІ ТА ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ВІД 2 МВт ДО 25 МВт	41
8.3. ВІТРОВІ ТА ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ БІЛЬШЕ НІЖ 25 МВт	41
9. Вимоги до схем приєднань	43
9.1. ВІТРОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ДО 70 МВт, що приєднуються до місцевих (локальних) електричних мереж	43
9.2. ВІТРОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ПОНАД 70 МВт та такі, які приєднуються до магістральних електричних мереж	43
9.3. ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ	43

ПРЕАМБУЛА

Дані вимоги визначають основні вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій (тобто до електростанцій, які використовують статичні електронні перетворювачі енергії) потужністю від 150 кВт щодо приєднання до електричних мереж загального призначення. Приєднання до електричних мереж інших видів відновлювальних джерел, які використовують синхронні генератори, що безпосередньо приєднуються до електричних мереж (наприклад, сонячні термальні електростанції, малі ГЕС, біогазові установки та ін.) регламентується іншими чинними в Україні нормативними документами.

Ці вимоги побудовані наступним чином: у розділі 1 наведено терміни та визначення, що використовуються; розділ 2 описує нормативні положення і посилання, технічні і функціональні вимоги описані починаючи з розділу 3.

Вимоги розподіляються відповідно до загальної номінальної потужності в точці приєднання:

- *Вітрові та фотоелектричні електростанції* потужності від 150 кВт до 2 МВт – електростанції малої потужності, які можуть впливати на режими роботи локальних вузлів розподільчих мереж середньої напруги;
- *Вітрові та фотоелектричні електростанції* потужності від 2 МВт до 25 МВт – електростанції середньої потужності, які можуть впливати на режими роботи місцевих (локальних) електричних мереж середньої та високої напруги.
- *Вітрові та фотоелектричні електростанції* потужністю більше 25 МВт – електростанції значної потужності, які можуть впливати на режими роботи місцевих (локальних) електричних мереж, магістральних електричних мереж, а також помітно впливати на баланси потужності енергосистем.

В цих вимогах широко використовуються терміни та визначення, найбільш важливі з яких описані у розділі 1. Інші визначення вживаються у значенні, що визначено у Законі України «Про електроенергетику» та інших діючих нормативних документах. В цих вимогах деякі терміни та визначення виділені курсивом.

1. ТЕРМІНОЛОГІЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ

1.1 ОБМЕЖУВАЧ ПОТУЖНОСТІ

Обмежувач потужності – це пристрій, що контролює величину активної потужності по відношенню до максимальної робочої потужності вітрової та фотоелектричної електростанції у точці приєднання. Більш детальний опис здійснено у розділі 5.2.2.1.

1.2 ВЛАСНИК ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Власник електростанції – юридична або фізична особа, яка має право власності на електростанцію. *Власник електростанції* має право передавати експлуатацію електростанції оператору електростанції.

1.3 COMTRADE

COMTRADE (Common Format for Transient Data - Загальний формат для даних про перехідні процеси) – формат файлу, визначений в стандарті IEEE C37.111-1999, який був розроблений для обміну інформацією про події, що виникають внаслідок аварійних ситуацій, тестування та моделювання. Стандарт включає опис необхідних типів файлів та джерел даних про перехідні процеси, таких як захисні реле, реєстратори та імітаційні моделі. Стандарт також визначає частоту дискретизації, фільтри та конвертацію інформації, призначеної для обміну.

1.4 ДЕЛЬТА-ОБМЕЖУВАЧ ПОТУЖНОСТІ

Дельта-обмежувач потужності - пристрій, що контролює активну потужність за фіксованим відхиленням (дельтою) між можливою та фактичною потужностями. Більш детальний опис знаходиться у розділі 5.2.2.2.

1.5 ГРАДІЄНТНИЙ ОБМЕЖУВАЧ ПОТУЖНОСТІ

Градієнтний обмежувач потужності – пристрій, що контролює активну потужність за фіксованим збільшенням/зменшенням (градієнтом) активної потужності. Більш детальний опис знаходиться у розділі 5.2.2.3.

1.6 ВЛАСНИК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Власник електричних мереж – юридична особа, яка на правах власності або користування має електричні установки, призначені для передачі та розподілу електроенергії, та здійснює діяльність з передачі електроенергії відповідно до отриманих ліцензій. Власник електричних мереж має право передавати експлуатацію електричних мереж оператору електричних мереж.

1.7 ФЛІКЕР

Флікер – це суб'єктивне сприйняття людиною коливань світлового потоку штучних джерел освітлення, що викликано коливаннями напруги в електричній мережі, що живить ці джерела. При певній інтенсивності, *флікер* стає подразником для очей. *Флікер* вимірюється за допомогою вимірювача флікера відповідно до IEC 61000-4-15.

1.8 РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ

Регулювання частоти – регулювання активної потужності з метою стабілізації частоти. Більш детальний опис знаходиться у розділі 5.2.1.

1.9 УМОВНЕ ПОЗНАЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ГЕНЕРАЦІЇ

Знак активної/реактивної потужності визначає напрямок потужності генератора. Споживання/імпорт активної/реактивної енергії визначається від'ємним знаком, в той час як генерація/експорт активної /реактивної енергії визначається додатним знаком.

1.10 ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ЗАГАЛЬНОГО ПРИЗНАЧЕННЯ

Електрична мережа загального призначення - електрична мережа енергопостачальної організації, призначена для передачі електричної енергії різним споживачам.

Магістральна електрична мережа - електрична мережа, призначена для передачі електричної енергії від виробника до пунктів підключення місцевих (локальних) мереж (як правило, мережі 220 кВ та вище).

Місцева (локальна) електрична мережа – приєднана електрична мережа, призначена для передачі електричної енергії від магістральної електричної мережі до споживача (як правило, мережі 154 кВ та нижче).

1.11 СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Струми короткого замикання (I_{k1} , I_{k3}) – це величини струму короткого замикання однофазного та трифазного замикання в точці приєднання.

1.12 ТОЧКА ЗАГАЛЬНОГО ПРИЄДНАННЯ

Точка загального приєднання (ТЗП) – точка електричної мережі загального призначення, яка електрично найближча до мереж розглядуваної електростанції, до якої приєднані або можуть бути приєднані електричні мережі інших електростанцій або споживачів. Точка загального приєднання завжди розташована ближче до електричної мережі, див. **рис. 1** і **рис. 2**. Точку загального приєднання визначає власник мережі.

1.13 НОМІНАЛЬНА ПОТУЖНІСТЬ ВІТРОВОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Номінальна потужність вітрової електростанції – це найбільша проектна активна потужність, яку довготривало може генерувати вітрова електростанція. Номінальна потужність визначається встановленою потужністю вітроелектроустановок, параметрами власних потреб та внутрішніх мереж.

1.14 МАКСИМАЛЬНА РОБОЧА ПОТУЖНІСТЬ ВІТРОВОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Максимальна робоча потужність вітрової електростанції (P_n) – це узгоджене значення найбільшої активної потужності, яку вітрова електростанція може довготривало генерувати до точки загального приєднання. Максимальна робоча потужність повинна бути визначена та затверджена при проектуванні.

1.15 НОМІНАЛЬНА ШВИДКІСТЬ ВІТРУ

Номінальна швидкість вітру [7] – швидкість вітру, за якої вітроелектроустановка розвиває номінальну потужність.

Номінальна швидкість вітру – це середня швидкість вітру, при якій вітрова електростанція досягає номінальної потужності, див. IEC 60050-415-03-04 [42]. *Середня швидкість вітру* вираховується як середнє значення швидкостей вітру, виміряних на висоті гондоли, протягом 10 хвилин.

1.16 ОПЕРАТОР ПЕРЕДАЧІ МІСЦЕВИМИ МЕРЕЖАМИ

Суб'єкт підприємницької діяльності, який здійснює діяльність з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами.

1.17 ОБЛАСТЬ НОРМАЛЬНОЇ РОБОТИ

Область нормальної роботи визначає рівень напруги/частоти, при якому вітрова електростанція повинна довготривало виробляти електроенергію, див. **розділ 3.1** та **розділ 3.2**.

1.18 ВНУТРІШНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ

Внутрішні електричні мережі – це електричні мережі між окремими вітроелектричними установками вітрової електростанції та точкою приєднання, де вироблена потужність видається в електричну мережу загального призначення.

1.19 ЗАМКНУТА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА

Замкнута електрична мережа – це електричні мережі загального призначення із супутньою інфраструктурою, що розташована на значній території та з'єднані між собою з метою спільної роботи.

1.20 КОЛИВАННЯ НАПРУГИ

Коливання напруги являє собою серію швидких змін напруги або періодичну зміну діючого значення напруги.

1.21 ТОЧКА ОПОРНА ПО НАПРУЗІ

Точка опорна по напрузі – це точка вимірювання, яка використовується для контролю напруги. Точка опорна по напрузі – це або точка приєднання, або точка загального приєднання, або точка між ними. Враховуючи можливе переключення РПН, точка опорна по напрузі зазвичай знаходиться на стороні високої напруги трансформатора електростанції. Місце розташування точки опорної по напрузі визначає власник мереж чи системний оператор, див. **рис. 2**.

При необхідності регулювання напруги, значення вимірів напруги надаються безкоштовно до узгодженої точки приєднання.

1.22 СТАТИЗМ

Статизм – це кут кривої, якому повинна відповідати функція управління.

1.23 ВИМИКАЛЬНА ШВИДКІСТЬ ВІТРУ ДЛЯ ВЕУ

Вимикальна швидкість вітру для ВЕУ [7] – найбільша швидкість вітру, за якої вітроелектроустановка перестає виробляти електроенергію, щоб запобігти пошкодженню конструкції.

Швидкість вітру відключення – це максимальна швидкість вітру на висоті гондоли, при якій вітрова електростанція, відповідно до проекту, виробляє енергію, див. IEC 60050-415-03-06. Швидкість вітру відключення вираховується як середній показник, який вимірюється на висоті гондоли протягом періоду часу, більшого за 10 хвилин.

1.24 СИСТЕМНИЙ ОПЕРАТОР

Системний оператор (оператор системи) – державне підприємство, яке здійснює централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління об'єднаною енергетичною системою України та визначається центральним органом виконавчої влади, що здійснює управління в електроенергетиці.

1.25 ТОЧКА ПРИЄДНАННЯ

Точка приєднання (ТП) – це точка електричних мереж загального призначення, до якої приєднана або може бути приєднана вітрова електростанція; типове розташування точки приєднання див. **рис.1** і **рис. 2**.

Всі вимоги даного нормативного документу застосовуються до *точки приєднання*. За умови погодження з *власником мереж* на підставі відповідних обґрунтувань, засоби компенсації реактивної потужності, які необхідні для забезпечення вимог цього документу, можуть бути розміщені в будь-якому місці електричної мережі загального призначення.

Рис. 1 ілюструє типове приєднання до мережі вітроелектричної установки невеликої потужності, і де, зазвичай, розташовані *точка приєднання (ТП)* і *точка загального приєднання (ТЗ)*. В даній ситуації *точка приєднання (ТП)* та *точка загального приєднання (ТЗ)* збігаються.

Рис. 1 Типове приєднання малої вітроелектричної установки до мережі

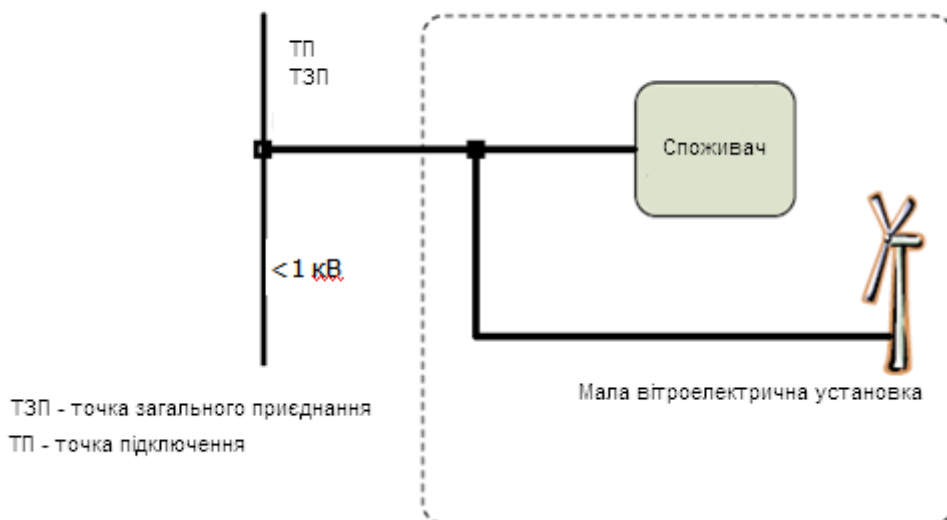
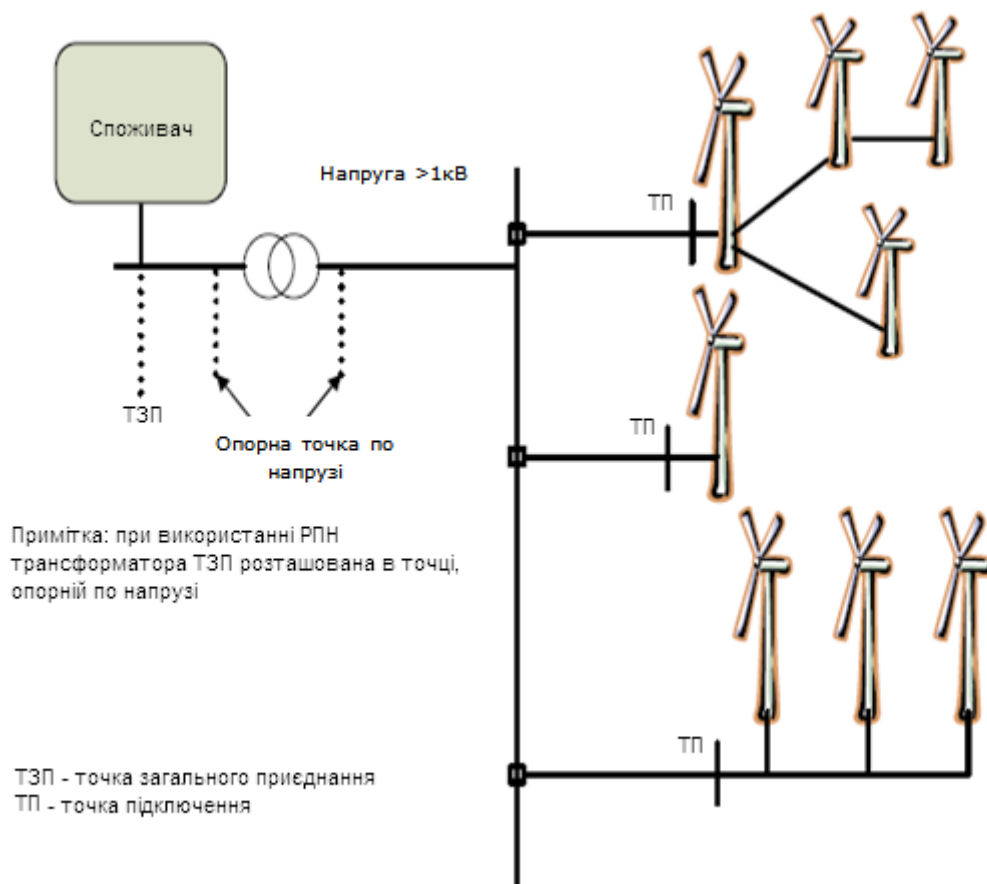


Рисунок 2 ілюструє, як *вітрові електростанції*, зазвичай, приєднані до мережі, і де, зазвичай, розташовані *точка приєднання (ТП)* та *точка загального приєднання (ТЗП)*.

