

Кодекс системи передачі

(в редакції станом на 16.12.2016)

КИЇВ

ЗМІСТ

1	ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ	7
1.1	Сфера застосування Кодексу	7
1.2	Визначення термінів	7
1.3	Нормативні посилання	12
2	ПЕРСПЕКТИВНЕ ПЛАНУВАННЯ РОЗВИТКУ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ	12
2.1	Мета перспективного планування, цілі та завдання	12
2.2	Стандарти та критерії планування	13
2.3	Порядок та етапи організації планування розвитку системи передачі	14
2.4	Дані, які надаються Користувачами системи передачі для перспективного планування	16
2.5	Постійні дані, які надаються Користувачами системи передачі	18
2.6	Дані, які надаються Оператором Користувачам системи передачі	22
2.7	Підготовка звіту про виконання Плану розвитку системи передачі	22
3	ПОРЯДОК ДОСТУПУ ТА ПРИЄДНАННЯ ДО СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ	23
3.1	Загальні умови щодо надання доступу та приєднання електроустановок до системи передачі	23
3.2	Мінімальні технічні та експлуатаційні вимоги до обладнання Оператора і Користувачів системи передачі	25
3.3	Додаткові технічні вимоги до енергетичного обладнання виробників електричної енергії	28
3.4	Порядок організації приєднання до системи передачі	30
3.5	Подання заяви про приєднання	31
3.6	Визначення точки забезпечення потужності	32
3.7	Розроблення та надання Замовнику технічних умов на приєднання	32
3.8	Техніко-економічне обґрунтування схеми приєднання	33
3.9	Укладання договору про приєднання	33
3.10	Розроблення проектно-кошторисної документації	34
3.11	Проведення будівельно-монтажних і пусконаладжувальних робіт	35
3.12	Підключення електроустановок Замовника до електричної мережі	36
3.13	Визначення меж балансової належності	37
3.14	Загальні вимоги до Користувачів системи передачі	37
3.15	Особливості приєднання електроустановок окремих категорій виробників, на яких поширюються відповідні норми Закону України «Про ринок електричної енергії України»	39
3.16	Перелік та порядок надання Оператором системи передачі інформації, необхідної для приєднання	40
3.17	Умови, за яких Користувачам може бути відмовлено в доступі до системи передачі	40
3.18	Від'єднання Користувачів від системи передачі	41

4	ЕКСПЛУАТАЦІЯ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ ТА ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК, ПРИЄДНАНИХ ДО НЕЇ	42
4.1	Організація технічних і технологічних систем експлуатації та управління цими системами	42
4.2	Принципи організації експлуатації	44
4.3	Організація вимірювання параметрів роботи обладнання системи передачі та електроустановок, приєднаних до неї	46
4.4	Організація контролю та нагляду за експлуатацією	46
4.5	Організація виконання вимог нормативно-технічних документів, їх обліку та контролю	47
4.6	Організація розслідувань та обліку технологічних порушень	47
4.7	Права, обов'язки та відповідальність Оператора системи передачі та Користувачів системи передачі щодо технічної експлуатації електроустановок об'єктів електроенергетики	49
4.8	Системні випробування та організація їх проведення	50
4.9	Права та обов'язки учасників системних випробувань	55
5	ОПЕРАЦІЙНА БЕЗПЕКА ПОСТАЧАННЯ	56
5.1	Загальні положення	56
5.2	Перелік стандартів операційної безпеки	57
5.3	Моніторинг за дотриманням стандартів операційної безпеки	57
5.4	Порядок проведення громадських обговорень та консультацій із зацікавленими сторонами при розробленні стандартів операційної безпеки	57
6	ОПЕРАТИВНЕ ПЛАНУВАННЯ РОБОТИ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ	58
6.1	Оперативне планування	58
6.2	Порядок планування виведення з роботи обладнання	58
6.3	Порядок координації виведення з роботи обладнання	61
6.4	Порядок планування та введення в роботу обладнання	62
6.5	Прогнозування споживання та виробництва електричної енергії	62
6.6	Оцінювання безпеки енергосистеми та безпеки постачання електричної енергії	66
6.7	Визначення пропускної спроможності електричних мереж ОЕС України	68
7	ЦЕНТРАЛІЗОВАНЕ ДИСПЕТЧЕРСЬКЕ (ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНЕ) УПРАВЛІННЯ ОЕС УКРАЇНИ	70
7.1	Загальні принципи організації централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління	70
7.2	Технологічна схема диспетчерського управління	70
7.3	Функції диспетчерського управління в режимі реального часу, розподіл та порядок управління обладнанням за формами оперативної підпорядкованості	71
7.4	Порядок взаємодії оперативного персоналу суб'єктів ОЕС України	72
7.5	Положення щодо диспетчерського управління та механізмів балансування	73

	енергосистеми в реальному часі	
7.6	Положення щодо первинного, вторинного і третинного регулювання частоти та потужності	75
7.7	Положення щодо регулювання напруги та реактивної потужності	77
7.8	Критерії, що застосовуються Оператором системи передачі для диспетчеризації генеруючих потужностей та використання міждержавних перетинів	80
8	УПРАВЛІННЯ СИСТЕМНИМИ ОБМЕЖЕННЯМИ	81
8.1	Характеристика системних обмежень	81
8.2	Мета та загальні принципи управління обмеженнями в системі передачі	81
8.3	Заходи з управління системними обмеженнями	82
8.4	Управління обмеженнями у разі оголошення форс-мажору	82
8.5	Аналіз системних обмежень	83
9	ЗАХИСТ ОЕС УКРАЇНИ В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	84
9.1	Критерії настання надзвичайної ситуації в ОЕС України та порядок її оголошення	84
9.2	План захисту системи передачі та ОЕС України в надзвичайних ситуаціях	85
9.3	Захист енергосистеми в разі відхилення частоти	89
9.4	Захист енергосистеми в разі відхилення напруги	91
9.5	Захист енергосистеми шляхом регулювання споживання електричної енергії	92
9.6	Захист енергосистеми у разі порушення синхронного режиму роботи окремих частин ОЕС України та/або електростанцій	92
9.7	Відновлення режиму роботи енергосистеми в процесі ліквідації технологічних порушень	93
9.8	Відновлення режиму роботи енергосистеми після системної аварії	94
10	НАДАННЯ/ВИКОРИСТАННЯ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ ОПЕРАТОРУ/ОПЕРАТОРОМ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ	97
10.1	Мета надання/використання допоміжних послуг	97
10.2	Характеристики та порядок надання/використання допоміжних послуг	97
10.3	Вимоги до електроенергетичного обладнання Постачальника допоміжних послуг, необхідні для забезпечення належного надання відповідних допоміжних послуг	98
10.4	Порядок відбору Постачальників допоміжних послуг	99
10.5	Контроль за виконанням Постачальниками допоміжних послуг своїх обов'язків та перевірка роботи їх електроустановок	100
10.6	Взаємодія Оператора системи передачі та Постачальників допоміжних послуг	101
11	УМОВИ ТА ПРАВИЛА НАДАННЯ ПРІОРИТЕТІВ ОБ'ЄКТАМ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ, ЩО ВИКОРИСТОВУЮТЬ ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ	101
11.1	Загальні положення	101

11.2	Умови надання пріоритетів	102
11.3	Положення щодо надання пріоритетів	102
12	ІНФОРМАЦІЙНО-ТЕХНОЛОГІЧНА СИСТЕМА ТА ОБМІН ІНФОРМАЦІЄЮ	102
12.1	Загальні принципи та вимоги до побудови інформаційно-технологічної системи управління	102
12.2	Загальні вимоги щодо формування телекомунікаційних мереж технологічного зв'язку та обміну інформацією	104
12.3	Вимоги до систем зв'язку з боку системи управління	106
12.4	Відповідальність за функціонування системи інформаційно-технологічного управління	107
12.5	Основні вимоги до організації систем збору і передачі інформації для диспетчерських пунктів Оператора системи передачі	107
12.6	Вимоги щодо організації обміну інформацією між Оператором системи передачі та Користувачами системи передачі	109
12.7	Зв'язок під час роботи в реальному часі	110
12.8	Вимоги до єдиної системи точного часу в ОЕС України	110
12.9	Порядок оброблення та зберігання даних	110
12.10	Конфіденційність даних та поводження з конфіденційною інформацією	111
13	НАДАННЯ ПОСЛУГ З ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА З ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО (ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО) УПРАВЛІННЯ	112
13.1	Загальні умови надання послуг з передачі електричної енергії та з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління	112
13.2	Вимоги щодо якості надання послуг з передачі електроенергії	113
13.3	Порядок припинення електроживлення Споживача за зверненням Електропостачальника	114
13.4	Порядок відновлення електроживлення Споживача за зверненням Електропостачальника	115
13.5	Порядок укладання договорів про надання послуг з передачі електричної енергії	116
13.6	Порядок укладання договорів про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління	118
14	ПІДГОТОВКА ЕКСПЛУАТАЦІЙНОГО ТА ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛУ ОПЕРАТОРА СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ ТА ОБ'ЄКТІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ, З ЯКИМИ ВЗАЄМОДІЄ ОПЕРАТОР СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ	120
14.1	Організація роботи з персоналом	120
14.2	Організація проведення спеціального навчання	121
14.3	Вимоги щодо підготовки персоналу Оператора системи передачі	122
14.4	Вимоги щодо підготовки працівників об'єктів електроенергетики, задіяних у системі централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України	123

14.5	Атестація персоналу (працівників)	124
15	АДМІНІСТРУВАННЯ КОДЕКСУ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ ТА ВНЕСЕННЯ ЗМІН ДО НЬОГО	125
15.1	Адміністратор Кодексу системи передачі	125
15.2	Порядок внесення змін і доповнень до Кодексу системи передачі	126
16	ПЕРЕХІДНІ ТА ПРИКІНЦЕВІ ПОЛОЖЕННЯ	127
16.1	Взаємозв'язки (взаємодії) Кодексу з іншими пов'язаними нормативно-технічними документами	127
16.2	Дії при непередбачуваних обставинах	128

ДОДАТКИ

Додаток 1 (тип А). Заява про приєднання електроустановок до системи передачі (типова форма)

Додаток 1 (тип Б). Заява про приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, до системи передачі (типова форма)

Додаток 2. Заява на отримання вихідних даних для розроблення техніко-економічного обґрунтування схеми приєднання об'єкта (типова форма)

Додаток 3 (тип А). Технічні умови на приєднання електроустановок до системи передачі (типова форма)

Додаток 3 (тип Б). Технічні умови на приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, до системи передачі (типова форма)

Додаток 4 (тип А). Договір про приєднання електроустановок до системи передачі (типова форма)

Додаток 4 (тип Б). Договір про приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, до системи передачі (типова форма)

Додаток 4 (тип В). Договір про приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії з використанням відновлювальних джерел енергії, до системи передачі (типова форма)

Додаток 5. Перелік нормативно-технічних документів в галузі електроенергетики, віднесених до категорії «Стандарти операційної безпеки»

Розділ 1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

1.1 Сфера застосування Кодексу

1.1.1. Кодекс системи передачі (далі – Кодекс) – зведення вимог та правил, які регулюють взаємовідносини Оператора системи передачі та Користувачів системи передачі щодо планування, розвитку та експлуатації (у тому числі оперативно-технологічного управління) системи передачі у складі об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, а також доступу до системи передачі.