Рис. 2 Типові приєднання вітрових електростанцій до мережі.



1.26 UTC

UTC – універсальний координований час.

1.27 ФОТОЕЛЕКТРИЧНИЙ МОДУЛЬ

Фотоелектричний модуль – найменша складова частина фотоелектричної електростанції, що може бути відключена від генерації електроенергії.

1.28 ФОТОЕЛЕКТРИЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ

Фотоелектрична електростанція – електростанція, що побудована на базі фотоелектричних перетворювачів (напівпровідникових приладів, що служать для перетворення світлової енергії у електричну).

1.29 ВІТРОВА ЕЛЕКТРИЧНА УСТАНОВКА

Вітрова електрична установка (вітроелектроустановка, ВЕУ) – вітрова енергетична установка, яка перетворює кінетичну енергію вітру в електричну.

1.30 ВІТРОВА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ

Вітрова електростанція (вітроелектростанція, ВЕС) [10] – група вітроелектроустановок (або окрема вітроелектроустановка), устаткування і споруди, які розташовані на одній території, функційно зв'язані між собою і становлять єдиний комплекс, призначений виробляти електроенергію, перетворюючи кінетичну енергію вітру в електричну.

Вітрова електростанція – це одна або декілька вітроелектроустановок, підключених до електричних мереж загального призначення, див. IEC 61400-1 [26].

Вітрова електростанція включає все необхідне енергетичне і допоміжне обладнання, і тому вся станція, що проектується, повинна відповідати вимогам даного нормативного документу.

В цих вимогах термін *вітрова електростанція* використовується, як загальний термін сукупності вітроелектричних установок. *Вітрова електростанція* має тільки одну точку приєднання.

1.31 УПРАВЛІННЯ ВІТРОВОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ

Управління вітровою електростанцією – це набір регулюючих функцій, які дозволяють управляти *вітровою електростанцією*, як одним об'єктом в точці приєднання. Набір функцій регулювання є складовою *вітрової електростанції*.

1.32 ВІТРОЕЛЕКТРИЧНА УСТАНОВКА

Вітроелектрична установка – система, що виробляє електричну енергію за допомогою вітру, див. IEC 60050-415-01-02 [42].

1.33 ОПЕРАТОР ВІТРОВОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Оператор вітрової електростанції – це підприємство, відповідальне за роботу *вітрової електростанції*, або на основі права власності, або на основі договірних зобов'язань із власником електростанції.

1.34 ВИСХІДНЕ РЕГУЛЮВАННЯ

Висхідне регулювання – тип зустрічного регулювання активної потужності, яке направлене на збільшення генерації активної потужності електростанцією при зниженні частоти в енергосистемі.

1.35 НИЗХІДНЕ РЕГУЛЮВАННЯ

Низхідне регулювання – тип зустрічного регулювання активної потужності, яке направлене на зменшення генерації активної потужності електростанцією при підвищенні частоти в енергосистемі.

1.36 ДИНАМІЧНА МОДЕЛЬ

Динамічна модель – модель вітрової або фотоелектричної електростанції, що призначена для розрахунків усталених режимів, електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів. Структура та складність моделі повинна дозволяти її реалізацію в програмному забезпеченні, що офіційно використовується системним оператором, а також її інтеграцію до існуючої моделі електричних мереж системного оператора.

Модель вітрової або фотоелектричної електростанції має базуватися на моделях вітроелектроустановок або інверторів, які сертифіковані виробниками відповідних вітроелектроустановок або інверторів. Моделі індивідуальних вітроелектроустановок або інверторів, а також моделі вітрової або фотоелектричної електростанції мають відображати їх динамічні властивості. Моделі вітрової або фотоелектричної електростанції мають включати моделі всіх захистів, які повинні спрацювати у разі порушень та збурень в електричній мережі. Моделі вітрової або фотоелектричної електростанції повинні дозволяти моделювати перехідні процеси у разі симетричних (пряма послідовність) та несиметричних збурень (по кожній фазі) в електричній мережі.

2. МЕТА, СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ ТА НОРМАТИВНІ ПОЛОЖЕННЯ

2.1 МЕТА

Мета цих Вимог полягає у визначенні основних технічних та функціональних вимог, яким повинні відповідати вітрові та фотоелектричні електростанції з номінальною потужністю більшою за 150 кВт в *точці приєднання*, у разі, якщо вітрова та фотоелектрична електростанція є приєднаною до *електричних мереж загального призначення*, для забезпечення стійкої та безперебійної роботи електричних мереж.

Порядок взаємодії власників електростанцій із власником мереж, системним оператором, процедура приєднання електростанцій до електричних мереж загального призначення, порядок залучення електростанцій до регулювання активної потужності/частоти та реактивної потужності/напруги визначаються іншими нормативними документами.

2.2 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

Вітрова електростанція, приєднана до електричних мереж загального призначення, повинна протягом всього терміну експлуатації відповідати цим вимогам.

Нові вітрові та фотоелектричні електростанції

Дані вимоги поширюються на усі *вітрові та фотоелектричні електростанції* з номінальною потужністю більшою за 150 кВт, які приєднуються до *електричних мереж загального призначення* і вводяться в експлуатацію після дати затвердження даних вимог.

Також ці вимоги повинні використовуватись власником мереж та системним оператором при підготовці технічних умов на приєднання електростанцій або аналогу.

Існуючі вітрові та фотоелектричні електростанції

Існуючі *вітрові та фотоелектричні електростанції (введені в експлуатацію до затвердження цих вимог)*, а також електростанції, які будуються (та мають дійсні технічні умови на приєднання {deleted}) звільняються від виконання даних вимог на термін до 5 років від моменту набуття чинності цього документу.

Зміни до існуючих вітрових та фотоелектричних електростанцій

Існуючі *вітрові та фотоелектричні електростанції після суттєвої модернізації*, повинні в частині такої модернізації відповідати положенням цих вимог. У разі виникненні сумнівів *системний оператор* вправі вирішувати, чи була ця модернізація суттєвою.

Суттєва модернізація – це захід, при якому відбуваються значні зміни характеристик *вітрової та фотоелектричної електростанції*, що може включати заміну однієї або декількох частин станції. Після модернізації документація, описана в розділі 8, повинна бути оновлена, з відповідними акцентами власне на змінах.

2.3 ДЕЛІМІТАЦІЯ

Дані вимоги є частиною набору нормативних документів, що використовуються системним оператором та всіма власниками мереж під час приєднання та експлуатації вітрових та фотоелектричних електростанцій.

Ці вимоги не стосуються фінансових та процедурних аспектів приєднання та функціонування вітрових та фотоелектричних електростанцій.

2.4 ЗАКОННІ ПОВНОВАЖЕННЯ

[законні повноваження]

2.5 Початок

Дані вимоги набирають чинності з моменту затвердження.

2.6 СКАРГИ

Будь-які скарги щодо цих вимог необхідно подавати до Національної комісії регулювання електроенергетики України у встановленому порядку.

2.7 НЕДОТРИМАННЯ ПОЛОЖЕНЬ

Виконання положень цих вимог протягом експлуатації *вітрової та фотоелектричної електростанції* є обов'язковим для *власника електростанції, оператора електростанції, системного оператора та власника електричних мереж* (у відповідності до п. 2.2).

Вітрові та фотоелектричні електростанції підлягають регулярним експлуатаційним перевіркам щодо забезпечення виконання положень цих вимог.

Витрати, понесені для дотримання положень цих вимог, повинні оплачуватись *власником електростанції*.

2.8 САНКЦІЇ

Якщо *вітрова та фотоелектрична електростанція* не відповідає положенням, зазначеним в розділах 3-8, *власник мереж та системний оператор* має право відключити від мереж цю електростанцію (в якості крайньої міри), доки вона не буде відповідати зазначеним положенням.

2.9 ПІЛЬГИ ТА НЕПЕРЕДБАЧЕНІ ПОДІЇ

Системний оператор може надавати дозвіл щодо звільнення від виконання конкретних положень цих вимог. Звільнення від вимог надаються тільки у наступних випадках:

- Переважають особливі умови, наприклад місцевого характеру;
- Відхилення не викликає помітного погіршення якості електричної енергії чи режимів роботи електричних мереж загального користування;
- Відхилення не є значущим з соціально-економічної точки зору. Для отримання звільнення від вимог, необхідно подати письмову заяву власнику мереж із зазначенням положень, від виконання яких необхідне звільнення, а також відповідне обґрунтування. *Власник мереж* має право надати свої коментарі до заяви перед подачею її *системному оператору*.

У випадках, що не передбачені цими вимогами, *системний оператор* повинен проконсультуватись з зацікавленими сторонами щодо подальших заходів. У разі, якщо досягти згоди неможливо, *системний оператор* сам вирішує ці питання, приймаючи зважене рішення з урахуванням, наскільки це можливо, точки зору усіх зацікавлених сторін. Скарги щодо рішень, прийнятих *системним оператором*, можна подавати до Національної комісії регулювання електроенергетики України, див. **розділ 2.6**.

2.10 СПИСОК ПОСИЛАНЬ

Посилання необхідно використовувати відповідно до тих розділів, де вони використані.

1. Закон України «Про електроенергетику».
 2. ГКД 34.20.575-2002 "Стійкість енергосистеми. Керівні вказівки".
 3. «ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».
 4. Інструкція про порядок комерційного обліку електроенергії (додаток 10 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії).
-

-
5. Правила взаємовідносин між Державним підприємством "Національна енергетична компанія "Укренерго" та суб'єктами (об'єктами) електроенергетики в умовах паралельної роботи в складі Об'єднаної енергетичної системи України.
 6. ГКД 341.003.001.001-2000 «Під'єднання об'єктів вітроенергетики до електричних мереж. Порядок і вимоги».
 7. Правила улаштування електроустановок.
 8. НД "Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила".
 9. Норми технологічного проектування енергетичних систем та електричних мереж 35 кВ і вище (ГКД 341.004.003-94).
 10. ДСТУ 3896-99. Вітроенергетика. Вітроенергетичні установки та вітроелектричні станції. Терміни та визначення.
 11. СОУ-Н 40.1.20.563:2004 "Ліквідація аварія та технологічних порушень режиму на енергопідприємствах і в енергооб'єднань. Запобігання технологічним порушенням у електричній частині енергопідприємств і енергооб'єднань і їх ліквідація. Інструкція.
 12. ГКД 341.003.001.002-2000 "Правила проектування вітрових електричних станцій".
 13. Настанови МПЕ "Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій (СОУ-НЕС 20.178:2008).
 14. Закон України "Про альтернативні джерела енергії".
 15. *EN 50160:2010*: DS/EN 50160 'Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks'.
 16. *IEC 60038*: IEC standard voltages.
 17. *Fællesregulativet 2009* 'Tilslutning af elektriske installationer og brugsgenstande'.
 18. *Stærkstrømsbekendtgørelsen afsnit 6* 'Elektriske installationer', 2003.
 19. *Stærkstrømsbekendtgørelsen afsnit 2* 'Udførelse af elforsyningsanlæg', 2003.
 20. *DS/EN 60204-1*: Stærkstrømsbekendtgørelsen Maskinsikkerhed-Elektrisk materiel på maskiner.
 21. *DS/EN 60204-11*: Maskinsikkerhed-Elektrisk materiel på maskiner-Del 11: Bestemmelser for HV-maskiner for spændinger over 1000 V a.c. eller 1500 V d.c. og ikke overstiger 36 kV.
 22. *IEC-60870-5-101*: Telecontrol equipment and systems, part 5-101.
 23. *IEC-60870-5-104*: Telecontrol equipment and systems, part 5-104.
 24. *IEC TR 61000-3-6*: EMC limits. Limitation of emissions of harmonic currents for equipment connected to medium and high voltage power supply systems (February 2008).
 25. *IEC TR 61000-3-7*: EMC-limits. Limitation of voltage fluctuations and flicker for equipment connected to medium and high voltage power supply systems (February 2008).
 26. *IEC 61400-1* - Wind Turbines - Part 1: Design requirements.
 27. *IEC 61400-2* - Wind turbines - Part 2: Design requirements for small wind turbines.
 28. *IEC 61000-4-15*: Testing and measurement techniques—Section 15: Flicker metre—Functional and design specifications.
 29. *IEC 61400-12*: Wind turbine generator systems. Power performance measurement techniques.
 30. *IEC 61400-21*: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.
 31. *IEC 61400-25-1*: Communications for monitoring and control of wind power plants - over all description of principles and models.
 32. *IEC 61400-25-2*: Communications for monitoring and control of wind power plants - information models.
 33. *IEC 61400-25-3*: Communications for monitoring and control of wind power plants - information exchange services.
 34. *IEC 61400-25-4*: Communications for monitoring and control of wind power plants - mapping to communication protocol stacks.
-

-
35. *BEK nr. 651 af 26. juni 2008*: Bekendtgørelse om teknisk godkendelse for konstruktion, fremstilling, opstilling, vedligeholdelse og service af vindmøller.
36. *Technical Regulation TF 5.8.1 'Måleforskrift til systemdriftsformål' (Metering regulation for system operation purposes)* dated: 25 March 2008, version 1, document no. 9300-08.
37. *Regulation D1 'Settlement metering'*, dated: December 2008, version 2, document no. 165903-07.
38. *Regulation D2 'Technical requirements for electricity metering'*, dateret: May 2007, version 1, document no. 263352-06.
39. *Regulation E 'Settlement of environmentally friendly electricity generation'*, 2009, July 2009, rev. 1, document no. 255855-06.
40. *Regulation E - Appendix 'Retningslinjer for nettoafregning af egenproduktion' (Guidelines for net settlement of own production)*, ver. 1 of 1 July 2010, document no. 27582-10
41. *Regulation E - Appendix 'Compensation for offshore wind farms ordered to perform downward regulation'*, ver. 1 of 15 May 2009, document no. 15468-09.
42. ДСТУ EN 50160:2008. Характеристики напруги електропостачання у розподільчих мережах загальної призначеності.

Інформаційні посилання

43. *IEC 60050-415*: International Electrotechnical Vocabulary – Part 415: Wind turbine generator systems.
44. *IEC 60044-1*. Instrument transformers – Part 1: Current transformers.
45. *IEC 60044-2*. Instrument transformers – Part 2: Inductive voltage transformers.
46. *DEFU-rapport RA-557* "Maksimal emission af spændingsforstyrrelser fra vindkraftværker større end 11 kW".
47. *DEFU-rekommandation nr. 16*: Spændingskvalitet i lavspændingsnet, 2. udgave, juni 2001.
48. *DEFU-rekommandation nr. 21*: Spændingskvalitet i mellemspændingsnet, februar 1995.
49. *IEC 62053-21*: Electricity metering equipment (ac) – Particular requirements. Part 21: Static meters for active energy.
50. *IEC 60071-1*: Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules.
51. *IEC 61000-3-12*: Limits-Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current > 16 A and ≤ 75 A per phase.
-

3. ДОПУСТИМІ ДІАПАЗОНИ ЗМІНИ ЧАСТОТИ І НАПРУГИ

Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна витримувати відхилення частоти і напруги в точці приєднання при робочих та аварійних умовах експлуатації. При цьому потужність генерації електростанції повинна зменшуватися на мінімально можливу величину.

Нормальні і аварійні умови експлуатації описані в **розділі 3.2** та **розділі 3.3** відповідно.

3.1 ВИЗНАЧЕННЯ РІВНЯ НАПРУГИ

Власник електричних мереж визначає контрольний робочий рівень напруги (або контрольний графік напруги) для вітрової та фотоелектричної електростанції в межах напруг, зазначених в **таблиці 1**, який має підтримуватись електростанцією в точці приєднання.

Таблиця 1: Номінальна, мінімальна і максимальна напруга

Класифікація	Номінальна напруга U_n (кВ)	Мінімальна напруга U_{\min} (кВ)	Максимальна напруга U_{\max} (кВ)
Надвисока напруга (НВН)	750	-	787,5
	500	-	525
	330	-	363
Висока напруга (ВН)	220	-	252
	150	138,6	169,4
	110	99	126
	35	31,5	38,5
Середня напруга (СН)	10	9	11
	6	5,4	6,6
Низька напруга (НН)	0,38	0,34	0,42

Максимальні (U_{\max}) та мінімальні (U_{\min}) рівні напруги для мереж 0,38-154 кВ визначено з використанням міждержавного стандарту [3] з огляду на гранично допустимі відхилення напруги.

Максимальні (U_{\max}) рівні напруги для мереж 220-750 кВ визначено з огляду на обмеження ізоляції (10% для обладнання 220-330 кВ та 5% та мереж 500-750 кВ) [7]. Мінімальні (U_{\min}) рівні напруг для мереж 220-750 кВ не визначаються, однак для контрольних точок ОЕС України можуть бути обмежені статичною стійкістю.

Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна бути в змозі короткочасно витримувати напругу, що перевищує максимальний рівень в межах необхідних для забезпечення захисних функцій, зазначених у **Розділі 6**.

3.2 НОРМАЛЬНІ УМОВИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

В межах, визначених як «нормальне виробництво» повинна забезпечуватись можливість безперебійного пуску та генерації вітрової та фотоелектричної електростанції згідно існуючих проектних режимів, які обмежені тільки уставками релейного захисту на підвищення та пониження напруги, відповідно до **розділу 6**.

В області «нормального виробництва» робоча напруга має знаходитись в межах, визначених **таблицею 1** (див. розділ 3.1.), а частота має знаходитись в діапазоні від 49.6 (гранично допустиме зниження частоти) до 50.2 Гц (нормально допустиме підвищення частоти).

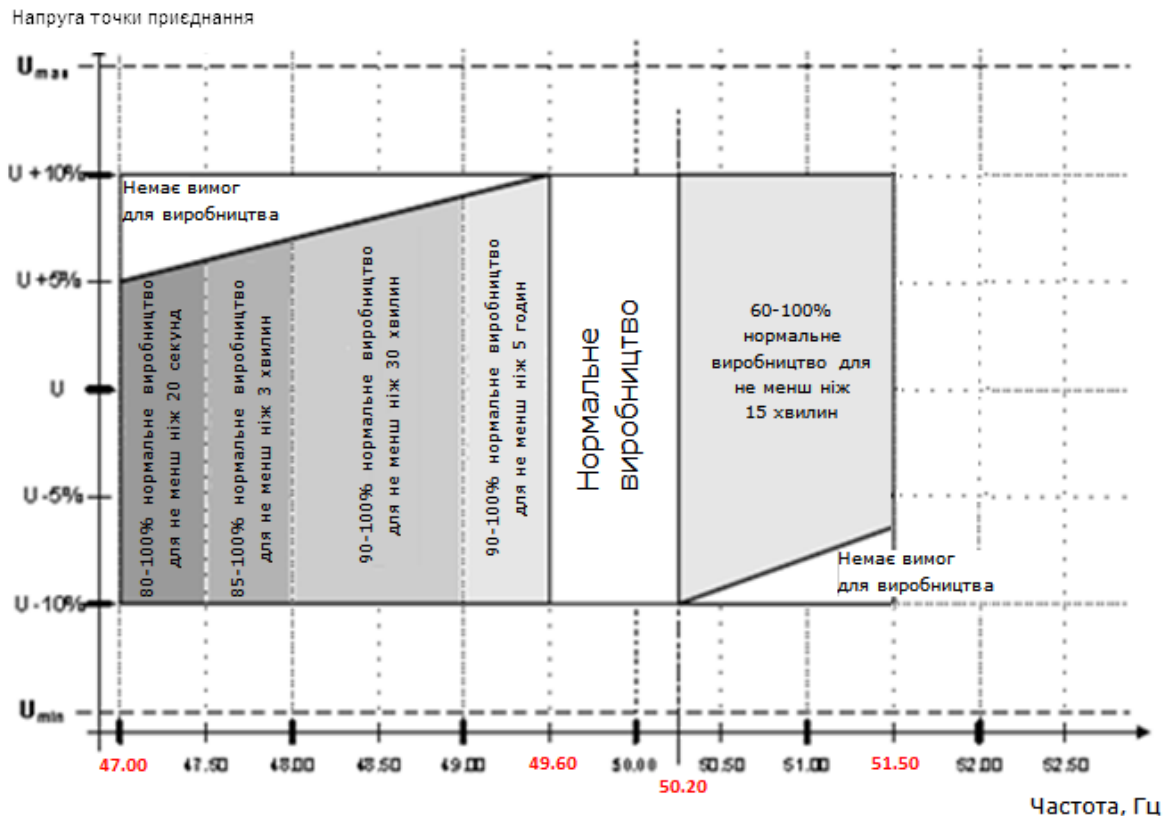
Автоматичне підключення вітрової та фотоелектричної електростанції може бути виконано не раніше, ніж через три хвилини після того, як напруга буде відновлена до *робочої напруги*, а частота буде знаходитись в діапазоні від 47.00 до 50.20 Гц. Встановлення допустимих меж для частоти виконується *системним оператором* після введення об'єкта в експлуатацію.

Вимоги, викладені у наступних розділах, подані як мінімально необхідні.

3.2.1 ВІТРОВІ ТА ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З ДІАПАЗОНОМ ПОТУЖНОСТІ ВІД 150 кВт ДО 2 МВт

Загальні вимоги до генерації активної потужності, яких повинна дотримуватись вітрова та фотоелектрична електростанція в разі відхилень частоти і напруги, зображені на **рис.4**.

Рис. 4: Вимоги до генерації активної потужності при змінах частоти/напруги для вітрових електростанцій з діапазоном потужності від 150 кВт до 2 МВт



Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна залишатись підключеною до електромережі відповідно до вимог **розділу 6**.

3.2.2. ВІТРОВІ ТА ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З ПОТУЖНІСТЮ БІЛЬШОЮ ЗА 2 МВт

Окрім умов **розділу 3.2.1**, вітрова та фотоелектрична електростанція повинна залишатись підключеною до електричних мереж загального призначення у разі аварійних умов експлуатації відповідно до **розділу 3.3**.

3.3 АВАРІЙНІ УМОВИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Для вітрових та фотоелектричних електростанцій потужністю більше 2 МВт застосовуються наступні вимоги.

Схема видача потужності вітрової та фотоелектричної електростанції повинна бути спроектована таким чином, щоб при нормативних аварійних відключеннях було виключено перевантаження елементів мережі, призначених для видачі потужності вітрової електростанції.

Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна бути спроектована таким чином, щоб витримувати стрибкоподібні зміни фаз до 20° в точці приєднання без відключення чи зниження потужності генерації. Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна після періоду регулювання, відновити нормальну потужність генерації не пізніше ніж через 5 с після того, як режимні параметри в точці приєднання повернуться до нормальних відповідно до **розділу 3.2**.

Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна бути спроектована для роботи при спадах напруги відповідно до **рис. 5** та генерувати реактивну потужність відповідно до **рис. 6** без відключення чи зниження генерації.

Незалежно від вимог, викладених у наступних розділах, налаштування захистів повинні бути здійснені у відповідності з **розділом 6**.

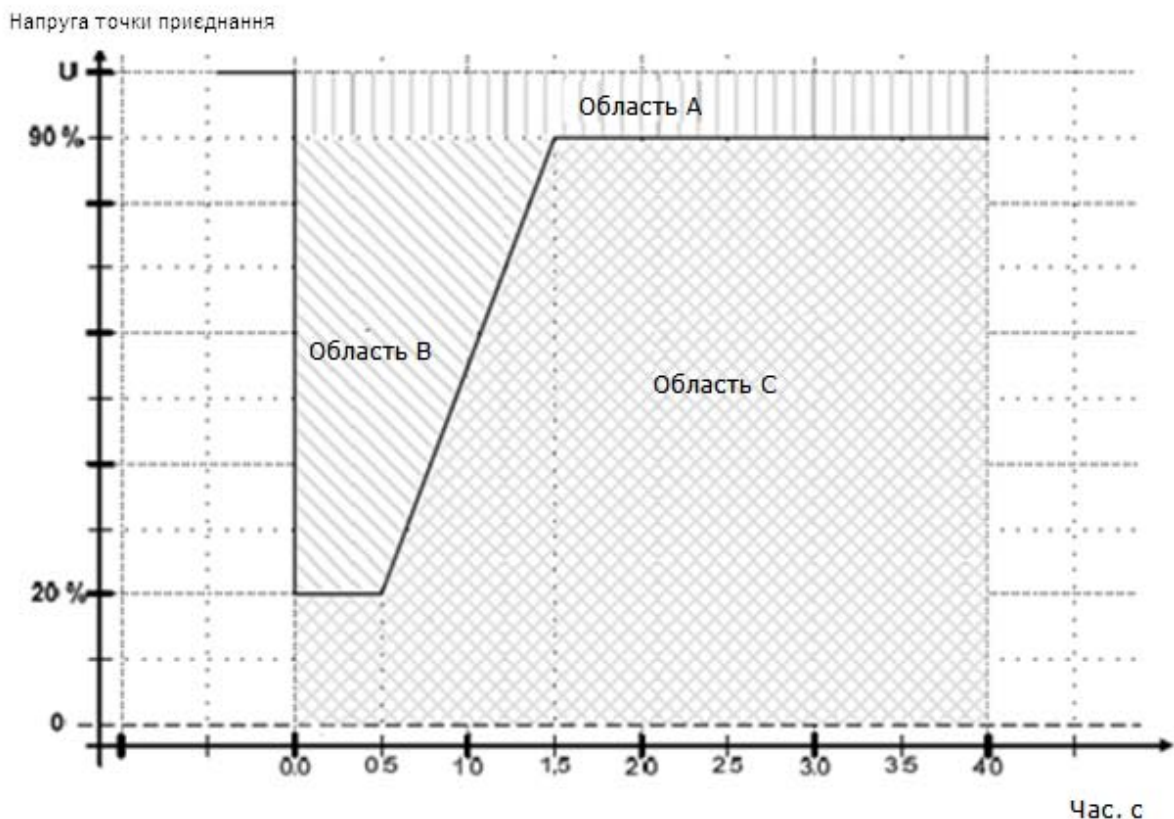
Документація, яка підтверджує, що вітрова та фотоелектрична електростанція відповідає зазначеним вимогам, повинна розроблятися згідно **розділу 8**.