1.1.2. Кодекс розроблений на виконання та у розвиток положень Закону України «Про ринок електричної енергії України», інших законодавчих і нормативно-правових актів, які регулюють вищезазначені та інші взаємовідносини в електроенергетичному комплексі України та встановлює базові системні вимоги і правила до суб'єктів господарювання, які здійснюють свою діяльність у цьому комплексі.

1.2 Визначення термінів

1.2.1. У цьому Кодексі терміни вживаються у таких значеннях:

аварійна ситуація – стан потенційно небезпечного об'єкта, що характеризується порушенням меж та/або умов його безпечної експлуатації, але не перейшов у надзвичайну ситуацію чи аварію і за якого всі несприятливі впливи джерел небезпеки на обладнання, персонал, населення та навколишнє природне середовище утримуються у прийнятних межах за допомогою відповідних технічних засобів, передбачених проектом та/або протиаварійними заходами;

аварійне відключення – автоматичне/ручне відключення обладнання (об'єкта електроенергетики) від електричної мережі внаслідок чи для запобігання аварійному режиму роботи або відключення у разі помилкових дій персоналу або пристроїв релейного захисту і автоматики або несанкціонованого втручання сторонніх осіб;

аварійний режим роботи – технологічне порушення, за якого відхилення хоча б одного з експлуатаційних параметрів, що характеризують роботу системи передачі, виходить за межі граничнодопустимих значень;

аварійне розвантаження – примусове зменшення величини споживаної потужності для упередження порушення сталої роботи системи передачі;

аварія на енергооб'єкті – небезпечна подія техногенного (з конструктивних, виробничих, технологічних, експлуатаційних причин тощо) чи природного походження, яка спричинила загибель людей чи створює на об'єкті або території загрозу життю та здоров'ю людей і призводить до пошкодження, виходу з ладу або руйнування будівель, споруд та обладнання, порушення виробничого або технологічного процесу чи завдає шкоди навколишньому природному середовищу;

аварія системна (особлива системна аварія) – технологічне порушення в режимі роботи усієї або значної частини ОЕС України внаслідок пошкодження (знеструмлення) обладнання електричних мереж та/або втрати генеруючої потужності електростанцій, що призводить до порушення паралельної роботи елементів і частин енергосистеми, її поділу на частини або відділення від неї електростанцій та масового відключення споживачів електричної енергії;

Адміністратор Кодексу – структурний підрозділ Оператора системи передачі, який здійснює функції адміністрування Кодексу;

балансова надійність ОЕС України – здатність енергосистеми задовольняти сумарний попит на електричну енергію та потужність і задовольняти потребу в електроенергії всіх споживачів в кожний момент часу з дотриманням вимог безпеки її постачання за умови дотримання споживачами договірних зобов'язань щодо споживання електроенергії;

безпека - відсутність недопустимого ризику, пов'язаного з можливістю спричинення шкоди та/або нанесення збитку;

випробування в ОЕС України (далі – випробування) – підготовлений та впроваджений за відповідною програмою особливий режим роботи обладнання об'єктів електроенергетики для комплексної перевірки роботоспроможності обладнання, параметрів та показників його роботи в експлуатаційних умовах, оцінки впливів обладнання та конфігурації мережі, що випробовується, на роботу ОЕС України;

вихідні дані для розробки техніко-економічного обґрунтування (далі – ТЕО) вибору схеми приєднання електроустановки – актуальні на час звернення Замовника характеристики та завантаження елементів системи передачі (по елементах) з урахуванням резерву потужності за укладеними договорами про приєднання, які мають істотне значення для визначення точки/точок забезпечення потужності з урахуванням замовленої категорійності з надійності електропостачання;

від'єднання електроустановки – послідовність дій, спрямованих на фізичне відокремлення (демонтаж) одного або кількох технологічних елементів електричної мережі для запобігання технічній можливості несанкціонованої передачі електричної енергії від (до) цієї мережі до (від) електроустановки;

відключення електроустановки – одноразова дія (технологічна операція), яка виконується автоматичним або ручним способом штатними пристроями (вимикач, роз'єднувач) електричної мережі або електроустановки шляхом роз'єднання сусідніх елементів цієї мережі (установки) без порушення її технологічної цілісності, спрямована на знеструмлення електроустановки;

договір про приєднання до системи передачі (договір про приєднання) – письмова домовленість сторін, яка визначає зміст та регулює правовідносини між сторонами в процесі приєднання електроустановок Замовника до системи передачі;

експлуатація обладнання (виробу, системи) – частина життєвого циклу обладнання, на якому реалізується, підтримується та відновлюється його якість, та який включає в себе використання за призначенням, технічне обслуговування, ремонт, транспортування і зберігання від моменту його виготовлення до моменту виведення з експлуатації;

електроустановки інженерного (зовнішнього) забезпечення – електричні мережі (об'єкти), збудовані, реконструйовані чи технічно переоснащені від точки забезпечення потужності до точки приєднання об'єкта Замовника;

енергетична безпека – стан електроенергетики, який гарантує технічно та економічно безпечне задоволення поточних і перспективних потреб споживачів в енергії та охорону навколишнього природного середовища, та характеризується здатністю держави в особі її органів управління забезпечити кінцевих споживачів енергією в необхідному обсязі та належної якості у звичайних умовах, а також під час дії надзвичайних ситуацій внутрішнього чи зовнішнього характеру у межах гарантованого покриття мінімального обсягу найважливіших потреб країни, окремих її районів, міст, селищ чи об'єктів у паливно-енергетичних ресурсах;

живучість енергосистеми – здатність енергосистеми протистояти каскадному розвитку аварійних ситуацій та забезпечувати їх ліквідацію і відновлення енергопостачання споживачів;

Замовник – юридична особа (суб'єкт господарювання), яка письмово повідомила Оператора системи передачі про намір приєднати до системи передачі збудовані, реконструйовані чи технічно переоснащені електроустановки, що призначаються для виробництва або перетворення чи розподілу електричної енергії;

зміна технічних параметрів – збільшення величини дозволеної до використання потужності електроустановки об'єкта, підвищення рівня надійності електрозабезпечення

електроустановки, зміна ступеня напруги та/або зміна схеми живлення електроустановки Замовника, що здійснюється з його ініціативи згідно встановлених правил;

контрольний вимір – система заходів, що забезпечує одночасне (в почасовому вимірі) отримання показів активної та реактивної потужності окремих Користувачів, потужності в окремих вузлах системи передачі та рівнів напруги в характерних точках, а також інших даних щодо схеми електрозабезпечення Користувачів та режиму роботи обладнання;

Користувачі системи передачі – юридичні особи, які згідно документа (ліцензії), виданого регулятором, відпускають або приймають електричну енергію до/з системи передачі або використовують її для передачі електричної енергії;

межі операційної безпеки – гранично допустимі показники параметрів роботи ОЕС України та її окремих складових частин (електричні станції, система передачі та системи розподілу), що відрізняють надзвичайні ситуації від нормальних режимів її функціонування;

надійність – властивість об'єкта зберігати в часі у встановлених межах значення всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати необхідні функції в заданих режимах і умовах експлуатації, технічного обслуговування, зберігання і транспортування;

об'єкти диспетчеризації – обладнання електроустановок об'єктів електроенергетики, у тому числі пристрої релейного захисту і противарійної автоматики (РЗіПА), елементи системи автоматичного регулювання частоти та потужності, автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ), засоби диспетчерського та технологічного управління (ЗДТУ) тощо, яке перебуває в оперативному управлінні або віданні диспетчерського персоналу;

оперативне відання – категорія диспетчерського управління об'єктом диспетчеризації, стан і режим роботи якого впливає на наявну потужність і резерв потужності електростанцій, режим і надійність роботи електричних мереж ОЕС України загалом, а також настроювання пристроїв РЗіПА, АСДУ, ЗДТУ, коли проведення технологічних операцій щодо зміни його стану та режиму роботи здійснюється з дозволу оперативного працівника відповідного рівня, у оперативному віданні якого перебуває цей об'єкт диспетчеризації;

оперативне управління – категорія диспетчерського управління об'єктом диспетчеризації, коли проведення технологічних операцій щодо зміни його стану та режиму роботи здійснюється безпосередньо оперативним персоналом, в оперативному управлінні якого перебуває цей об'єкт диспетчеризації або за його оперативними розпорядженнями підпорядкованим персоналом і потребує координації дій підпорядкованого оперативного персоналу та узгодження їх на декількох об'єктах;

оперативно-технологічне управління ОЕС України – побудована за ієрархічною структурою система контролю параметрів та режимів роботи енергосистеми в цілому та обладнання кожного енергетичного об'єкта, що входить до її складу, в процесі виробництва, передачі та розподілу електроенергії з метою управління цими процесами для підтримання заданих параметрів та режимів роботи шляхом реалізації комплексу дій, направлених на зміну технологічних режимів та/або оперативного стану обладнання енергооб'єктів, що складається з прийняття рішення, підготовки та надання оперативного розпорядження і контролю за його виконанням;

перетин (в електричній мережі) – сукупність декількох мережевих елементів внутрішньосистемних або міжсистемних ліній електропередачі, вимкнення яких призводить до повного розділення енергосистеми на частини та/або відокремлення ОЕС України від інших енергосистем;

підключення – виконання комплексу організаційно-технічних заходів з первинної подачі напруги на електроустановку Замовника згідно з проектною схемою;

підтвердження кваліфікації – процедура визначення відповідності професійних знань, умінь і навичок працівників установленим законодавством вимогам і посадовим обов'язкам, проведення оцінки їх професійного рівня шляхом атестації;

протиаварійні заходи – технічні, технологічні та/або організаційні дії із запобігання виникненню і розвитку технологічних порушень, мінімізації негативних наслідків від них та їх шкідливого впливу на людей і навколишнє природне середовище;

потужність, замовлена до приєднання – потужність у точці приєднання, заявлена Замовником, виходячи із його потреб, яка забезпечується за договором приєднання;

пропускна спроможність – фізична величина обсягу електричної енергії та потужності, яку можна передати через відповідний перетин (внутрішній або міждержавний) електричної мережі ОЕС України у відповідному напрямку та у відповідний період часу, за умови забезпечення безпечного та надійного функціонування енергосистеми;

резерв потужності (пропускної спроможності) електричних мереж (резерв потужності лінії електропередачі, трансформатора тощо) – різниця між потужністю, передачу якої можуть забезпечити елементи електричної мережі у відповідному місці і у відповідний період часу, та найбільшою величиною потужності, що використовується в цей період часу, з урахуванням дозволеної потужності інших користувачів та потужності, замовленої до приєднання у відповідному місці;

роботоспроможність – стан електроустановки (обладнання електроустановки), за якого вона здатна виконувати задану функцію з параметрами, встановленими вимогами технічної документації;

система – сукупність елементів, які знаходяться у взаємодії та зв'язках один з одним і створюють відповідну цілісність, організовану для досягнення однієї або кількох поставлених цілей;

стандарти операційної безпеки – сукупність нормативно-технічних документів (стандарти, норми, правила, інструкції, кодекси, регламенти, характеристики тощо), які унормовують параметри і процедури забезпечення операційної безпеки мережі та встановлюють положення, визначені Законом України «Про ринок електричної енергії України», та є обов'язковими для дотримання їх вимог усіма Користувачами системи передачі;

стійкість енергосистеми статична – здатність енергосистеми повертатися до усталеного режиму роботи без порушення синхронізму після малих збурень, за яких зміни параметрів режиму є дуже малими проти їх середніх значень;

стійкість енергосистеми динамічна – здатність енергосистеми повертатися до усталеного режиму роботи без асинхронного режиму після значних збурень, за яких зміни параметрів режиму прирівнюються до їх середніх значень;

схема електрозабезпечення – однолінійна схема від точки забезпечення потужності до розподільних пристроїв на об'єкті Замовника з позначенням точки приєднання, меж балансової належності власників електричних мереж, переліку елементів електричних мереж, які належать різним власникам;

технічне обслуговування – комплекс робіт, спрямованих на підтримання роботоспроможності та запобігання передчасному спрацюванню елементів обладнання під час використання його за призначенням, перебування у резерві чи зберіганні, а також під час транспортування;

технічні умови на приєднання – комплекс умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта Замовника, заявленого до приєднання до електричних мереж, які повинні відповідати його розрахунковим технічним і технологічним параметрам та меті приєднання (виробництво, розподіл, споживання електричної енергії), та є невід'ємним додатком до договору про приєднання та складовою частиною завдання на проектування;

технологічне порушення – порушення в роботі обладнання, об'єкта електроенергетики чи енергосистеми в цілому, яке супроводжується відхиленням хоча б одного з експлуатаційних параметрів від гранично-допустимих значень, що призвело або може призвести до зниження надійності роботи, пошкодження, виходу з ладу обладнання,

зниження параметрів якості та/або припинення електропостачання або створити загрозу життю та здоров'ю людей чи завдати шкоди навколишньому природному середовищу або пряме пошкодження (відмова в роботі) обладнання із зазначеними наслідками, яке відбулося внаслідок технічних причин або в результаті дій (у тому числі помилкових) персоналу;

точка забезпечення потужності (замовленої до приєднання) – місце (точка) в існуючих електричних мережах Оператора системи передачі, від якого він забезпечує розвиток електричних мереж з метою приєднання електроустановки Замовника відповідної потужності або приєднання генеруючої потужності;

якість електричної енергії – сукупність властивостей електричної енергії відповідно до встановлених стандартів, які визначають ступінь її придатності для використання за призначенням.

1.2.2 Інші терміни, які використовуються у цьому Кодексі, вживаються у значеннях, наведених у Законі України «Про ринок електричної енергії України», а саме:

баланс між попитом та пропозицією
безпека постачання електричної енергії
виробник електричної енергії
виробництво електричної енергії
вільна пропускна спроможність
диспетчерське управління
допоміжні послуги
доступ до пропускної спроможності міждержавних перетинів
доступна пропускна спроможність
електрична енергія
електрична мережа
електроенергетичне підприємство
електропостачальник
електростанція
електроенергетика
електроустановка
електропередавальне підприємство
електророзподільне підприємство
кваліфікований споживач
комерційний облік електричної енергії
контроль
Користувачі електричної системи
міждержавна лінія електропередачі
міждержавний перетин
надзвичайна ситуація в ОЕС України
небаланс електричної енергії
нормативно-технічний документ
об'єднана енергетична система України (ОЕС України)
об'єкт електроенергетики
обмеження пропускної спроможності міждержавного перетину
Оператор ринку
Оператор системи передачі
Оператор системи розподілу
операційна безпека мережі
особливо важливі об'єкти електроенергетики
передача
перспективне планування

постачальник допоміжних послуг
постачання електричної енергії
Правила ринку електричної енергії (Правила ринку)
приєднання електроустановки
Регулятор
ринок допоміжних послуг
ринок електричної енергії
розвиток ОЕС України
розподіл електричної енергії (розподіл)
розподілена генерація
система передачі електричної енергії (система передачі)
система розподілу електричної енергії (система розподілу)
системні обмеження
Споживач електричної енергії (Споживач електроенергії, Споживач)
суб'єкт ринку електричної енергії (суб'єкт ринку)
Трейдер
учасник ринку електричної енергії (учасник ринку)
чиста пропускна спроможність

1.2.3 Терміни атестація працівників, підвищення кваліфікації працівників, професійне навчання працівників вживаються у значеннях, наведених у Законі України «Про професійний розвиток працівників».

1.2.4 Для викладення обов'язкових вимог у Кодексі використовуються слова «зобов'язаний», «має», «необхідно», «слід», «повинен».

1.2.5 Словосполучення «як правило» означає, що вимога є переважаючою, а відступ від неї повинен бути обґрунтованим.

1.3 Нормативні посилання

1.3.1 Кодекс є основоположним нормативно-правовим актом у сукупності стандартів операційної безпеки, обов'язковим для виконання усіма Користувачами електричних мереж та застосовується на однакових для них умовах.

Вимоги та правила інших нормативно-технічних документів, на які посилається Кодекс, становлять його невід'ємну частину і також є обов'язковими для виконання.

1.3.2 Невиконання вимог Кодексу є правопорушенням на ринку електричної енергії і тягне за собою відповідальність, встановлену законодавством України.

1.3.3 Нормативно-технічні документи з питань функціонування та розвитку системи передачі, які розробляються (переглядаються) для забезпечення виконання вимог цього Кодексу, затверджуються у порядку, встановленому законодавством або іншими нормативно-правовими актами.

Розділ 2 ПЕРСПЕКТИВНЕ ПЛАНУВАННЯ РОЗВИТКУ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ

2.1 Мета перспективного планування, цілі та завдання

2.1.1 Планування розвитку системи передачі здійснюється на наступні десять років (перспективне планування) з метою забезпечення розвитку об'єднаної енергетичної системи України для задоволення в майбутньому потреб населення та економіки країни в електричній та тепловій енергії, з дотриманням нормативних показників надійності електропостачання та якості енергії, враховуючи екологічні і соціальні вимоги.

2.1.2 Здійснення щорічного планування розвитку системи передачі та майбутніх інвестицій у потужність системи передачі на наступні десять років для задоволення потреб ОЕС України в електричній енергії, а також забезпечення постачання її споживачам має

відбуватися з урахуванням розвитку енергогенеруючої потужності (загальної та за типами електростанцій, включаючи об'єкти розподіленої генерації), а також розвитку систем розподілу в тій частині, яка передбачає збільшення приєднаної потужності до магістральних та міждержавних електричних мереж.

2.1.3 Основним завданням Плану розвитку системи передачі є вирішення таких питань:

- забезпечення балансової надійності ОЕС України в умовах прогнозованого попиту споживачів України на електричну енергію та потужність;
- забезпечення балансу між виробництвом і споживанням електричної енергії та потужності в ОЕС України та окремих енерговузлах, у тому числі запобігання обмеженням на видачу потужності електростанцій чи зовнішнього електропостачання споживачів через недостатню пропускну спроможність електричних мереж з урахуванням перспективних планів експорту/імпорту електричної енергії;
- оптимізації структури джерел електричної енергії та потужності;
- будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів електроенергетики на потреби розвитку ОЕС України, а також для заміщення об'єктів, що виводяться з експлуатації;
- підвищення експортного потенціалу ОЕС України;
- виконання взятих Україною міжнародних зобов'язань у сфері електроенергетики.

2.2 Стандарти та критерії планування

2.2.1 Планування розвитку системи передачі має враховувати відповідні стандарти операційної безпеки щодо надійного та ефективного функціонування енергосистеми, а також нормативи з охорони навколишнього природного середовища та якості електричної енергії, які визначаються цим Кодексом та іншими нормативно-технічними документами.

2.2.2 План розвитку системи передачі на наступні десять років має забезпечувати відповідність системи передачі потребам ринку електричної енергії та інтересам безпеки постачання електричної енергії.

2.2.3 План розвитку системи передачі виконується на основі та з урахуванням:

- Енергетичної стратегії України;
- балансу електричної енергії та потужності ОЕС України;
- звітних показників роботи Оператора системи передачі та Користувачів системи передачі;
- фактичних режимів роботи ОЕС України та її окремих частин за попередні три-п'ять років з урахуванням мережевих обмежень;
- національних, регіональних, галузевих програм стосовно перспектив розвитку галузей економіки і рівнів електроспоживання по країні в цілому та в окремих регіонах;
- проектів будівництва енергетичних об'єктів, що вже споруджуються або заплановані до будівництва, та заяв замовників стосовно приєднання енергогенеруючих джерел та споживачів потужністю більше 20 МВт;
- планів розвитку систем розподілу;
- іншої інформації, яку Оператор системи передачі вважає за необхідну.

2.2.4 Планування та проектування системи передачі здійснюється з дотриманням критерію надійності "N-1". Критерій надійності "N-1" означає, що енергосистема має забезпечувати нормальну роботу (без вимушених обмежень видачі та/або прийому потужності) Користувачів системи передачі у разі втрати будь-якого одного елемента у енергосистемі: наприклад, одна магістральна лінія електропередачі (зв'язку), один трансформатор, один енергоблок тощо.

2.2.5 У процесі планування Оператор системи передачі має розглядати різноманітні механізми для забезпечення експлуатаційної безпеки у випадку більш серйозних виходів обладнання з ладу, таких як втрата двох елементів енергосистеми (N-2) тощо, з метою визначення відповідних резервів балансування.

2.3 Порядок та етапи організації планування розвитку системи передачі

2.3.1 Перспективне планування розвитку системи передачі має виконуватися на такі періоди:

- План розвитку системи передачі – 10 років з деталізацією по кожному року на період до 5 років, із щорічним оновленням;

- оцінка підтверджених інвестицій в систему передачі, а також перелік нових інвестицій, які повинні бути здійснені протягом найближчого часу – 3 роки.

2.3.2 План розвитку системи передачі на наступні десять років затверджується Регулятором.

2.3.3 Розроблення та подання на затвердження Регулятору Плану розвитку системи передачі на наступні десять років здійснюється Оператором системи передачі щорічно до 1-го травня відповідно до порядку, затвердженого Регулятором.