3.3.1 ДОПУСТИМИ МЕЖИ ПАДІННЯ НАПРУГИ

Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна витримувати падіння напруги в точці приєднання до рівня 20% від номінальної напруги (лінійна напруга основної гармоніки) як мінімум протягом 0,5 с без відключення, як показано на **рис. 5**.

Дозволяється використовувати вимірювання напруги для окремих вітроелектроустановок та фотоелектричних модулів для управління їх роботою під час падіння напруги.

Рис. 5: Вимоги щодо роботи під час падіння напруги для електростанцій потужністю більше 2 МВт



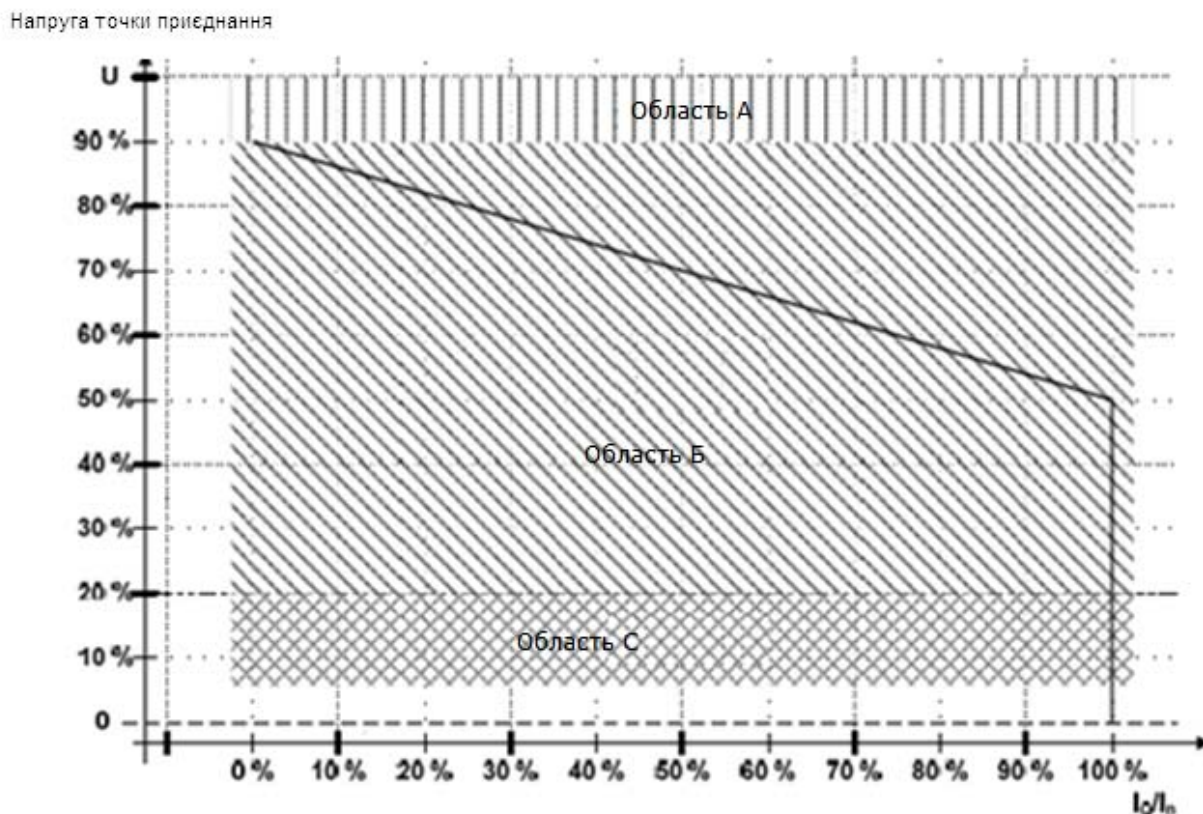
Наступні вимоги повинні бути дотримані у разі симетричних та несиметричних коротких замикань, тобто вимоги повинні дотримуватись у випадку одно-, дво-, або трьохфазних коротких замикань:

- **Область А:** електростанція повинна залишатись підключеною до мережі і підтримувати нормальну генерацію.
- **Область В:** електростанція повинна залишатись підключеною до мережі. Електростанція повинна забезпечувати максимальне підтримання рівня напруги шляхом контрольованої генерації реактивної потужності, з метою сприяння стабілізації напруги у проектних межах, які дозволяються завдяки використанню наявних технологій, див. **рис. 6**.
- **Область С:** Дозволено відключення електростанції.

Якщо під час протікання аварійної ситуації напруга U повертається до області А, наступне падіння напруги необхідно розглядати як нову аварійну ситуацію, див. **розділ 3.3.2**. У разі виникнення декількох аварійних ситуацій в області В і переходу їх в область С – допускається відключення електростанції.

Беручи до уваги можливість знаходження режимних параметрів в області В, вітрова та фотоелектрична електростанція повинна мати необхідні функції управління генерацією реактивної потужності відповідно до **рис. 6**.

Рис. 6: Вимоги щодо генерації реактивної потужності (залежність реактивного струму I_Q від повного струму I_n) під час падіння напруги для електростанцій потужністю більше 2 МВт



Регулювання має здійснюватися відповідно до **рис.6**, при цьому після 100 мс реактивна потужність повинна відповідати контрольним характеристикам з точністю $\pm 20\%$.

В області В генерація реактивної потужності є пріоритетною, в той час, як генерація активної потужності має другорядне значення (допускається зниження генерації активної потужності для дотримання вимог генерації реактивної потужності).

По можливості генерація активної потужності не повинна зменшуватись під час падіння напруги, однак вимушені зниження генерації активної потужності в проектній документації *електростанцій* в такому випадку є прийнятними.

3.3.2 РОЗРАХУНКОВІ АВАРІЙНІ СИТУАЦІЇ

Вітрова та фотоелектрична електростанція та будь-які компенсуючі пристрої, що відносяться до електростанції, повинні залишатись підключеними до електричної мережі у разі виникнення аварійних ситуацій у електричних мережах загального призначення відповідно до **таблиці 2**.

Наведені вимоги стосуються *точки приєднання*, але необхідно враховувати можливість виникнення розрахункових аварійних ситуацій в довільній точці *електричних мереж загального призначення*.

На основі відповідності до вимог щодо падіння напруги відповідно до **розділу 3.3.1**, вимоги **таблиці 2** повинні бути підтверджені проектною документацією, зазначивши, що *вітрова та фотоелектрична електростанція* спроектована із врахуванням розрахункових аварійних ситуацій.

Таблиця 2: Типи аварійних ситуацій в електричних мережах та їх тривалість

Тип	Тривалість несправності
Трьохфазне коротке замикання	Коротке замикання тривалістю 150 мс
Двохфазне коротке замикання (міжфазне або коротке замикання на землю)	Коротке замикання тривалістю 150 мс, за яким виникає нове замикання через 0,5-3 с, тривалістю також в 150 мс

Тип	Тривалість несправності
Однофазне коротке замикання (для мереж з ізольованою нейтраллю)	Однофазове замикання тривалістю 150 мс, за яким виникає нове замикання через 0.5-3 с, також тривалістю в 150 мс.

Потужність *вітрової та фотоелектричної електростанції* повинна бути достатньою, щоб відповідати вимогам, зазначеним у **таблиці 2**, якщо принаймні дві незалежні аварійні ситуації визначеного типу сталися протягом двох хвилин.

Запаси енергії допоміжного обладнання, такого як джерела резервного живлення, гідравлічні та пневматичні системи, повинні бути достатніми для забезпечення роботи *вітрової та фотоелектричної електростанції* принаймні при шести незалежних аварійних ситуаціях, визначених в **таблиці 2**, типу протягом 5 хв.

Окрім розрахункових аварійних ситуацій, визначених в **таблиці 2**, при проектуванні *вітрових та фотоелектричних електростанцій* необхідно враховувати всі групи нормативних збурень та їх протяжність відповідно до ГКД 34.20.575-2002 "Стійкість енергосистеми. Керівні вказівки" [2]. При збуреннях, визначених у [2] *електростанція* також повинна залишатись підключеною до електричних мереж загального призначення.

4. ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

4.1 Загальні вимоги

Власник мереж є відповідальним за розрахунки та погодження гранично допустимих показників якості електроенергії в точці приєднання *вітрової або фотоелектричної електростанції*. Власник мережі повинен скласти графік визначення показників якості електроенергії та погодити зі власником електростанції, яка приєднується.

Власник електростанції повинен переконатись, що електростанція спроектована, побудована та налаштована таким чином, що визначені граничні показники якості електроенергії можуть бути досягнуті без додаткової модернізації електричних мереж загального призначення (окрім тієї, яка необхідна для видачі потужності електростанції).

За необхідності вітрова та фотоелектрична електростанція повинна бути оснащена відповідними швидкодіючими засобами компенсації реактивної потужності з фільтрами вищих гармонік. Відповідність обладнання електростанції вимогам щодо якості електричної енергії повинно бути підтверджено моделюванням та/або експериментально.

4.2 Вимоги щодо якості електроенергії

Показники якості електричної енергії в точці приєднання повинні відповідати міждержавному стандарту «ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [3].

Також, у випадку, якщо вимоги до певних показників якості електроенергії не визначені вказаним міждержавним стандартом, рекомендується використовувати вимоги та методи розрахунків, описані в наступних джерелах:

- IEC TR 61000-3-6: EMC limits. Limitation of emissions of harmonic currents for equipment connected to medium and high voltage power supply systems. (February 2008).
- IEC TR 61000-3-7: EMC-limits. Limitation of voltage fluctuations and *flicker* for equipment connected to medium and high voltage power supply systems. (February 2008).
- IEC 61400-21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines
- ДСТУ EN 50160:2008. Характеристики напруги електропостачання у розподільчих мережах загальної призначеності

5. УПРАВЛІННЯ ТА МОНІТОРИНГ

5.1 ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

Всі функції систем управління, які наведені в наступних розділах, відносяться до *точки приєднання*. Необхідно передбачити можливість активувати/деактивувати всі функції управління та налаштувати їх, використовуючи зовнішні сигнали, відповідно до **розділу 7**. Поточні налаштування повинні бути узгодженими із *власником електричних мереж* до того, як вітрова електростанція приєднається до електричної мережі загального призначення.

Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна мати можливість приймати участь у роботі ОЕС України як об'єкт протиаварійного управління.

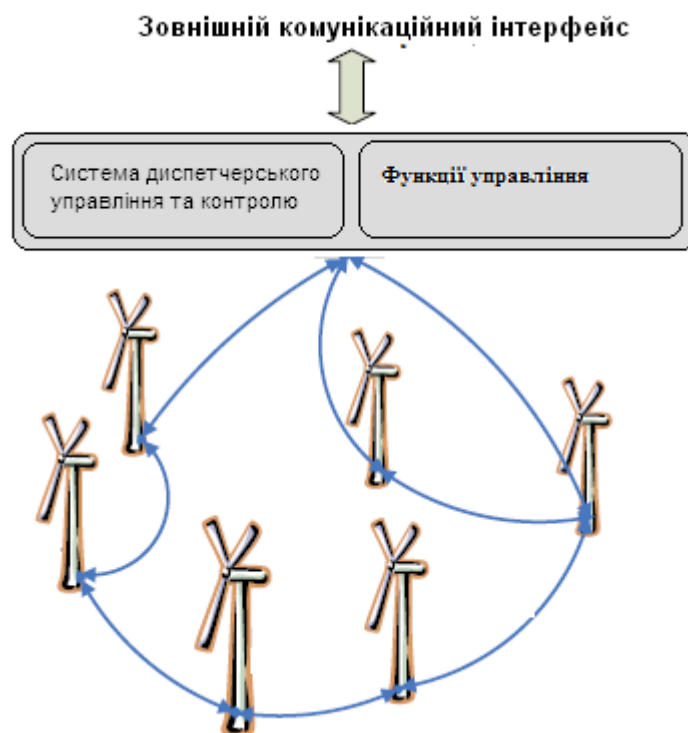
Всі рисунки цього розділу розроблені з урахуванням знаків відповідно до *умовних позначень потужності генерації*. Вимоги щодо активної (МВт) та реактивної (Мвар) потужності мають бути пропорційно зменшені відповідно до кількості діючих *вітроелектроустановок та фотоелектричних модулів*.

Після відключення *вітрової та фотоелектричної електростанції* через аварійні ситуації в електричних мережах загального призначення, *вітрова та фотоелектрична електростанція* може бути автоматично підключена не раніше 3 хвилин після того, коли напруга та частота повернуться в діапазон нормальної генерації відповідно до **розділу 3.1.** та **розділу 3.2.**

Вітрова та фотоелектрична електростанція, яка була відключена за допомогою зовнішнього сигналу до того, як виникло коротке замикання в електричній мережі загального призначення, не повинна бути підключена доти, поки зовнішній сигнал не зникне, а напруга та частота не повернуться в нормальний діапазон відповідно до **розділу 3.1.** та **розділу 3.2.**

Вітрова та фотоелектрична електростанція потужністю більше 2 МВт повинна мати функціонал системи управління відповідно до **таблиці 17**. Метою різних функцій управління є забезпечення загального управління та моніторингу генерації *електростанцій*. Різні функції управління можуть бути впроваджені в індивідуальну *вітроелектричну установку* та фотоелектричний модуль або зібрані в *регулятор потужності електростанції* в цілому, забезпечуючи таким чином лише один комунікаційний інтерфейс, як зазначено на **рисунку 7**.