2.3.4 План розвитку системи передачі на наступні десять років має містити, зокрема:

- заходи, спрямовані на забезпечення безпеки постачання електричної енергії;
- основні об'єкти системи передачі, будівництво або реконструкція яких є доцільною протягом наступних десяти років;

- підтверджені інвестиції в систему передачі, а також перелік нових інвестицій, які повинні бути здійснені протягом наступних трьох років;

- строки реалізації всіх інвестиційних проектів.

2.3.5 У процесі підготовки плану розвитку системи передачі Оператор системи передачі використовує дані перспективного планування та постійні дані, які подаються Користувачами, приєднаними до системи передачі відповідно до вимог цього Кодексу, а також будь-яку іншу інформацію, яку він вважає за необхідну.

2.3.6 Під час підготовки плану розвитку системи передачі Оператор системи передачі має проводити консультації з Користувачами системи передачі з метою урахування планів їхньої майбутньої господарської діяльності та вимог щодо нових приєднань та/або внесення змін до існуючих приєднань до електричних мереж.

2.3.7 Оператор системи передачі при підготовці плану розвитку системи передачі на наступні десять років забезпечує проведення громадських обговорень та консультацій із зацікавленими учасниками ринку електричної енергії.

2.3.8 Користувачі системи передачі мають право подавати зауваження та пропозиції щодо змісту проекту плану розвитку електричних мереж, який оприлюднюється Оператором через офіційний сайт.

2.3.9 Оператор системи передачі зобов'язаний брати до уваги всі зауваження від Користувачів щодо проекту плану розвитку системи передачі, якщо вони не суперечать загальним інтересам більшості Користувачів та/або безпечній експлуатації енергосистеми України, включаючи екологічну безпеку та надійність постачання електроенергії

2.3.10 План розвитку системи передачі на наступні десять років є публічним документом і підлягає оприлюдненню на офіційному веб-сайті Оператора системи передачі в мережі Інтернет.

2.3.11 При підготовці Плану розвитку системи передачі на наступні десять років Оператор системи передачі має проводити такі дослідження:

- визначення обґрунтованого прогнозу рівня споживання електроенергії по окремих регіонах і в цілому по ОЕС України з урахуванням розвитку економіки та підвищення рівня життя населення країни;

- оцінювання достатності генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію і потужність та забезпечення необхідного резерву потужності;

- планування балансової надійності та безпеки постачання електричної енергії.

2.3.12 Процес планування розвитку системи передачі має супроводжуватися розробкою та періодичним оновленням схем розвитку магістральних та міждержавних електричних мереж та враховувати розвиток розподільних електричних мереж ОЕС України.

2.3.13 План розвитку системи передачі на наступні десять років розробляється на основі існуючих та прогнозних показників попиту та пропозиції електричної енергії, зроблених з урахуванням обґрунтованих припущень Оператора системи передачі щодо розвитку генерації, споживання електричної енергії (в тому числі обсягів міждержавних комерційних обмінів електричною енергією), майбутнього розвитку виробництва електроенергії з відновлювальних джерел енергії, а також планів розвитку суміжних систем передачі.

2.3.14 Визначення прогнозу рівня споживання електроенергії та оцінювання достатності генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію і потужність здійснюється Оператором системи передачі на підставі аналізу існуючого стану ОЕС України та даних з перспективного планування, наданих Користувачами системи передачі.

2.3.15 Методологія прогнозування обсягів електричної енергії і потужності та визначення можливості забезпечення економіки та суспільства у електричній енергії і потужності розробляється Оператором системи передачі і погоджується Регулятором.

2.3.16 Для забезпечення перспективного планування розвитку системи передачі Користувачі системи передачі зобов'язані щорічно надавати Оператору системи передачі дані, визначені цим Кодексом.

2.3.17 Планування балансової надійності та безпеки постачання електричної енергії

2.3.17.1 Планування балансової надійності ОЕС України включає процес аналізу роботи енергосистеми та окремих її вузлів у відповідний плановий період щодо відповідності кількісним та якісним критеріям стану задоволення попиту на електричну енергію та потужність наявними можливостями виробництва в рамках необхідних стандартів надійності і якості та розробка заходів з розвитку ОЕС України у відповідності до вимог таких критеріїв.

2.3.17.2 У процесі планування балансової надійності ОЕС України необхідно враховувати:

- наявні (очікувані) співвідношення мінімально необхідної потужності виробництва до його максимального пікового навантаження для характерних періодів та режимів роботи;
- технічно можливий обсяг експорту/імпорту електричної енергії для нормальних і ремонтних схем електричної мережі;
- вплив добових і сезонних графіків навантаження по основних групах споживачів і галузях промисловості та енергоємних підприємствах;
- вплив заходів з енергозбереження та управління споживанням електроенергії;
- попит енергосистеми на активну та реактивну маневрову енергію, а також на інші системні послуги;
- вплив можливих обмежень у магістральних та розподільних мережах;
- готовність виробництва, з урахуванням можливого імпорту, до покриття пікового навантаження енергосистеми та попиту на потужність і електроенергію для України в цілому, а також для окремих вузлів енергосистеми;
- зміни структури джерел виробництва, у тому числі тих, що виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії;
- імовірність та обсяг аварійної втрати потужності електростанцій або навантаження в енергосистемі для нормальних і ремонтних схем електричної мережі;
- необхідний обсяг резерву первинного, вторинного та третинного регулювання частоти і потужності та вимоги до нього;
- наявні можливості щодо регулювання напруги та реактивної потужності в контрольних точках мережі для підтримання надійності та економічності роботи ОЕС;
- балансову надійність окремих вузлів ОЕС України.

2.3.17.3 При плануванні балансової надійності Оператор системи передачі визначає заходи, спрямовані на забезпечення безпеки постачання електричної енергії, які мають

враховувати їх економічний вплив, ефективність та наслідки для функціонування ринку електричної енергії, а також вплив на навколишнє природне середовище і споживачів.

2.3.17.4 Планування балансової надійності та заходів безпеки постачання електричної енергії здійснюється Оператором системи передачі відповідно до Правил безпеки постачання електричної енергії, які затверджуються центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі.

2.3.17.5 Перспективні заходи безпеки постачання електричної енергії мають базуватися на оцінках очікуваних обсягів та структури її виробництва і споживання (з урахуванням міждержавних перетоків), а також забезпечувати недопущення дефіциту електроенергії та потужності в ОЕС України, пов'язаного з обмеженнями пропускної спроможності електричних мереж.

2.3.17.6 Якщо для забезпечення прогнозованого попиту на електричну енергію і потужність наявних генеруючих потужностей (у тому числі тих, що отримали право на будівництво) та заходів з управління попитом недостатньо для забезпечення безпеки постачання електричної енергії, учасники ринку електричної енергії можуть запропонувати додаткові заходи з будівництва нової генеруючої потужності та/або управління попитом.

Величина необхідної генеруючої потужності визначається центральним органом виконавчої влади, що формує та забезпечує реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та Регулятором на основі оцінки достатності генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту та забезпечення необхідного резерву за результатами здійснення моніторингу безпеки постачання електричної енергії.

2.4 Дані, які надаються Користувачами системи передачі для перспективного планування

2.4.1 Вихідні дані для розроблення Плану розвитку системи передачі надаються Користувачами системи передачі Оператору системи передачі кожного року у встановлені ним терміни але не пізніше ніж до 1-го лютого.

2.4.2 Форми (макети) надання необхідних для перспективного планування вихідних даних визначає Оператор системи передачі.

Обсяги цих даних мають забезпечувати можливість планування на наступні десять років.

2.4.3 Користувачі системи передачі згідно з видами своєї діяльності на ринку електричної енергії повинні надавати:

- фактичні дані за попередні три роки та дані на прогнозний період щодо потреб в обсягах електроенергії, максимальної активної та реактивної потужності;
- фактичні дані за попередні три роки та дані на прогнозний період щодо встановленої енергогенеруючої потужності, обсягів виробництва електричної енергії та потужності та надання допоміжних послуг;
- плани щодо будівництва, реконструкції та технічного переоснащення, а також виведення з експлуатації об'єктів електроенергетики;
- постійні дані, визначені цим Кодексом.

2.4.4 Оперативні фактичні дані щодо обсягів споживання, активної та реактивної потужності, вузлів та перетинів, а також рівнів напруги в характерних точках мережі та інші дані щодо схеми електрозабезпечення та режиму роботи електроенергетичного обладнання мають бути отримані в процесі здійснення контрольного виміру в режимні дні, визначені Оператором системи передачі.

2.4.5 Визначення обсягів споживання активної та реактивної потужності окремих Користувачів системи передачі здійснюється цими Користувачами, які несуть відповідальність за достовірність даних, що надаються.

2.4.6 Користувачі системи передачі мають надавати Оператору системи передачі фактичні дані попереднього року та дані на прогнозний період щодо своїх потреб в обсягах

електроенергії, активної та реактивної потужності в цілому та по кожній точці приєднання до електричної мережі.

2.4.7 Користувачі – Оператори системи розподілу, готуючи інформацію, яка стосується обсягів споживання у вузлах своєї електричної мережі, мають враховувати точки розділу з мережами сусідніх Користувачів, не допускаючи взаємного дублювання споживання в точці розділу.

2.4.8 Дані фактичного споживання та попиту активної потужності та енергії мають містити таку інформацію:

- фактичні добові графіки споживання активної потужності для доби максимального попиту та доби мінімального попиту в ОЕС України, дати яких визначаються Оператором системи передачі;

- фактичні добові графіки споживання активної потужності для доби максимального попиту та доби мінімального попиту кожного Користувача, дати яких визначаються Користувачем з урахуванням статистичних даних та/або умов виробництва;

- фактичне споживання електроенергії за попередній рік та щорічні потреби в активній енергії на прогнозний період для кожної з точок приєднання Користувача (Оператори систем розподілу надають в тому числі дані по основних групах споживачів і галузях промисловості та енергоємних підприємствах).

2.4.9 На окремих запит Оператора системи передачі Користувачі зобов'язані надавати таку додаткову інформацію:

- дані про прогнозований попит за будь-які інші періоди;

- детальні дані про будь-які індивідуальні навантаження, характеристики яких значно відрізняються від типового діапазону побутових, комерційних і промислових навантажень;

- чутливість споживання (активна і реактивна потужності) до змін напруги і частоти в електричній мережі;

- максимально можливий вплив на напругу електричної мережі в точці приєднання, який на думку Користувача, може надавати не лінійність характеристик його устаткування;

- детальні дані по будь-яким споживачам або генеруючим установкам, що можуть викликати зміну активної потужності в точці приєднання більш ніж на 300 кВт за хвилину для розподільної мережі та більш ніж на 5 МВт за хвилину – для магістральної мережі;

- іншу інформацію, яка за оцінкою Оператора системи передачі потрібна для перспективного планування.