Рисунок 7. Регулятора потужності вітрової електростанції



Всі зміни уставок повинні бути зареєстровані, ідентифікуючи також ініціатора змін.

Всі зміни уставок або зміни порядку генерації мають відноситися до часу UTC з точно зафіксованим часом з мінімальною точністю 10 мс. Час UTC має фіксуватись з поправками +2 години для зимового часу та +3 години для літнього часу.

5.2 ФУНКЦІЇ РЕГУЛЮВАННЯ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Вітрова та фотоелектрична електростанція потужністю більше 25 МВт має бути оснащена системою регулювання активної потужності, яка дозволить контролювати активну потужність, що генерується *електростанцією* в *точці приєднання*, з використанням уставок та градієнтів.

Поточні налаштування системи управління активною потужністю визначаються *власником мереж* та *системним оператором* до введення в експлуатацію.

Поряд із основними вимогами **розділу 5.1**, система управління активною потужністю повинна відповідати вимогам, наведеним у наступних розділах.

5.2.1 РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ

У випадку відхилення частоти в *електричній мережі загального призначення*, *вітрова та фотоелектрична електростанція* має бути в змозі забезпечити *регулювання частоти* для стабілізації частоти в мережі (50,00 Гц). Точність вимірювання частоти повинна бути не меншою ± 10 мГц.

Повинна бути передбачена можливість налаштування системи регулювання частоти для всіх точок частоти, зображених на **рисунку 8** та **рисунку 9**. Необхідно передбачити можливість встановлення значення частоти f_{min} , f_{max} , а також значень точок $f1$ - $f7$ в діапазоні 47,00 Гц - 52,00 Гц з точністю 20 мГц.

Метою застосування точок частоти $f1$ - $f4$ є створення зони нечутливості та зони регулювання для первинного управління. Метою застосування точок частоти $f5$ - $f7$ є забезпечення аварійного *регулювання потужності/частоти*. Зміна (зниження) активної потужності (в.о.), викликана зміною потужності (в.о.), потребує реалізації регулювання між різними точками частоти відповідно до **рисунку 8** та **рисунку 9**.

У випадку низхідного регулювання потужності електростанції нижче мінімальної потужності P_{min} , дозволяється відключення окремих вітроелектричних установок та фотоелектричних модулів.

У випадку, коли частоти в *електричній мережі* перевищує значення $f5$, висхідне регулювання не може розпочинатися, поки частота в *електричній мережі* не буде нижчою значення $f7$.

P_{Delta} – це уставка, до якої доступна активна потужність буде зниженою з метою подальшого забезпечення стабілізації частоти (висхідне регулювання) у випадку зниження частоти в мережі. Два різні уставки P_{Delta} з однаковим зниженням (зниження 1, 2, 3 та 4) зображені на **рисунку 8** та **рисунку 9**.

Метою системи регулювання частоти є зменшення активної потужності у випадку, якщо частота в *електричній мережі* перевищує значення $f3$, як це відображено на **рисунку 8** та **рисунку 9**.

Рисунок 8 *Регулювання частоти вітровими та фотоелектричними електростанціями потужністю більше 25 МВт, разом із незначним висхідним регулюванням за допомогою P_{Delta}*

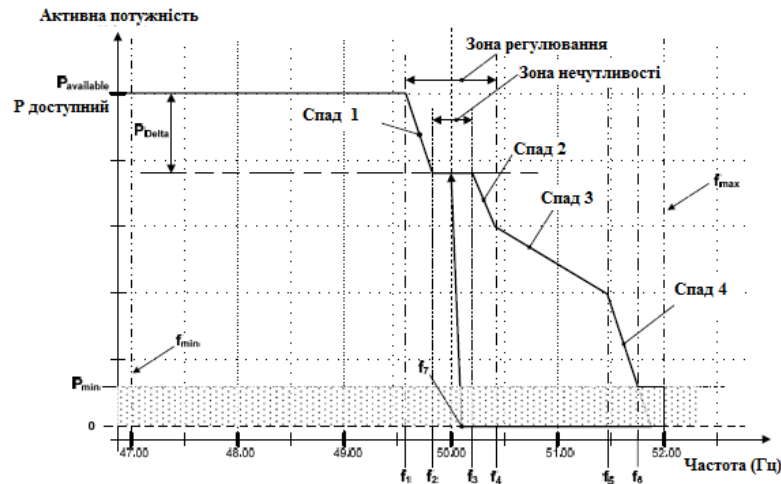
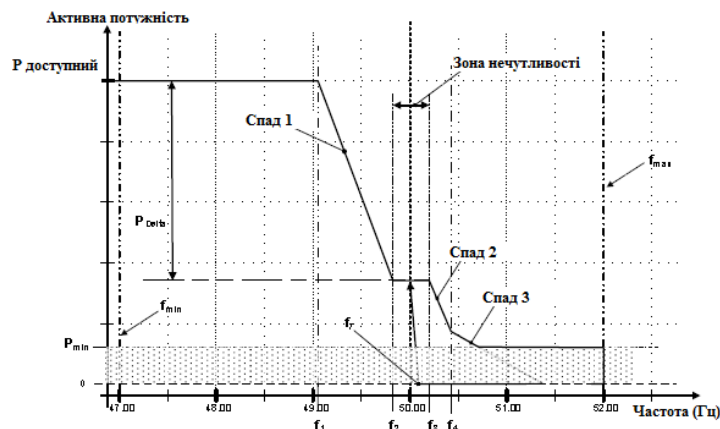


Рисунок 9 Регулювання частоти вітровими та фотоелектричними електростанціями потужністю більше 25 МВт, разом із значним висхідним регулюванням за допомогою P_{Delta}



Необхідно передбачити можливість активувати функції регулювання частоти в інтервалі від f_{min} до f_{max} .

Якщо уставка регулювання частоти зміниться, то такі зміни повинні бути прийняті протягом 2 секунд та вступити в силу не пізніше 10 секунд після отримання розпорядження змінити задані уставки. Похибка виконаного регулювання та заданих уставок не повинна перевищувати $\pm 2\%$ значення уставки або $\pm 0,5\%$ номінальної потужності, в залежності від того, який із критеріїв більш жорсткий.

5.2.2 ФУНКЦІЇ ОБМЕЖЕННЯ

Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна мати в своєму складі функціонал обмеження генерації, тобто додаткові функції регулювання активної потужності. Функції обмеження використовуються для уникнення небалансів активної потужності в ОЕС України або перевантаження в електричних мережах загального призначення у зв'язку зі зміною топології під час аварійних ситуацій та ін.

Вимоги до функцій обмеження наведені нижче.

5.2.2.1 Абсолютне обмеження генерації

Абсолютне обмеження генерації використовується з метою обмеження активної потужності, що генерується електростанцією, до наперед визначеного ліміту потужності в точці приєднання. Абсолютне обмеження генерації як правило використовується для захисту електричних мереж загального призначення від перевантаження.

Якщо величина абсолютного обмеження генерації (уставка) змінюється, то такі зміни повинні бути прийняті протягом 2 секунд та вступити в силу не пізніше 30 секунд після отримання

розпорядження змінити уставку. Похибка виконаного регулювання та заданих уставок не повинна перевищувати $\pm 2\%$ значення уставки або $\pm 0,5\%$ *номінальної потужності*, в залежності від того, який із критеріїв більш жорсткий.

5.2.2.2 Дельта-обмеження генерації (створення обертового резерву)

Дельта-обмеження генерації використовується з метою обмеження активної потужності, що генерується *електростанцією*, до необхідної величини, яка пропорційна можливій потужності генерації. Дельта-обмеження генерації як правило застосовується для створення резерву регулювання активної потужності для регулювання частоти.

Якщо уставка для дельта-обмеження генерації змінюється, то такі зміни повинні бути прийняті протягом 2 секунд та вступити в силу не пізніше 30 секунд після отримання розпорядження змінити уставку. Похибка виконаного регулювання та заданих уставок не повинна перевищувати $\pm 2\%$ значення уставки або $\pm 0,5\%$ *номінальної потужності*, в залежності від того, який із критеріїв більш жорсткий.

5.2.2.3 Обмеження градієнту потужності

Обмеження градієнту потужності використовується з метою обмеження максимальної швидкості, з якою активна потужність може бути змінена у випадку зміни швидкості вітру чи інтенсивності сонячного випромінювання або уставок для вітрової та фотоелектричної електростанції. Обмеження градієнту потужності як правило використовується в загальносистемних цілях для запобігання порушень стійкості електричних мереж загального призначення через зміни активної потужності генерації.

Якщо уставка для обмеження градієнту потужності змінюється, то такі зміни повинні бути прийняті протягом 2 секунд та вступити в силу не пізніше 30 секунд після отримання розпорядження змінити уставку. Похибка виконаного регулювання та заданих уставок не повинна перевищувати $\pm 2\%$ значення уставки або $\pm 0,5\%$ *номінальної потужності*, в залежності від того, який із критеріїв більш жорсткий.

Функції обмеження активної потужності проілюстровані на **рисунку 10**.

Рисунок 10: Функції обмеження активної потужності



5.3 ФУНКЦІЇ РЕГУЛЮВАННЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТА НАПРУГИ

Вітрова та фотоелектрична електростанція має бути оснащена функціями регулювання реактивної потужності, здатними регулювати реактивну потужність *вітрової електростанції* в *точці приєднання*, а також функціями регулювання напруги, здатними регулювати напругу в *точці приєднання* з використанням уставок та градієнтів.

Функція регулювання реактивної потужності та функція регулювання напруги взаємовиключні, що означає, що тільки одна із функцій може бути активною в певний момент часу.

Поточні уставки параметрів для регулювання реактивної потужності та напруги повинні бути визначені перед введенням в експлуатацію *власником електричних мереж* (та за необхідності системним оператором).

Додатково до загальних вимог **розділу 5.1**, функції регулювання реактивної потужності та напруги повинні відповідати вимогам, викладеним в наступних розділах.

5.3.1 РЕГУЛЮВАННЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Регулювання реактивної потужності – це функція, яка дозволяє керувати реактивною потужністю незалежно від активної потужності в *точці приєднання*. Ця функція проілюстрована на **рисунку 11** у вигляді вертикальної лінії.

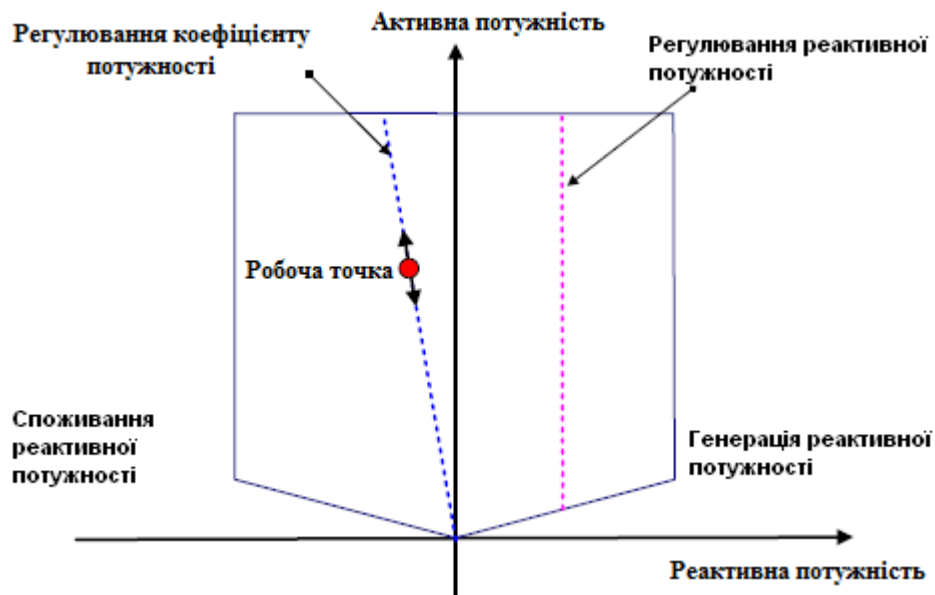
Якщо уставка регулювання реактивної потужності для вітрових та фотоелектричних електростанцій потужністю більше 25 МВт змінюється, то такі зміни повинні бути прийняті протягом 2 секунд та вступити в силу не пізніше 30 секунд після отримання розпорядження змінити уставку. Похибка виконаного регулювання та заданих уставок не повинна перевищувати $\pm 2\%$ значення уставки або $\pm 0,5\%$ *номінальної потужності*, в залежності від того, який із критеріїв більш жорсткий. Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна мати можливість фіксувати уставки реактивної потужності з точністю 1 кВА.

5.3.2 РЕГУЛЮВАННЯ КОЕФІЦІЄНТУ ПОТУЖНОСТІ

Регулювання коефіцієнту потужності ($\cos \varphi$) – це функція управління реактивною потужністю пропорційно до активної потужності в *точці приєднання*, що проілюстровано на **рисунку 11** у вигляді лінії з постійним градієнтом.

Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна мати можливість фіксувати уставки коефіцієнту потужності з точністю 0,001 кВА.

Рисунок 11: Функції регулювання реактивної потужності для електростанції



Якщо уставка коефіцієнту потужності для вітрових та фотоелектричних електростанцій потужністю більше 25 МВт змінюється, то такі зміни повинні бути прийняті протягом 2 секунд та вступити в силу не пізніше 30 секунд після отримання розпорядження змінити уставку. Похибка виконаного регулювання та заданих уставок не повинна перевищувати $\pm 2\%$ значення уставки або $\pm 0,5\%$ *номінальної потужності*, в залежності від того, який із критеріїв більш жорсткий.