2.4.10 Дані з виробництва електричної енергії надаються по кожному виробнику електричної енергії з енергоблоками сумарною потужністю 5 МВт та більше і мають містити таку інформацію:

- виробництво електроенергії по кожній енергоустановці (кожному енергоблоку) у річному та місячному розрізі (кВт*год);

- відпуск електроенергії з шин станцій у річному та місячному розрізі (кВт*год);

- мережні обмеження потужності для нормальних режимів (постійні та/або сезонні), якщо такі є (кВт);

- очікуваний режим роботи (базове навантаження, напівпікове навантаження, пікове навантаження, можливості надання резервів, тощо) на кожній електростанції;

- добовий прогнозований графік виробництва активної потужності для енергоустановок або енергоблоків. Такий графік надається по відношенню до кожної точки приєднання для доби пікового та мінімального попиту, а також типового попиту будніх та вихідних днів по кожному місяцю кожного року прогнозованого періоду.

2.4.11 По кожній електростанції або енергоблоку, які передбачається виділяти за допомогою автоматики частотного ділення (АЧД) для збереження їх власних потреб на район із приблизно збалансованим навантаженням, має надаватися прогнозоване значення максимального та мінімального споживання потужності цим районом (кВт) з урахуванням обсягів автоматичного частотного розвантаження.

2.5 Постійні дані, які надаються Користувачами системи передачі

2.5.1 Постійні дані включають технічні характеристики (встановлені заводом-виробником, визначені проектом або за результатами випробування), схеми та режими, що характеризують роботу електроустановок (та/або їх складових), приєднаних до системи передачі.

2.5.2 Постійні дані відповідно до наведених нижче переліків надаються Користувачами при їхньому приєднанні до системи передачі та оновлюються у разі їх зміни (старіння даних, реконструкція електроустановок, тощо) або на окремий запит Оператора системи передачі.

2.5.3 Якщо до 1-го лютого кожного року не сталося змін в постійних даних, які подавалися раніше, то замість повторного подання даних Користувачі системи передачі можуть подавати письмову заяву, яка підтверджує, що змін порівняно з попередньо представленими даними не сталося.

2.5.4 Оператор системи передачі має право доповнювати та уточнювати перелік постійних даних, необхідних для складання перспективних планів.

2.5.5 Загальні постійні дані, які надаються усіма Користувачами системи передачі мають містити таку інформацію:

- точка приєднання до електричних мереж із зазначенням схеми приєднання;
- номінальна потужність приєднань;
- вплив коливань частоти та напруги в електричній мережі на обсяг споживання та устаткування Користувача;
- участь Користувача в оперативному та автоматичному управлінні споживанням (графіках обмежень, автоматичного відключення та автоматичного частотного розвантаження тощо);
- параметри схеми заміщення (прямой та зворотної послідовності) у точці приєднання та технічні параметри елементів власної мережі від точки приєднання;
- параметри власних пристроїв компенсації реактивної потужності;
- типи та схеми розташування пристроїв релейного захисту та автоматики;
- інформацію про дані, які можливо передавати дистанційно та інформацію щодо параметрів обладнання для передавання даних;
- інформацію щодо технічних характеристик електротехнічного устаткування (як зазначено в наступних пунктах);
- гранично допустимі для електроустановок Користувачів рівні короточасних коливань напруги;
- інформацію щодо діючих або таких, що будуть встановлюватися пристроїв та систем захисту і автоматики устаткування в електричній мережі Користувача до точки приєднання, включаючи опис їх функцій, принципу дії та всіх вибраних уставок спрацювання, включаючи витримки часу.

2.5.6 Постійні дані, які надаються тільки виробниками електричної енергії

2.5.6.1 Користувачі електричних мереж – виробники електричної енергії додатково до даних, зазначених у **пункті 2.5.5 цього підрозділу**, мають надавати Оператору системи передачі та відповідним Операторам системи розподілу (розподілена генерація) по кожній точці приєднання технічні та експлуатаційні характеристики електростанцій, включаючи дані кожного енергоблока та обладнання електростанції.

2.5.6.2 Перелік та форму надання технічних та експлуатаційних характеристик для кожного типу електростанцій, необхідних для визначення рівня балансової та експлуатаційної надійності роботи ОЕС України і окремих електростанцій, готує Оператор системи передачі.

2.5.6.3 Перелік технічних характеристик повинен включати такі обов'язкові дані:

- номінальна напруга в точці приєднання (кВ);
- номінальна генераторна напруга (кВ);
- номінальна та наявна потужність кожної енергоустановки електростанцій (кВт);
- технологічний мінімум і допустимий діапазон регулювання активної потужності енергоустановкою;
- постійна інерція турбіни енергоблоку;
- графіки залежності допустимого значення мінімальної та максимальної реактивної потужності від значення активної потужності енергоустановки;
- існуюча характеристика (графік) налаштування захисту мінімального збудження генератора енергоблоку;
- тип регулятора збудження генератора енергоблоку та всі його технічні характеристики, включаючи постійні часу, існуючі налаштування коефіцієнтів форсування та підсилення по напрузі і струму та швидкість зміни напруги в точці приєднання під час його дії;
- блок-схема та передавальна функція регулятора потужності енергоустановки із зазначенням статизму та мертвої зони регулятора, його коефіцієнтів підсилення, постійних часу, існуючих обмежень, швидкості зміни потужності енергоустановки тощо;
- графік включення енергоблоку з різних теплових станів;
- швидкість навантаження/розвантаження в нормальному та аварійному режимах;
- здатність енергоблоку до скидання навантаження без відключення від мережі;
- наявність і характеристики автоматичної системи аварійного розвантаження енергоблоку;
- наявність, уставки, та принцип дії пристроїв захисту енергоблоку в разі втрати синхронізму, втрати системи збудження, надмірного підвищення або зниження частоти в енергосистемі і напруги в точці приєднання;
- статистика та опис причини відмов устаткування електростанцій, які мали місце за період від останнього надання даних;
- інформація щодо часу усунення перенапруги на шинах електростанції або шинах енергоблоку, величини та часу дії форсування збудження, а також затримки часу на відключення енергоблоку автоматикою в разі втрати збудження.

2.5.6.4 Надаються такі параметри обладнання кожного енергоблоку:

1) Генератор (синхронні машини):

- номінальний коефіцієнт потужності;
- активна номінальна потужність (кВт);
- крутизна частотної характеристики генератора;
- мінімальна активна потужність діапазону регулювання генератора (кВт);
- мінімальна частота діапазону регулювання генератора (Гц);
- максимальна активна потужність діапазону регулювання генератора (кВт);
- максимальна частота діапазону регулювання генератора (Гц);
- інерційна константа (с);
- демпферний момент;
- перехідний реактивний опір фазної обмотки статора за поздовжньою віссю;
- базисна напруга (кВ);
- константа часу обмотки ротора (с);
- реактивний опір фазної обмотки статора за поздовжньою та поперечною осями;
- надперехідний реактивний опір фазної обмотки статора за поздовжньою віссю;

- константа часу надперехідного процесу статора за поздовжньою віссю (с);
- константа часу надперехідного процесу статора за поперечною віссю (с);

2) Збуджувач генератора:

- константа часу (с);
- константа часу при форсуванні (с);
- нижня межа напруги;
- верхня межа напруги;
- нижня межа струму;
- верхня межа струму;

3) Пристрої автоматичного регулювання та форсування збудження для генератора:

- константа часу (с);
- нижня межа обмеження сигналу;
- верхня межа обмеження сигналу;
- коефіцієнт підсилення за напругою;
- коефіцієнт підсилення за похідною напруги;
- коефіцієнт підсилення за похідною струму статора;
- коефіцієнт підсилення за другою похідною струму статора;
- коефіцієнт підсилення;
- коефіцієнт підсилення за похідною частоти;
- коефіцієнт підсилення за струмом ротора;
- коефіцієнт підсилення за похідною струму ротора;
- коефіцієнт підсилення за другою похідною струму ротора;
- коефіцієнт підсилення за електрорушійною силою збудження;
- напруга введення форсування;
- напруга припинення форсування;
- напруга введення роззбурення;
- напруга припинення роззбурення;
- коефіцієнт форсування;
- коефіцієнт роззбурення;
- витримка часу введення регулювання (с);
- витримка часу припинення регулювання (с);

4) Турбіни:

- константа часу сервомотора (с);
- статизм турбіни;
- гранична швидкість закриття клапана;
- гранична швидкість відкриття клапана;
- мінімальний момент турбіни;
- максимальний момент турбіни;
- зона нечутливості;
- константа часу парового об'єму (с);

5) Котлоагрегати:

- константа часу регулятора «до себе» (с);
- коефіцієнт підсилення регулятора «до себе»;

- нижня межа тиску пара (с);
- верхня межа тиску пара (с);
- константа часу головного регулятора (с);
- коефіцієнт підсилення головного регулятора;
- константа часу паливні (с);
- константа часу парогенератора (с).

2.5.6.5 Надаються такі дані про блочні та станційні трансформатори:

- кількість і компонування обмоток;
- номінальне значення потужності кожної обмотки (кВА);
- номінальний коефіцієнт трансформації;
- повні опори прямої, зворотної та нульової послідовностей кожної обмотки;
- група з'єднань обмоток;
- режим роботи нейтралі;
- крива насичення магнітопроводу;
- інформація про регулювання напруги: схема обмотки з відгалуженнями, діапазон регулювання відгалужень, розмір кроку перемикачання відгалужень, тип перемикача відгалужень, тривалість циклу перемикачання відгалужень.

2.5.7 Постійні дані, які надаються тільки Операторами системи розподілу

2.5.7.1 Користувачі системи передачі – Оператори системи розподілу додатково до даних, зазначених у **пункті 2.5.5 цього підрозділу**, мають надавати відповідним Оператору системи передачі однолінійну схему комутації всього свого електрообладнання, на якій іншим кольором виділено нове обладнання, підключення якого передбачається, і його технічні характеристики.

2.5.7.2 Надаються технічні характеристики для такого електрообладнання:

1) Комутаційне обладнання:

- номінальна напруга (кВ);
- робоча напруга (кВ);
- максимальний комутаційний струм (кА);
- час відключення/включення вимикачів (с).

2) Трансформатори, які встановлені у точці приєднання:

- номінальне значення встановленої потужності (кВА);
- номінальний коефіцієнт трансформації;
- компонування та група з'єднань обмоток;
- опір і реактивний опір прямої послідовності (на максимальному, мінімальному та номінальному відгалуженнях);
- реактивний опір нульової послідовності;
- діапазон регулювання відгалужень і розмір кроку відгалужень;
- тип перемикача відгалужень;
- режим роботи нейтралі.