5.3.3 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

Регулювання напруги - це функція регулювання напруги в *опорній точці*. Для функції регулювання напруги необхідним є діапазон уставок (мінімальна та максимальна напруга) відповідно до **таблиці 1**, які необхідно задавати з точністю 0,1 кВ.

Регулювання напруги вітровими та фотоелектричними електростанціями повинно відбуватись за рахунок вітроелектроустановок та фотоелектричних модулів або за рахунок додаткових

компенсуючих пристроїв. Достатність можливостей регулювання реактивної потужності вітровою та фотоелектричною електростанцією необхідно підтвердити за допомогою моделювання та/або експериментально.

Якщо уставка напруги для вітрових та фотоелектричних електростанцій потужністю більше 25 МВт змінюється, то такі зміни повинні бути прийняті протягом 2 секунд та вступити в силу не пізніше 30 секунд після отримання розпорядження змінити уставку. Похибка виконаного регулювання та заданих уставок не повинна перевищувати $\pm 2\%$ значення уставки або $\pm 0,5\%$ номінальної напруги, в залежності від того, який із критеріїв більш жорстокий.

Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна мати можливість фіксувати уставки напруги з точністю 0,1 кВ.

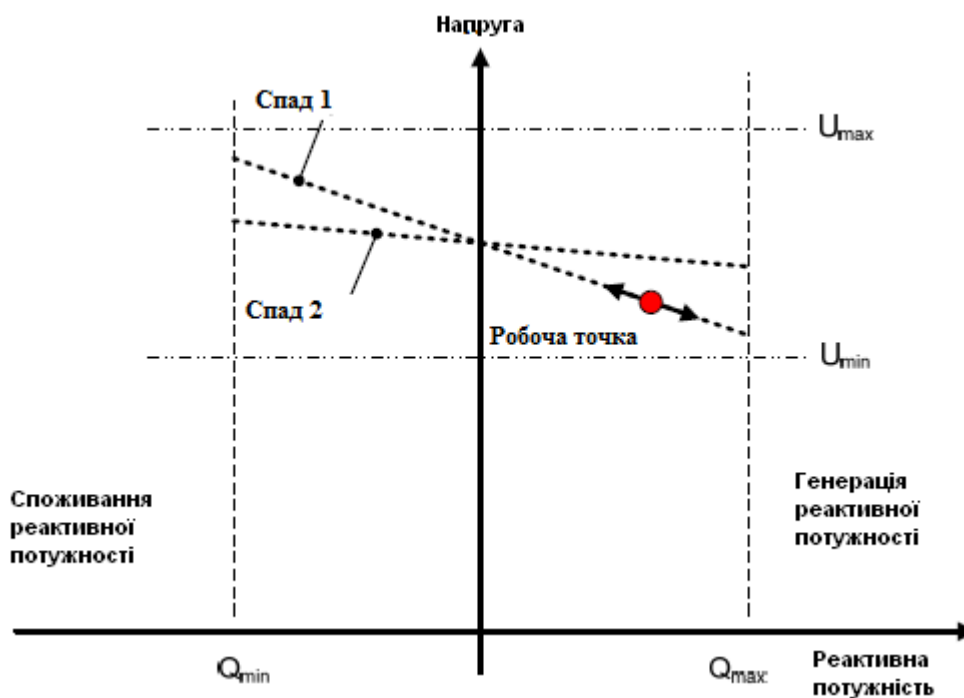
Необхідно передбачити можливість налаштувати *статизм* таким шляхом, щоб кожний індивідуальний регулятор напруги був в змозі виконувати регулювання самостійно. Окрема вітрова та фотоелектрична електростанція повинна мати можливість регулювання в динамічному діапазоні та лімітами напруги з конфігурованим *статизмом*. В даному сенсі *статизмом* вважається зміна напруги (в.о.), спричинена зміною реактивної потужності (р.у.).

Ілюстрація такої системи управління зображена на **рисунку 12**. Опорною точкою для регулювання напруги є опорна точка по напрузі.

Якщо функція управління напругою досягає динамічних проектних обмежень вітрової та фотоелектричної електростанції, функція управління повинна очікувати дій РПН трансформаторів або дій інших функцій регулювання напруги.

Координація регулювання напруги здійснюється власником електричних мереж та системним оператором.

Рисунок 12: Регулювання напруги електростанцією



5.4 СИСТЕМНИЙ ЗАХИСТ

Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна бути оснащена системним захистом, що представляє собою функції автоматичного низхідного регулювання активної потужності електростанції, але діє на відключення вітроелектроустановок та фотоелектричних модулів, з використанням однієї або декількох уставок. Такі уставки визначаються власником електричних мереж чи системним оператором при введенні вітрової та фотоелектричної електростанції в експлуатацію.

Необхідно передбачити можливість встановлювати щонайменше 5 різних уставок для електростанції.

Якщо уставка системного захисту для вітрових та фотоелектричних електростанцій потужністю більше 25 МВт змінюється, то такі зміни повинні бути прийняті протягом 2 секунд та вступити в силу не пізніше 30 секунд після отримання розпорядження змінити уставку. Похибка виконаного регулювання та заданих уставок не повинна перевищувати $\pm 2\%$ значення уставки або $\pm 0,5\%$ номінальної потужності, в залежності від того, який із критеріїв більш жорсткий.

5.5 ПРІОРИТЕТНІСТЬ ФУНКЦІЙ УПРАВЛІННЯ

Індивідуальні функції управління вітрової та фотоелектричної електростанції мають бути впорядкованими в порядку черговості одна відносно іншої. Пріоритет 1 функції управління має переважне значення над пріоритетністю 2 функції управління і так далі. Рекомендується наступний порядок пріоритетності:

1. Системний захист
2. Регулювання частоти
3. Функції обмеження

Необхідно передбачити можливість змінювати пріоритетність функцій управління шляхом зміни їх черговості.

5.6 ФУНКЦІЇ УПРАВЛІННЯ ВІТРОВИХ ТА ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

Вітрові та фотоелектричні електростанції потужністю більше 2 МВт повинні бути оснащені функціями управління відповідно до **таблиці 17**. Таблиця вказує мінімальні вимоги, які диференційовані на основі повної номінальної потужності в *точці приєднання*.

Специфікації та задані функції управління повинні відповідати міжнародному стандарту IEC 61400-25-2 [31].

Таблиця 17: Функції управління для вітрової електростанції

Функції управління	2 МВт < P < 25 МВт	P > 25 МВт
Регулювання частоти (5.2.1) *	-	X
Абсолютне обмеження генерації (5.2.2.1)	X	X
Дельта-обмеження генерації (5.2.2.2)	-	X
Обмеження градієнту потужності (5.2.2.3)	X	X
Системний захист (5.4)	X	X
Регулювання реактивної потужності (5.3.1)	X	X
Регулювання коефіцієнту потужності (5.3.2)	X	X
Регулювання напруги (5.3.3) *	X	X

*) Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна виконувати регулювання частоти та регулювання напруги на основі договору про паралельну роботу з власником електричних мереж та/чи системним оператором.

5.7. Вимоги щодо регулювання активної потужності

5.7.1. ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ВІД 150 кВт ДО 2 МВт

Окрім дотримання загальних вимог (**розділ 5.1**) та вимог до нормального режиму роботи (**розділ 3.2**), вітрова та фотоелектрична електростанція повинна мати реалізованою можливість отримання зовнішнього старт-сигналу та зовнішнього стоп-сигналу.

Сигнали повинні бути доступні через термінал або команди відповідно до специфікацій **розділу 7**.

5.7.2. ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ВІД 2 МВт ДО 25 МВт

Окрім дотримання загальних вимог (**розділ 5.1**) та вимог до нормального режиму роботи (**розділ 3.2**), вітрова та фотоелектрична електростанція повинна бути оснащена функціями управління відповідно до **Таблиці 17**.

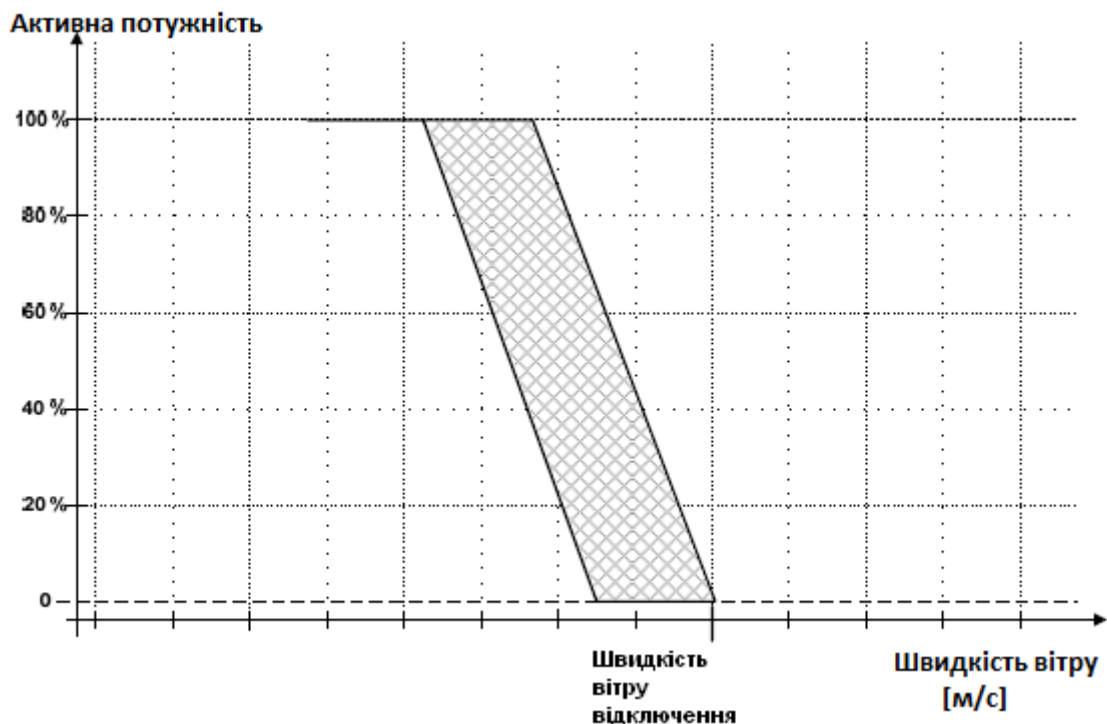
Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна мати реалізованою можливість отримання зовнішнього старт-сигналу та зовнішнього стоп-сигналу. Сигнали повинні бути доступні через термінал або команди відповідно до специфікацій **розділу 7**.

Потрібно передбачити можливість постійного низхідного управління активною потужністю генерації електростанції принаймні від 100% до 40% номінальної потужності. Під час низхідного управління активною потужністю при досягненні мінімальної потужності дозволяється відключення окремих вітроелектроустановок та фотоелектричних модулів для максимальної відповідності регульовальним характеристикам.

Вітрова електростанція повинна залишатись підключеною до електричних мереж загального призначення при середній швидкості вітру меншій, ніж швидкість відключення вітрової електростанції. Швидкість вітру, при якій електростанції відключається, повинна бути як мінімум 25 м/с, що визначається вимірюванням та усередненням швидкості вітру протягом 10 хвилин. Для запобігання порушення стійкості *електричних мереж загального призначення*, вітрова електростанція повинна бути оснащена функцією управління, що дозволить уникати тимчасових перебоїв генерації при швидкостях вітру, близьких до швидкості відключення.

Низхідне управління вітрових електростанцій може бути реалізовано як неперервне чи дискретне. Розмір кроку при дискретному управлінні не повинен перевищувати 25% номінальної потужності у межах окресленої ділянки відповідно до **рисунку 13**. Під час низхідного управління дозволяється відключення окремих вітроелектричних установок. Діапазон низхідного управління повинен бути погоджений власником електричних мереж та системним оператором до введення вітрової електростанції у експлуатацію.

Рисунок 13. Низхідне управління активною потужністю при високих швидкостях вітру



5.7.3. ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ БІЛЬШЕ 25 МВт

Окрім дотримання вимог відповідно до **розділу 5.7.2**, потрібно передбачити можливість постійного низхідного управління активною потужністю в діапазоні принаймні від 100% до 20% номінальної потужності.

5.8. ВИЗНАЧЕННЯ НЕДОВИРОБЛЕНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Для визначення кількості недовиробленої електроенергії вітровою та фотоелектричною електростанцією внаслідок низхідного регулювання, оператор вітрової та фотоелектричної електростанції повинен передбачити передачу відповідних сигналів системному оператору.