3) Обладнання для компенсації реактивної потужності:

- тип обладнання;
- ємнісна та/або індуктивна номінальна потужність компенсації, чи робочий діапазон компенсації (кВАр);
- принцип роботи автоматичного керування;

- точка приєднання до системи Користувача із зазначенням електричного розміщення та лінійної напруги.

2.5.7.3 На запит Оператора системи передач Користувач має виконати оцінювання комутаційної перенапруги та надати таку інформацію стосовно точки приєднання:

- розташування шин включаючи розміри та геометрію разом із електричними параметрами будь-яких пов'язаних із ними трансформаторів струму, трансформаторів напруги, прохідних ізоляторів та опорних ізоляторів;

- фізичні та електричні параметри трансформаторів, реакторів і конденсаторів для компенсації реактивної потужності, приєднаних безпосередньо до шин лініями та кабелями електропередачі, а також параметри цих ліній та/або кабелів, включаючи рівні міцності основної ізоляції;

- детальну специфікацію всього електрообладнання, приєданого безпосередньо до шин;

- характеристики захисту від перенапруги на шинах і виводах ліній і кабелів, приєднаних до шин.

2.5.8 Оператор системи передачі щорічно протягом першого кварталу року, наступного за звітним, складає та подає Регулятору звіт про виконання заходів Плану розвитку системи передачі за попередній рік.

2.5.9 На основі отриманих постійних даних Оператор системи передачі формує та разом з Користувачами підтримує в актуальному стані базу постійних даних щодо всіх об'єктів електроенергетики, приєднаних до системи передачі.

2.6 Дані, які надаються Оператором Користувачам системи передачі

2.6.1 Для того щоб дати можливість Користувачам системи передачі моделювати свою систему з урахуванням роботи електричної мережі, Оператор системи передачі має надавати Користувачам дані про:

- максимальне і мінімальне симетричне трифазне підживлення струмом короткого замикання у разі несправності електричної мережі;

- максимальне і мінімальне підживлення однофазним струмом короткого замикання в момент короткого замикання;

- значення опору і реактивного опору нульової послідовності фаз у точці приєднання;

- про те, для якої напруги розраховано струм короткого замикання, відношення реактивного опору до активного опору прямої послідовності фаз у момент виникнення короткого замикання;

- значення опору і реактивного опору електричної мережі, якщо їх визначати від точки приєднання;

- відповідні значення повного опору нульової послідовності фаз.

2.7 Підготовка звіту про виконання Плану розвитку системи передачі

2.7.1 Оператор системи передачі щорічно протягом першого кварталу року, наступного за звітним, складає та подає Регулятору звіт про виконання заходів Плану розвитку системи передачі за попередній рік.

2.7.2 Звіт про виконання заходів Плану розвитку має включати інформацію за відповідний період про:

- заплановані та фактичні показники балансу електричної енергії та потужності ОЕС України;

- реалізацію заходів, спрямованих на забезпечення безпеки постачання електричної енергії;

- фізичні обсяги та вартісні показники будівництва (реконструкції) запланованих об'єктів системи передачі;
- досягнуті цілі та складові ефективності від реалізації заходів Плану розвитку;
- заходи, реалізація яких не відбулася, або відбулася не в повному обсязі, з аналізом причин відхилення від Плану розвитку.

2.7.3 На окремий запит Оператора системи передачі Користувачі електричних мереж, діяльність яких пов'язана або має вплив на виконання заходів Плану розвитку системи передачі, зобов'язані надавати інформацію, яка за оцінкою Оператора системи передачі потрібна для складання зазначеного звіту.

2.7.4 Звіт про виконання заходів Плану розвитку системи передачі є публічним документом і підлягає оприлюдненню на офіційному веб-сайті Оператора системи передачі в мережі Інтернет.

Розділ 3. ПОРЯДОК ДОСТУПУ ТА ПРИЄДНАННЯ ДО СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ

3.1 Загальні умови щодо надання доступу та приєднання електроустановок до системи передачі

3.1.1 Приєднання електроустановки до системи передачі - це послуга, яка надається Оператором системи передачі на підставі договору про приєднання, із створення Користувачу системи передачі/Замовнику технічної можливості для надійної передачі та/або прийняття його електроустановками в місці приєднання потужності та електричної енергії необхідного обсягу і якості.

3.1.2 До системи передачі можуть бути приєднані:

- електроустановки систем розподілу;
- електростанції, встановлена потужність яких перевищує 20 МВт;
- високовольтні мережі Споживача.

3.1.3 Оператор системи передачі надає доступ до системи передачі учаснику ринку електричної енергії, який у встановленому порядку отримав ліцензію на здійснення ним щонайменше одного із видів діяльності: виробництво, перетворення, розподіл електричної енергії за умови укладання учасником ринку таких договорів:

- договір про надання послуг з передачі електроенергії;
- договір про надання послуг з централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління;
- договір про надання допоміжних послуг;
- інших договорів згідно з вимогами, встановленими на ринку електричної енергії.

Якщо у власності або в управлінні Споживача є високовольтні мережі, які він має намір приєднати до системи передачі, то Споживач повинен отримати ліцензію на здійснення діяльності з розподілу електричної енергії.

3.1.4 Право на доступ та приєднання до системи передачі має будь-який Користувач/Замовник, електроустановки якого відповідають встановленим технічним умовам на приєднання, а сам Користувач дотримується вимог і правил цього Кодексу та інших нормативно-правових актів та нормативно-технічних документів, які регулюють технічні та технологічні параметри функціонування ОЕС України.

3.1.5 Оператор системи передачі, керуючись цими правилами, повинен забезпечувати:

- недискримінаційний доступ до системи передачі Користувачам – претендентам на приєднання (далі – Замовникам);

- розвиток власних електричних мереж (проектування та нове будівництво, реконструкцію, переоснащення) на підставі перспективних планів розвитку;

- формування топології електричних мереж, згідно перспективних планів розвитку, для забезпечення надійного та безперервного технологічного процесу виробництва, передачі та постачання електроенергії в умовах функціонування ринку електричної енергії.

3.1.6 Будівництво, реконструкція чи технічне переоснащення електричних мереж від точки приєднання до струмоприймачів Замовника виконується Замовником та залишається у його власності.

3.1.7 Проектування електричних мереж, які необхідно побудувати, реконструювати чи технічно переоснастити з метою приєднання електроустановок Замовника, у тому числі узгодження трас ліній електропередачі, які необхідно спорудити для інженерного забезпечення електроустановок Замовника та відведення земельних ділянок для них, забезпечується Оператором системи передачі, а від точки приєднання до розподільних мереж – Оператором системи розподілу.

3.1.8 Оператор системи передачі не має права відмовити в приєднанні електроустановок Замовника до системи передачі за умови дотримання ними цього Кодексу.

3.1.9 Приєднання новозбудованих електроустановок до системи передачі не має призводити до погіршення параметрів надійності та якості електричної енергії для інших Користувачів.

3.1.10 У разі, якщо Замовник має намір спорудити або реконструювати будівлі, дороги, мости, інші об'єкти архітектури, що потребує перенесення повітряних і підземних електричних мереж та інших об'єктів електроенергетики, послуги з перенесення електричних мереж та інших об'єктів електроенергетики надаються Оператором системи передачі та/або операторами систем розподілу за процедурою приєднання.

3.1.11 Перед здійсненням приєднання до мережі системи передачі Замовник повинен надати всю запрошену Оператором, яка визначена цим Кодексом, включаючи інформацію необхідну для планування режимів роботи енергосистеми.

3.1.12 Оператор системи передачі може відмовити Користувачеві в приєднанні до електричних мереж у разі, якщо в елементах мережі, до якої він виявив наміри приєднатися, існують технічні обмеження пропускної спроможності, або якщо електроустановки Користувача, заявлені до приєднання, за своїми технічними параметрами не підлягають приєднанню до системи передачі, а також відмовити в доступі до електричних мереж у випадках, **передбачених підпунктом 3.17.1 цього розділу.**

При відмові в доступі та приєднанні до системи передачі Оператор має надати Користувачеві обґрунтування щодо причин для такої відмови, а також про заходи, яких необхідно вжити для реалізації права Користувача на доступ до електричної енергії.

3.1.13 Оператор системи передачі несе відповідальність за необґрунтовану відмову в доступі до електричних мереж цієї системи або у приєднанні до системи передачі в порядку, визначеному законодавством.

3.1.14 У разі, якщо Замовник вважає, що запити про інформацію, які подає Оператор системи передачі, є надмірними, то від може передати справу на вирішення Регулятора.

3.1.15 Користувачі системи передачі, що вже підключені до мереж цієї системи, повинні:

- адаптувати інфраструктуру своїх електричних мереж та привести обладнання своїх енергооб'єктів у відповідність до вимог цього Кодексу при подальших реконструкціях та технічних переоснащеннях, але не пізніше ніж за три роки з моменту набуття ним чинності;

- погоджувати з Оператором системи передачі всі зміни, що стосуються збільшення/зменшення потужності, зміни категорії надійності електропостачання, оптимізації електричних схем (мереж), власниками яких вони є.

3.2 Мінімальні технічні та експлуатаційні вимоги до обладнання Оператора і Користувачів системи передачі

3.2.1 Оператор системи передачі повинен забезпечувати відповідність системи передачі у точках приєднання Користувачів технічним, проектним і експлуатаційним критеріям, а саме:

- номінальна частота електричного струму має становити 50 Гц та регулюватися в межах, визначених у **розділі 7 цього Кодексу**;
- електротехнічне обладнання енергооб'єктів, приєднаних до системи передачі має задовольняти умови стандартів регулювання частоти;
- напруга в електричних мережах має відповідати нормованим рівням, визначеним у **розділі 7 цього Кодексу**.

3.2.2 Обладнання енергооб'єктів, яке планується приєднати до системи передачі, повинно за своїми технічними характеристиками відповідати вимогам діючих в Україні нормативно-технічних документів та нормативно-правових актів, а також має бути сумісним з обладнанням електричних мереж, що вже знаходиться в експлуатації.

3.2.3 Електрообладнання об'єктів Користувачів системи передачі має бути здатними витримувати викривлення форми кривої напруги з урахуванням вмісту гармонік, асиметрії фаз та коливань напруги, відповідно до діючих в Україні стандартів, зокрема:

- нормальні допустимі відхилення напруги до $\pm 5\%$ номінальної напруги електричної мережі в межах 95% часу за добу;
- граничні допустимі відхилення напруги до $\pm 10\%$ номінальної напруги електричної мережі в межах 5% часу за добу;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги не менш ніж 3%;
- коефіцієнта несиметрії напруги зворотної послідовності не менш ніж 4%;
- окремі короткотривалі піки асиметрії фаз, з максимальним значенням 12% для турбінних генераторів і 20% для гідроагрегатів;
- значення короткотермінової дози флікера напруги в кожній точці приєднання не менш ніж 1,38 та 1,0 довготермінової дози флікера.

3.2.4 Обладнання енергооб'єктів, яке приєднується до системи передачі, повинно витримувати розрахункові рівні струмів короткого замикання в точці підключення.

3.2.5 Клас ізоляції обладнання повинен відповідати номінальній напрузі електричних мереж, до яких підключається це обладнання.

3.2.6 У кожному приєднанні між обладнанням Користувача і електричними мережами Оператора системи передачі мають бути передбачені захисні апарати (автоматичні вимикачі, запобіжники тощо), здатні розривати максимальний струм короткого замикання в точці підключення, не створюючи комутаційної перенапруги поза допустимими межами згідно з вимогами відповідних нормативних документів.

3.2.7 Коефіцієнт потужності в точці приєднання до системи передачі має бути не меншим ніж 0,92.

3.2.8 Усі лінії електропередачі Користувачів електричних мереж повинні мати принаймні, один захист від всіх типів пошкоджень.

3.2.9 Магістральні лінії електропередачі мають бути захищені в залежності від рівня напруги:

- лінії 330 кВ та вище – двома основними пристроями захисту швидкої дії та одним пристроєм резервного захисту;
- лінії 220 (150) кВ – пристроями основного та резервного захисту;

- лінії 110 кВ, які відходять від електростанцій – пристроями основного та резервного захисту.

3.2.10 Вибір пристроїв релейного захисту та автоматики необхідно виконувати з урахуванням вимог діючих нормативно-технічних документів, при цьому необхідно забезпечити:

- функціональну можливість – пристрої релейного захисту та автоматики мають включати набір необхідних функцій, які відповідають режимам роботи обладнання, що захищається;

- експлуатаційні характеристики – пристрої релейного захисту та автоматики мають бути зручними та достатньо простими в експлуатації, забезпечувати обслуговуючий персонал необхідною інформацією для його ефективної роботи;

- надійність захисту устаткування в нормальному та аварійному режимах роботи енергосистеми;

- сучасність елементної бази та технічних рішень;

- можливість побудови автоматичної системи збору інформації та управління;

- уніфікацію обладнання;

- мінімальні витрати на придбання, виконання пусконаладжувальних робіт та експлуатацію без втрати функціональності та надійності пристроїв релейного захисту.

3.2.11 Склад, тип та функції систем релейного захисту, а також технічні вимоги до пристроїв релейного захисту і автоматики для Користувачів системи передачі визначаються Оператором системи передачі.

3.2.12 Пристрої релейного захисту та автоматики, що встановлюються на енергооб'єктах, мають відповідати вимогам діючих в Україні нормативно-технічних документів, перелік яких оприлюднює Оператор системи передачі, як Адміністратор Кодексу, шляхом розміщення його на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет.

3.2.13 Пристрої РЗА та ПА об'єктів Користувачів електричних мереж мають бути інтегровані в загальну систему захисту і ПА ОЕС України.

3.2.14 Уставки спрацьовування систем релейного захисту електроустаткування в мережах Користувача до точки приєднання, мають бути скоординовані з системами релейного захисту електричних мереж Оператора системи передачі, щоб забезпечити ефективне та селективне вимкнення несправного обладнання.

3.2.15 Для пристроїв релейного захисту необхідно забезпечувати два незалежні один від одного телекомунікаційні канали для передачі сигналу між об'єктами з необхідним рівнем надійності та швидкості. Час для передачі сигналу не повинен перевищувати 20 мс.

3.2.16 Для пристроїв релейного захисту установленим на обох кінцях ліній, які забезпечують видачу потужності з електростанцій у об'єднану енергетичну систему України, необхідно мати два незалежні один від одного телекомунікаційні канали для передачі сигналу між об'єктами з необхідним рівнем надійності та швидкості, один з яких не повинен залежати від оперативного стану лінії, що перебуває під захистом. Час для передачі сигналу не повинен перевищувати 20 мс.

3.2.17 У разі необхідності, на підставі обґрунтованих вимог Оператора, Користувач системи передачі має встановити захист від перенапруги з типом, уставками та іншими характеристиками, що визначаються Оператором системи передачі.

3.2.18 Допустимі струми короткого замикання обладнання Користувача системи передачі в точці приєднання повинні бути не нижчими за рівень короткого замикання у електричній мережі, до якої воно приєднується.

3.2.19 Час усунення короткого замикання на електрообладнанні Користувача, яке безпосередньо приєднано до системи передачі, не повинен перевищувати такі значення:

- 90 мс - для мереж напругою 750 кВ, 500 кВ та 400 кВ;

- 100 мс - для мереж напругою 330 кВ і 220 кВ;
- 140 мс – для мереж напругою 154 і 110 кВ.

3.2.20 Уставки резервних пристроїв релейного захисту Користувача системи передач мають бути скоординовані з резервними пристроями релейного захисту Оператора системи передач так, щоб забезпечити селективність відключення пошкодженого електрообладнання.

3.2.21 Користувачами системи передач мають використовуватися пристрої резервування відмов вимикачів у точках приєднання, діючих у разі відмови вимикача на автоматичне відімкнення від електричної мережі пошкодженого електрообладнання, усіма вимикачами, суміжними з тим, що відмовив.

3.2.22 Рішення щодо необхідності встановлення пристроїв резервування відмов вимикачів Користувача має бути погоджене з Оператором системи передачі.

3.2.23 Установлення в системі Користувача системи передачі обладнання автоматичного повторного включення, автоматичної комутації, систем перевірки синхронізму, засобів реєстрації аварійних порушень, блоків телеметричного контролю для забезпечення моніторингу системи здійснюється відповідно до договору про приєднання.

3.2.24 Заземлення всіх електроустановок та устаткування Користувачів системи передачі повинно відповідати вимогам діючим в Україні нормативно-технічних документів.

3.2.25 Користувачі системи передачі зобов'язані виконувати задані Оператором системи передачі графіки відключення навантаження відповідно до вимог, встановлених у **розділі 9 цього Кодексу**.

3.2.26 Будь-яке відключення навантаження з протиаварійною метою виконується за розпорядженням Оператора системи передачі на основі заздалегідь встановленого порядку розвантаження або активізується автоматично системою автоматикою розвантаження. Вимоги щодо відключення навантаження мають бути зазначені в договорі про надання послуг з централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

3.2.27 Користувачі системи передачі зобов'язані виконувати погоджений добовий графік навантаження та споживання електричної енергії. Швидкість зміни потужності споживання на кожному погодинному інтервалі добового графіку не повинна перевищувати 10% на хвилину від сумарної величини зміни потужності споживання за відповідний період. У випадку, коли такий параметр не є технічно досяжним для окремого Користувача, це повинно бути погоджено з Оператором системи передачі та зафіксовано в договорі про надання послуг з централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління. В такому разі Оператор електричних мереж має надавати Користувачу послугу з регулювання.

3.2.28 Користувачі системи передачі зобов'язані забезпечувати проектні обсяги компенсації реактивної потужності та регулювання рівня напруги.

3.2.29 Для забезпечення контролю й управління електричними мережами, між Користувачами та Оператором системи передачі мають установлюватися засоби зв'язку згідно з договором про приєднання. Ці засоби зв'язку мають включати такі елементи:

- первинний засіб голосового зв'язку;
- резервний або аварійний засіб голосового зв'язку з використанням каналів зв'язку та електричного живлення, повністю незалежних від первинного засобу;
- засоби реєстрації та зберігання інформації для усіх засобів голосового зв'язку;
- факсимільний апарат;
- канал передачі електронних даних;
- електронна пошта;
- канали передачі даних комерційного обліку.

3.3 Додаткові технічні вимоги до енергетичного обладнання виробників електричної енергії

3.3.1 Параметри обладнання енергоблоків теплових, атомних, гідро- електростанцій та інших електростанцій повинні відповідати вимогам діючих в Україні нормативно-технічних документів, встановленим для відповідних типів енергоблоків.

3.3.2 Енергоблоки мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах таких діапазонів частот та інтервалів часу:

- 49,0 Гц – 51,0 Гц – без обмеження часу;
- 49,0 Гц – 47,5 Гц – період часу має вказуватися Оператором системи передачі, але не менше ніж 30 хвилин;
- 51,0 Гц – 51,5 Гц – період часу має вказуватися Оператором системи передачі, але не менше ніж 30 хвилин.

Користувач системи передачі не має права відмовляти Оператору системи передачі у встановлені більш тривалого періоду часу від мінімального значення за наявності технічних можливостей генеруючого обладнання.

3.3.3 Допустиме зниження активної потужності відносно максимальної її видачі у разі падіння частоти складає:

- падіння нижче 49 Гц зі швидкістю зниження 2% максимальної потужності при 50 Гц на 1 Гц зниження частоти;
- падіння нижче 49,5 Гц зі швидкістю зниження 10% максимальної потужності при 50 Гц на 1 Гц зниження частоти.

3.3.4 Номінальна потужність енергоблоків за номінального коефіцієнта потужності, повинна бути збережена у разі одночасних відхилень напруги до $\pm 5\%$ і частоти до $\pm 2,5\%$ від номінальних значень за умови, що під час роботи з підвищеною напругою і пониженою частотою сума абсолютних значень відхилень напруги і частоти не перевищує 6 %.

3.3.5 Енергоблоки мають бути здатними підтримувати стійку роботу без відключення від мережі у випадку короткого замикання на стороні високої напруги блочного трансформатора протягом часу, визначеному у пункті 3.2.19 цього розділу.

3.3.6 Будь-які зміни конструкції та параметрів діючих енергоблоків, що мають вплив на стійкість енергосистеми, мають координуватися Оператором системи передачі.

3.3.7 Енергоблоки, з метою відновлення нормального режиму енергосистеми у разі системної аварії, повинні бути здатні відділитися від енергосистеми у будь-якій точці свого робочого графіка P-Q та працювати на живлення власних потреб не менше ніж одну годину, а за умов виділення на збалансоване навантаження, що перевищує технічний мінімум енергоблоку, не менше ніж впродовж трьох годин. Винятком є газотурбінні агрегати та турбоагрегати з протитиском.

3.3.8 Енергоблоки теплових електростанцій мають бути обладнані автоматикою частотного ділення або автоматикою виділення на власні потреби, уставки якої визначаються Оператором системи передачі.

3.3.9 Автоматика відокремлення енергоблоків від електричних мереж має передбачати коригування уставок частоти та часу. Для частоти, ці уставки мають бути в подвійному діапазоні: перший діапазон від 47,5 Гц до 49,5 Гц, другий діапазон від 50,5 Гц до 52,5 Гц. Уставка часу має бути від нуля до трьох секунд.

3.3.10 Для кожного енергоблоку, за винятком енергоблоків атомних електростанцій, генерована потужність повинна мати збалансовані фазні напруги з гармонійними спотвореннями не більше 3%.