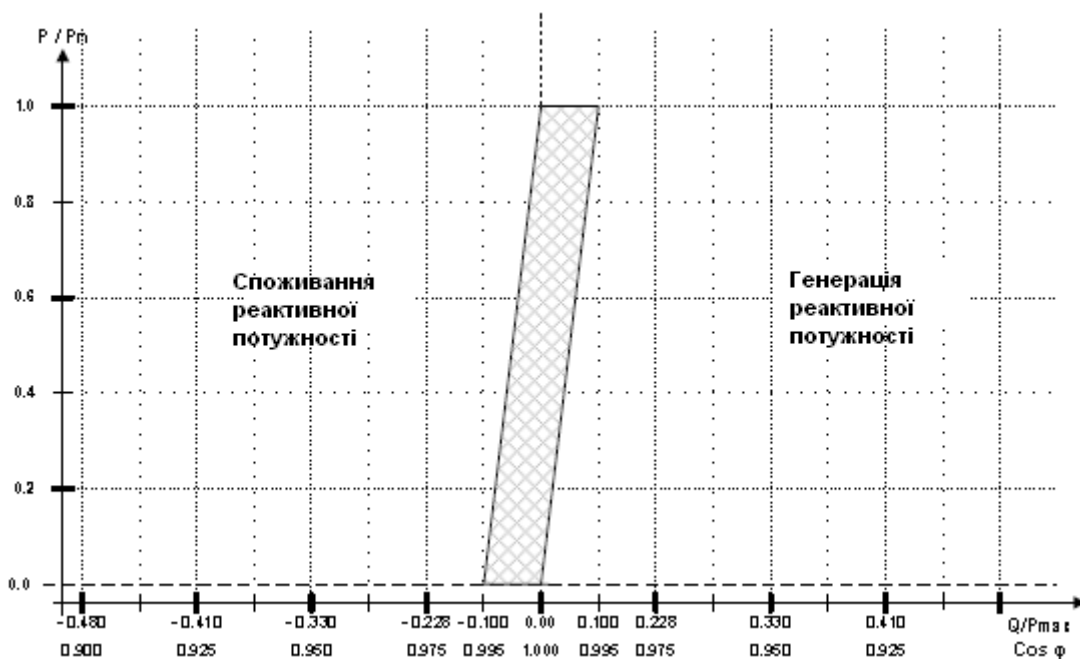
5.9. ВИМОГИ ЩОДО РЕГУЛЮВАННЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

5.9.1. ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ВІД 150 кВт ДО 2 МВт

Окрім дотримання загальних вимог **розділу 5.1** та вимог до нормального режиму роботи (**розділ 3.2**), робоча точка електростанції повинна бути завжди у межах ділянки, окресленої на **рисунку 14**.

У випадку, коли електростанція відключена від мережі або не генерує потужності, компенсація реактивної потужності у внутрішній інфраструктурі електростанції не є обов'язковою.

Рисунок 14. Вимоги регулювання реактивної потужності для електростанцій потужністю від 150 кВт до 2 МВт



5.9.2. ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ВІД 2 МВт ДО 25 МВт

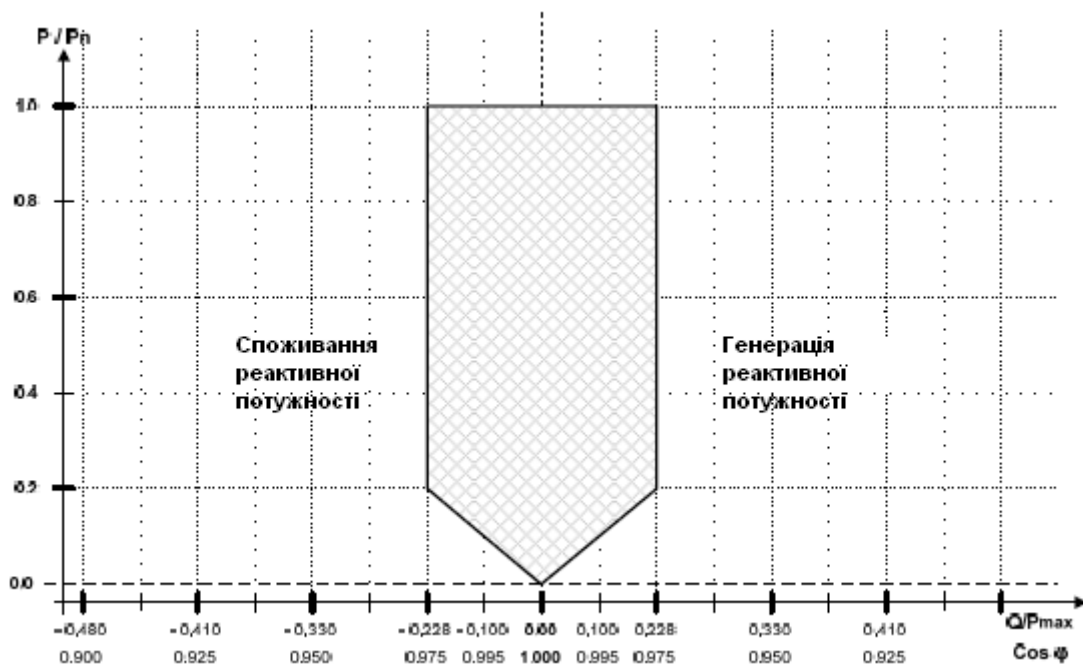
Окрім дотримання загальних вимог **розділу 5.1** та вимог до нормального режиму роботи (**розділ 3.2**), електростанція повинна бути обладнана системами управління відповідно до **Таблиці 17**.

Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна бути спроектована таким чином, щоб робоча точка електростанції завжди знаходилась у межах ділянки, окресленої на **рисунку 15**.

Форма управління та налаштування повинні бути узгоджені *власником електричних мереж та системним оператором*.

Власник електростанції є відповідальним за компенсацію реактивної потужності у внутрішній інфраструктурі у разі, якщо електростанція відключена від електричної мережі або не виробляє електроенергію. Допускається укладання угод між власником електростанції та власником електричних мереж щодо послуг компенсації реактивної потужності за рахунок інших джерел.

Рисунок 15: Вимоги щодо регулювання реактивної потужності електростанцій потужністю від 2 МВт до 25 МВт



Затверджені типові зразки вітроелектричних установок та фотоелектричних модулів повинні регулювати реактивну потужність відповідно до технічної документації виробника установок на момент набрання чинності цих вимог.

5.9.3. ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ БІЛЬШЕ 25 МВт

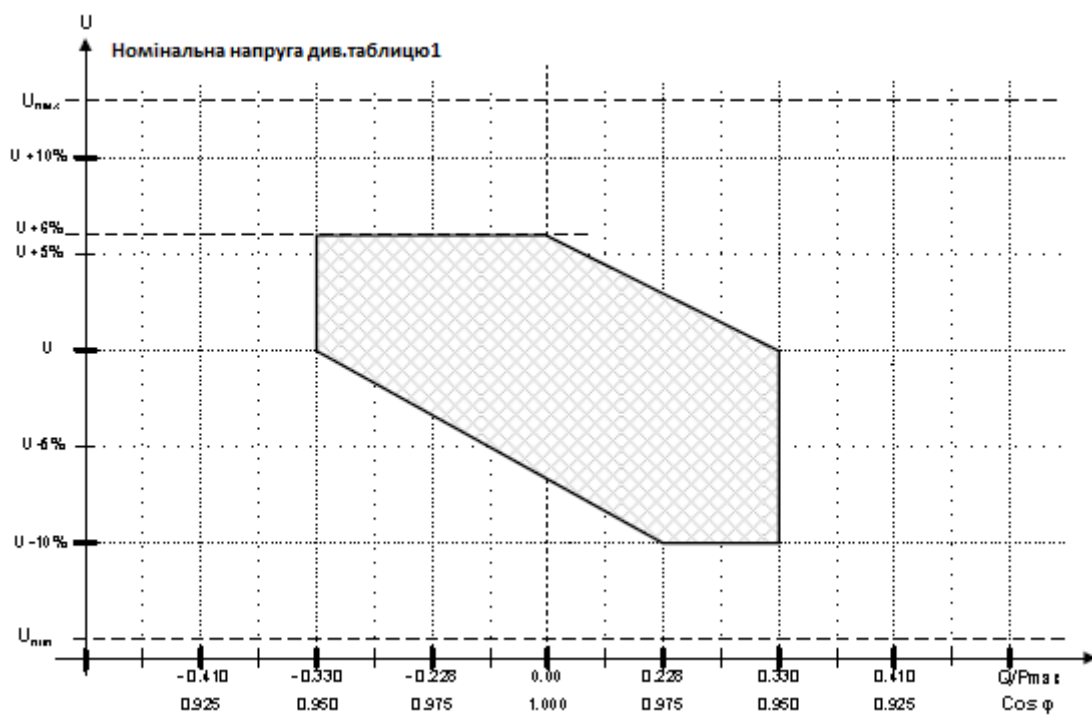
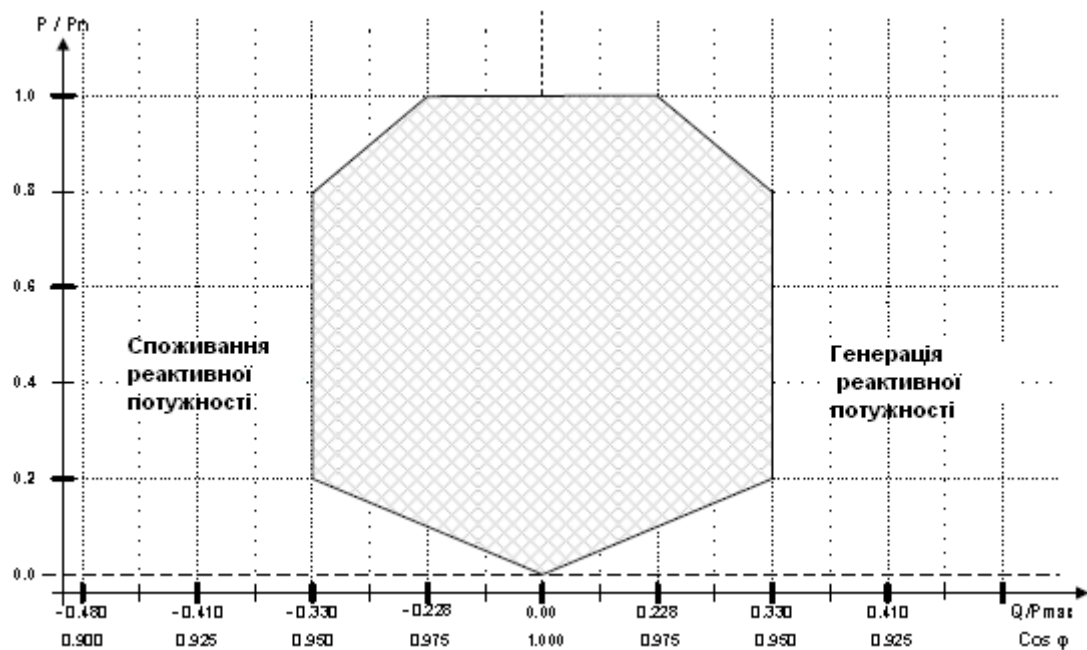
Окрім дотримання загальних вимог **розділу 5.1** та вимог до нормального режиму роботи (**розділ 3.2**), вітрова та фотоелектрична електростанція повинна бути обладнана системами управління відповідно до **Таблиці 17**.

Електростанція повинна бути спроектована таким чином, щоб робоча точка електростанції повинна бути завжди у межах ділянки, окресленої на **рисунку 16** та **рисунку 17**.

Форма управління та налаштування повинні бути узгоджені *власником електричних мереж та з системним оператором*.

Власник електростанції є відповідальним за компенсацію реактивної потужності у внутрішній інфраструктурі у разі, якщо електростанція відключена від електричної мережі або не виробляє електроенергію. Допускається укладання угод між власником електростанції та власником електричних мереж щодо послуг компенсація реактивної потужності за рахунок інших джерел.

Рисунок 16: **Вимоги щодо регулювання реактивної потужності електростанцій потужністю більше 25 МВт**



Затверджені типові зразки вітроелектричних установок та фотоелектричних модулів повинні регулювати реактивну потужність відповідно до технічної документації виробника установок на момент набрання чинності цих вимог.

6. ЗАХИСТ

6.1. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Функції захисту повинні бути направлені на захист *вітрової та фотоелектричної електростанції* та забезпечення стабільної роботи електричної мережі загального призначення.

Власник електростанції є відповідальним за оснащення *електростанції* таким чином, щоб вона:

- була захищена від подшкоджень у наслідок збоїв або аварійних ситуацій у електричній мережі загального призначення, наприклад, симетричного або несиметричного короткого замикання, відновлення напруги після ліквідації аварійних ситуацій чи збоїв, підвищення напруги у неущоженій фазі при несиметричному короткому замиканні, обривів фаз тощо.
- була захищена від пошкодження внаслідок несинхронного підключення.
- максимально захищала електричну мережу загального призначення від максимально широкого переліку небажаних впливів з боку *вітрової та фотоелектричної електростанції*.
- була захищена від відключення у некритичних випадках для *вітрової та фотоелектричної електростанції*.

Власник електричних мереж або системний оператор має право вимагати внесення змін до систем захисту у процесі експлуатації *вітрової та фотоелектричної електростанції*, якщо вважає це за потрібне. Однак, такі зміни не повинні призводити до того, що *електростанція* зазнаватиме впливів чинників з боку електричних мереж загального призначення, не розглянутих в проектній документації, визначеній **розділом 3**.

Власник електричних мереж повинен визначити можливий найвищий та найнижчий рівень струму короткого замикання у точці приєднання та іншу інформацію про електричну мережу загального призначення, необхідну для проектування систем захисту *електростанції*.

6.2. ВИМОГИ ЩОДО ЗАХИСТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ У ТОЧЦІ ПРИЄДНАННЯ

Функції захисту *електростанції* та інші відповідні налаштування повинні бути у відповідності із наступними розділами. Інші налаштування, відмінні від цих вимог, можуть використовуватися тільки за умови погодження *власником електричних мереж*.

Усі налаштування задаються по діючому значенні. *Електростанція* повинна бути відключена або зупинена, якщо виміряні значення відрізняються від встановлених номінальних значень.

Час відключення *електростанції* у разі виникнення аварійних повинен бути чітко визначений функціями захисту. Затримка відключення не допускається.

Використання реле виявлення стрибків векторів в якості захисту від ізолюваної роботи *електростанції* чи відключення від мережі не дозволяється.

Номінальна напруга одиничної генеруючої установки визначається з боку низької напруги підвищувального трансформатора. У випадку трьохобмоткових трансформаторів необхідно використовувати значення номінальної напруги низької сторони та відповідне значення номінальної потужності для цієї обмотки.

Якщо напруга вимірюється на стороні вищої напруги, то значення уставки потрібно визначати шляхом переведення значення номінальної напруги нижчої сторони у значення номінальної напруги вищої сторони підвищувального трансформатора.

Частота та напруга мають вимірюватися для усіх трьох фаз як лінійна напруга. В іншому випадку, якщо вимірюється напруга на нижчій стороні підвищувального трансформатора, допускається вимірювати фазну напругу.

У разі перехідної стрибкоподібної зміни фази напруги до 20° у місці приєднання відключати *електростанцію* не потрібно.

Тимчасові перенапруги, визначені у IEC-60071-1 [49] повинні бути обмежені до 1.30 в.о. та знижені до 1.20 в.о. напруги у місці приєднання за 100 мс.

6.2.1. ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ВІД 150 кВт ДО 25 МВт

Функції захисту, уставки та час роботи повинні бути такими, як показано у Таблиці 19.

Таблиця 19: Вимоги до електростанцій потужністю від 150 кВт до 25 МВт

Захід безпеки	Символ	Уставка		Час роботи	
Перенапруга (крок 3)	$U_{>>>}$	$1.20 \cdot U_n$	В	5...100	мс
Перенапруга (крок 2)	$U_{>>}$	$1.10 \cdot U_n$	В	200	мс
Перенапруга (крок 1)	$U_{>}$	$1.06 \cdot U_n$	В	60	с
Знижена напруга	$U_{<}$	$0.90 \cdot U_n$	В	10...60	с
Підвищена частота	$f_{>}$	52	Гц	200	мс
Знижена частота	$f_{<}$	47	Гц	200	мс

6.2.2. ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ БІЛЬШЕ 25 МВт

Функції захисту, уставки та час роботи повинні бути такими, як показано у **Таблиці 20**.

Таблиця 20: Вимоги до електростанцій потужністю більше 25 МВт

Захід безпеки	Символ	Установка		Час роботи	
Перенапруга (крок 3)	$U_{>>>}$	$1.20 \cdot U_n$	В	5...100	мс
Перенапруга (крок 2)	$U_{>>}$	$1.15 \cdot U_n$	В	2	с
Перенапруга (крок 1)	$U_{>}$	$1.10 \cdot U_n$	В	60	с
Знижена напруга	$U_{<}$	$0.90 \cdot U_n$	В	10...60	с
Підвищена частота	$f_{>}$	52	Гц	200	мс
Знижена частота	$f_{<}$	47	Гц	200	мс

7. ОБМІН ДАНИМИ ТА СИГНАЛАМИ

7.1. Вимоги до зв'язку

При підготовці до роботи паралельно з електричними мережами загального призначення, необхідно забезпечити постійний надійний технологічний зв'язок між вітровою та фотоелектричною електростанцією та відповідним диспетчерським центром. Для цього необхідно передбачити:

- технологічний зв'язок по кожному напрямку передавання диспетчерських команд. Диспетчеру повинен надаватися диспетчерський телефонний зв'язок, який організований за схемою «точка-точка»;
- закінчення обладнання диспетчерського телефонного зв'язку повинне мати диспетчерські пульти, що забезпечують зв'язок без набору номеру. При цьому повинен здійснюватись запис диспетчерських розмов з збереженням їх у відповідності з встановленим порядком. Для організації диспетчерського зв'язку повинні використовуватися цифрові автоматичні телефонні станції;
- для автоматизованих систем керування, в тому числі для передавання телеметричної інформації та команд управління повинен бути організовано цифровий технологічний канал зв'язку, смуга пропускання якого повинна вибиратися така, щоб забезпечити обмін інформацією з необхідними об'ємами та параметрами обміну.

7.1.1. ВІТРОВІ ТА ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ВІД 150 кВт ДО 2 МВт

Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна бути підготовлена до отримання зовнішнього старт-сигналу та зовнішнього стоп-сигналу. Сигнали повинні бути отримані через термінал або командами згідно специфікацій (розділ 7.3).

7.1.2. ВІТРОВІ ТА ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ БІЛЬШОЮ, НІЖ 2 МВт

Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна бути підготовлена до отримання зовнішнього старт-сигналу та зовнішнього стоп-сигналу. Сигнали повинні бути отримані через термінал або командами згідно специфікацій (розділ 7.3).

Необхідно передбачити можливість одержувати точні вимірювання та підтримувати обмін даними у будь-якій ситуації, навіть у випадку зупинки *електростанції* або відсутності зовнішнього електропостачання. Локальне резервне живлення повинно забезпечувати як мінімум запис даних вимірювань і забезпечення контролю над зупиненою електростанцією та системою спостережень. Реєстрація під час відсутності електропостачання повинна проводитись з періодичністю 1 хв.

Зміна уставок функцій регулювання повинна змінюватись автоматично відповідно до команд системного оператора чи власника мереж.

Усі вимірювання та дані, які мають відношення до реєстрації та аналізу, повинні записуватись із точною міткою часу, тобто дані повинні співвідноситись одне з одним та із подібними записами у електромережі загального призначення. Мітки часу повинні записуватись у форматі універсального глобального часу (UTC) або GPS із точністю до 10 мс. Поправку UTC потрібно встановити +2 для зимового часу та +3 для літнього часу.

7.2. Вимоги до вимірювань

Вимоги, зазначені у цьому розділі, застосовні для вітрових та фотоелектричних електростанцій потужністю від 150 кВт.

Особливі вимоги щодо встановлення вимірювального обладнання, точності вимірювання та переліку даних, що повинні бути доступними, коли вітрова та фотоелектрична електростанція приєднана до електричних мереж загального призначення, визначені у наступних джерелах:

1. Інструкція про порядок комерційного обліку електроенергії (додаток 10 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії).
 2. Правила взаємовідносин між Державним підприємством "Національна енергетична компанія "Укренерго" та суб'єктами (об'єктами) електроенергетики в умовах паралельної роботи в складі Об'єднаної енергетичної системи України.
 3. ПТЕ. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. ГKD 34.20.507-2003.
-

Дотримання вищезазначених вимог повинно контролюватись під час процедур введення *вітрової та фотоелектричної електростанції* у експлуатацію.

7.3. ОБМІН ДАНИМИ

Вимоги застосовні для *вітрових та фотоелектричних електростанцій* потужністю більше, ніж 2 МВт.

Інформація для *вітрової та фотоелектричної електростанції* повинна бути як мінімум оформлена та згрупована відповідно до стандарту IEC 61400-25-2. [31].

Список сигналів, призначених для обміну інформацією із *вітровою та фотоелектричною електростанцією*, повинен включати щонайменше сигнали, зазначені у стандарті IEC 61400-25-2 як «обов'язкові».

Для обміну інформацією із електростанцію повинен використовуватися пакет протоколу IEC 61400-25-4 Додаток D (IEC-60870-5-104) [34]. Конфігурація пакету протоколу IEC 61400-25-4 повинна дотримуватися таким чином, щоб забезпечувати зв'язок між *електростанцією* та як мінімум двома комунікаційними вузлами.

Для формування балансу електроенергії електроенергетичної системи та форм статистичної звітності, вітрова та фотоелектрична електростанція повинна направляти системному операторові генерацію та відпуск електроенергії в електричні мережі відповідними макетами.

Поточні налаштування *електростанції* повинні визначатися у разі разом із власником електричних мереж та повинні бути зафіксовані документально відповідно до вимог, зазначених у розділі 8.

7.4. РЕЄСТРАЦІЯ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ

Вимоги щодо реєстрації коротких замикань у *електричних мережах загального призначення* застосовні до *вітрових та фотоелектричних електростанцій* потужністю більше 25 МВт.

Реєстрація повинна проводитися із використанням електронного обладнання, призначеного для записів усіх аварійних ситуацій у точці приєднання у випадку коротких замикань у електричній мережі загального призначення.

Власник *вітрової та фотоелектричної електростанції* повинен встановити у точці приєднання реєструюче обладнання для фіксації як мінімум наступної інформації:

- Напруга у кожній фазі
- Струм у кожній фазі
- Активна потужність
- Реактивна потужність
- Частота

Додатково реєструюче обладнання повинно фіксувати дискретні сигнали пристроїв РЗ та ПА, а також технологічної автоматики.

Записи повинні проводитись як синхронізовані серії вимірювань величин, починаючи за 10 секунд до аварійної ситуації та 60 секунд після виявлення аварійної ситуації (короткого замикання).

Мінімальна частота запису усіх аварійних ситуацій має бути 1 кГц.

Особливі налаштування для реєстрації аварій повинні бути узгоджені із *системним оператором* протягом вводу електростанції в експлуатацію.

Усі вимірювання та дані, які мають відношення до реєстрації та аналізу, повинні записуватись із точною міткою часу, тобто дані повинні співвідноситись одне з одним та із подібними записами у електричній мережі загального призначення. Час повинен записуватись відповідно до універсального глобального часу (UTC) або GPS із точністю до 10 мс. Поправку UTC потрібно встановити +2 для зимового часу та +3 для літнього часу.

Дані реєстрації повинні зберігатися як мінімум протягом трьох місяців після виникнення аварійних ситуацій. Мінімально можлива кількість зареєстрованих аварійних ситуацій, що зберігаються, повинна бути не менше 100.

Власник мереж та системний оператор має право за запитом отримати доступ до даних реєстрації та пов'язаної інформації у форматі COMTRADE.

7.5. ЗАПИТ НА ОТРИМАННЯ ДОДАТКОВИХ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ДАНИХ ТА ДОКУМЕНТАЦІЇ

Вимоги цього розділу застосовні до вітрових та фотоелектричних електростанцій потужністю більше 25 МВт.

Власник електричних мереж та системний оператор в будь-який час можуть надіслати запит щодо відповідної інформації щодо електростанції. Витрати, пов'язані з такими запитами повинен оплачувати власник електростанції.

Системний оператор може надіслати запит про вимірювані дані та дані реєстрації аварійних подій на вітровій та фотоелектричній електростанції протягом останніх трьох місяців.

Власник електричних мереж та системний оператор уповноважені надіслати запит про стан електростанції та документальне підтвердження щодо дотримання цих вимог. Такі перевірки та документальне підтвердження повинні ґрунтуватися на вимірюваннях та/або розрахунках, проведених власником електричних мереж або системним оператором.

8. ВИМОГИ ДО ДОКУМЕНТАЦІЇ

Власник електростанції є відповідальним за забезпечення виконання даних вимог до вітрових та фотоелектричних електростанцій та документальне підтвердження виконання цих вимог.

Окрім документації, яка визначена чинним законодавством України, власник електростанції повинен надати додаткову інформацію відповідно до цього розділу в залежності від максимально-допустимої потужності у місці приєднання електростанції до електричних мереж загального призначення.

Загальна процедура затвердження наданої інформації електростанцією наступна:

- Документація пересилається в електронному та паперовому (за можливості) вигляді власнику мереж, до яких приєднується електростанція;
- Власник електричних мереж вивчає та затверджує документацію та з'ясовує, чи надано усю потрібну інформацію;
- Власник мереж пересилає затверджену документацію в електронному вигляді системному оператору.

Для документального підтвердження виконання цих вимог власник електростанції має надати технічний звіт, складений за результатами проведення польових випробувань та/або моделювання, які обґрунтовано демонструють відповідність вітрових та фотоелектричних електростанцій технічним вимогам цього документу.

8.1. ВІТРОВІ ТА ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ВІД 150 кВт ДО 2 МВт

Необхідно надати наступну документацію, дійсну на момент введення електростанції в експлуатацію:

- Генеральний план
- Технічна документація
- Однолінійна схема
- Параметри якості електроенергії
- Список комунікаційних сигналів

8.2. ВІТРОВІ ТА ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ВІД 2 МВт ДО 25 МВт

Необхідно надати наступну документацію, дійсну на момент введення електростанції в експлуатацію:

- Генеральний план
- Технічна документація
- Однолінійна схема
- Параметри якості електроенергії
- Падіння напруги (характеристика внутрішніх мереж)
- Характеристика потужності (PQ крива)
- Параметри короткого замикання
- Динамічна модель
- Список комунікаційних сигналів

8.3. ВІТРОВІ ТА ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ БІЛЬШЕ НІЖ 25 МВт

Необхідно надати наступну документацію, дійсну на момент введення електростанції в експлуатацію, не пізніше, ніж за 3 місяці перед введенням електростанції в експлуатацію:

- Генеральний план
 - Технічна документація
 - Однолінійна схема
 - Параметри якості електроенергії
 - Падіння напруги (характеристика внутрішніх мереж)
 - Характеристика потужності (PQ крива)
 - Параметри короткого замикання
-

-
- Динамічна модель
 - Список комунікаційних сигналів

9. Вимоги до схем приєднань

У цьому розділі сформовано основні вимоги до схем приєднання вітрових та фотоелектричних електростанцій до *електричних мереж загального користування*.

9.1. ВІТРОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ДО 70 МВт, ЩО ПРИЄДНУЮТЬСЯ ДО МІСЦЕВИХ (ЛОКАЛЬНИХ) ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Вимоги до схем приєднання *вітрових електростанцій* потужністю до 70 МВт до місцевих (локальних) електричних мереж регламентуються ГKD 341.003.001.001-2000 «Під'єднання об'єктів вітроенергетики до електричних мереж. Порядок і вимоги».

9.2. ВІТРОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ПОНАД 70 МВт ТА ТАКІ, ЯКІ ПРИЄДНУЮТЬСЯ ДО МАГІСТРАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Вимоги до схем приєднання *вітрових електростанцій* потужністю понад 70 МВт та таких, які приєднуються до магістральних електричних мереж, формуються на підставі техніко-економічних розрахунків з урахуванням режимів роботи електричних мереж.

9.3. ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Вимоги до схем приєднань фотоелектричних електростанцій визначаються на основі чинних нормативних документів щодо приєднання електростанцій до електричних мереж загального призначення.