3.3.11 Кожний енергоблок, за винятком енергоблоків атомних електростанцій, мають бути здатними працювати за наявності таких подій:

- частота обертання підвищена до 110%;

- несиметричне навантаження 10%;
- кратність швидкості зростання збудження понад 0,5;
- струм зворотної послідовності до 5%.

3.3.12 Забезпечення регулювання частоти

3.3.10.1 Усі енергоблоки (обертові агрегати) потужністю понад 5 МВт мають бути обладнані автоматичними системами регулювання частоти обертання турбіни та забезпечувати регулювання активної потужності в залежності від частоти.

3.3.10.2 Автоматичні регулятори частоти мають забезпечувати:

- значення статизму в діапазоні 2% -12%;
- мінімальну зону нечутливості – не більше ($\pm$)10 мГц;
- участь у регулюванні частоти в діапазоні 47.5 – 52 Гц.

3.3.10.3 Регулятори частоти разом з іншими пристроями регулювання мають забезпечувати стабільну видачу активної потужності, у відповідності з заданим статизмом в межах регульовального діапазону енергоблоку з точністю:

- для блоків до 20 МВт – не менше ніж $\pm 2\%$ номінальної потужності;
- для блоків понад 20 МВт – не менше ніж $\pm 1\%$ номінальної потужності.

3.3.10.4 Регулятори частоти обертання турбіни мають бути здатні до зрівнювання швидкості обертання (частоти) синхронного агрегату з частотою об'єднаної енергетичної системи України перед приєднанням енергоблоку на паралельну роботу із точністю, принаймні, $\pm 0,1\%$.

3.3.10.5 Системи автоматичного регулювання частоти та потужності турбін номінальною потужністю понад 10 МВт повинні мати змогу переходити з режиму "регулювання потужності" у режим "регулювання частоти обертання" шляхом зниження номінального навантаження турбіни під дією захисту від підвищення частоти обертання.

3.3.10.6 На енергоблоках потужністю понад 10 МВт системи автоматичного регулювання частоти повинні утримувати номінальну частоту обертання турбіни енергоблоку з навантаженням власних потреб у разі його відключення від мережі. Системи автоматичного регулювання частоти обертання турбіни мають передбачати обмеження й захист від підвищення частоти обертання синхронного агрегату з можливістю налаштування її в межах таких діапазонів:

- для газових та парових турбін – 110-112% від номінального значення частоти обертання;
- для гідротурбін – 110-130% від номінального значення частоти обертання.

3.3.10.7 Енергоблоки ТЕС, АЕС та ГЕС і ГАЕС мають бути здатними забезпечувати на вимогу Оператора системи передачі участь в нормованому первинному регулюванні частоти, а також участь у вторинному автоматичному регулюванні частоти та потужності (АРЧП).

3.3.10.8 Системи автоматичного регулювання частоти та потужності повинні відповідати вимогам, встановленим цим Кодексом та відповідними нормативно-технічними документами.

3.3.10.9 Енергоблоки, що забезпечують нормовані показники регулювання, підтверджені даними випробувань, щодо коефіцієнта статизму, мертвої зони, швидкості та максимального діапазону зміни потужності (резерву), а також до її видачі на новому рівні, є такими, що мають здатність здійснювати первинне регулювання на засадах надання допоміжних послуг.

3.3.11 Здатність до пуску після системної аварії

3.3.11.1 Усі енергоблоки гідроелектростанцій та газові турбіни мають бути здатними до пуску при відсутності на власних потребах напруги від електричної мережі енергосистеми у разі системної аварії.

3.3.11.2 Регулятори частоти обертання гідрогенераторів та газових турбін, залучених до відновлення енергосистеми після системної аварії мають бути здатними працювати на ізольоване навантаження (острівний режим), в режимі регулювання частоти за астатичною характеристикою.

3.3.11.3 Енергоблоки ГЕС із зареєстрованою потужністю 10 МВт і більше мають бути здатними до пуску після системної аварії та пропонувати цю послугу Оператору системи передачі в якості обов'язкової допоміжної послуги.

3.3.11.4 До відновлення енергосистеми після системної аварії, мають залучатися енергоблоки ТЕС здатні до початкового набирання обертів, досягнення синхронної частоти обертання та приймання навантаження за відсутності зовнішнього живлення.

3.3.12 Забезпечення регулювання напруги та реактивної потужності

3.3.12.1 Кожний енергоблок має бути здатним сприяти регулюванню напруги в електричній мережі за рахунок регулювання реактивної потужності.

3.3.12.2 Кожний електрогенератор повинен бути оснащений автоматичними регуляторами збудження з метою забезпечення сталої напруги на його виводах з точністю:

- для енергоблоків до 25 МВт – не більше 1% номінальної напруги;
- для енергоблоків понад 25 МВт – не більше 0,5% номінальної напруги.

3.3.12.3 У нормальних режимах напруга на виводах електрогенераторів має залишатися у діапазоні $\pm 10\%$ номінальної напруги.

3.3.12.4 Система збудження має забезпечувати збільшення (форсування) струму збудження та напруги синхронного енергоблоку генератора з коефіцієнтами від номінального навантаження, які встановлені відповідними нормативно-технічними документами.

3.3.12.5 Швидкість зміни напруги збудження синхронного енергоблоку генератора повинна бути не нижче двократного значення номінальної напруги збудження в секунду.

3.3.12.6 Системи збудження енергоблоків, залучених до пуску після системних аварій, мають мати автономне електропостачання.

3.3.12.7 Усі енергоблоки повинні бути обладнані автоматичними системами синхронізації і захистом від асинхронного режиму.

3.4 Порядок організації приєднання до системи передачі

3.4.1 Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі передбачає такі етапи:

- подання Замовником Оператору системи передачі заяви про приєднання;
- визначення Оператором системи передачі точки забезпечення потужності об'єкта Замовника. Цей етап може потребувати розроблення техніко-економічного обґрунтування;
- підготовка Оператором системи передачі та видача Замовнику проекту договору про приєднання та технічних умов, які є невід'ємним додатком до цього договору;
- укладання договору про приєднання;
- розроблення проектно-кошторисної документації;
- узгодження Замовником з Оператором системи передачі проектно-кошторисної документації, відповідно до якої визначаються вартість робіт та терміни виконання приєднання електроустановок Замовника до електричних мереж;
- укладання додаткової угоди до договору про приєднання щодо терміну, вартості, порядку і схеми фінансування приєднання;
- оплату Замовником вартості приєднання відповідно до умов договору про приєднання;

- проведення будівельно-монтажних і пусконаладжувальних робіт;
- укладення Замовником з Оператором системи передачі договорів про надання послуг з передачі електроенергії та централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління відповідно до порядку, визначеного у **розділі 13 цього Кодексу**;
- укладення Замовником з Оператором системи передачі договору про надання допоміжних послуг відповідно до Правил ринку допоміжних послуг;
- підключення електроустановок Замовника до електричної мережі.

3.4.2 Для супроводження процесу приєднання до електричних мереж Замовник може звертатися до організації, що має ліцензію на виконання відповідних робіт, яка буде приймати участь у підготовці відповідних документів про приєднання та звернень до Оператора системи передачі.

3.5 Подання заяви про приєднання

3.5.1 Користувач/Замовник звертається до Оператора системи передачі щодо наміру приєднатися до електричних мереж або збільшити потужність існуючих електроустановок, приєднаних до цих мереж, із заявою, типова форма якої наведена **в додатку 1 до цього Кодексу**.

3.5.2 Заява про приєднання подається Замовником особисто, або поштовим рекомендованим відправленням, або у електронному вигляді.

До заяви додаються:

- довідки про набуття Замовником статусу учасника ринку електричної енергії;
- копія документа на право власності, який підтверджує право власності чи користування цим об'єктом, або, за відсутності об'єкта, право власності чи користування земельною ділянкою. У разі відсутності кадастрового номера в свідоцтві на право власності на земельну ділянку – вкопіювання з топографо-геодезичного плану або плану забудови території із зазначенням місця розташування земельної ділянки;
- копія витягу з Реєстру платників єдиного податку або копію свідоцтва платника податку на додану вартість (далі – ПДВ);
- копія паспорта або належним чином оформленої довіреності, чи іншого документа на право укладати договір про приєднання особі, яку уповноважено підписувати договори (за потреби);
- ТЕО (за наявності).

3.5.3 Оператор системи передачі має розробити та оприлюднити на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет порядок подання заяви про приєднання та додатків до неї в електронному вигляді.

3.5.4 Оператор системи передачі присвоює отриманій заяві (з додатками), **поданій відповідно до пункту 3.5.2 цього розділу**, реєстраційний номер:

- у разі особистого подання заяви – в день подання;
- у разі направлення заяви рекомендованим поштовим відправленням – не пізніше двох робочих днів з моменту отримання документів;
- у разі направлення заяви в електронному вигляді – не пізніше одного робочого дня з моменту отримання документів.

Реєстраційний номер заяви повідомляється Користувачеві (Замовнику) в узгоджений спосіб (рекомендованим поштовим відправленням, електронною поштою, факсом, за усним запитом засобами телефонного/мобільного зв'язку тощо).

3.5.5 У разі відсутності повного комплексу документів або неналежного оформлення заяви та/або документів, що додаються до неї, поданих особисто, Оператор системи передачі

вносить відповідну інформацію до реєстру заяв та повідомляє Заявника про причини відхилення заяви.

При отриманні неповного комплекту документів або неналежно оформлених документів, направлених поштовим відправленням (або в електронному вигляді), Оператор системи передачі вносить відповідну інформацію до реєстру заяв та протягом двох робочих днів від дня отримання заяви повідомляє Заявника у спосіб, вказаний ним у заяві, про відхилення заяви із зазначенням та обґрунтуванням причин відхилення.

3.5.6 Оператор системи передачі протягом п'яти робочих днів після реєстрації заяви перевіряє відповідність технічних параметрів електроустановок, заявлених до приєднання, критеріям приєднання таких установок безпосередньо до електричних мереж системи передачі, та у разі виявлення їх невідповідності відхиляє подану заяву, та повідомляє про це Користувача (Замовника) із зазначенням та обґрунтуванням причин її відхилення у спосіб, вказаний ним у заяві.

3.5.7 Номер заяви обліковується в окремому реєстрі. Реєстр заяв на приєднання до електричних мереж ведеться у паперовому або електронному вигляді

3.6 Визначення точки забезпечення потужності

3.6.1 На підставі заяви Замовника про приєднання електроустановки певної потужності та додаткових матеріалів до неї Оператор системи передачі визначає точку забезпечення потужності.

3.6.2 Точка забезпечення потужності визначається, виходячи з конфігурації мереж і навантаження у зоні можливого приєднання. Оператор системи передачі готує технічне обґрунтування такого вибору і технічні умови на приєднання

3.6.3 Якщо при визначенні точки приєднання, Оператор системи передачі вважає, що запропоновані для приєднання об'єкти несприятливо впливатимуть на якість електричної енергії та надійність електропостачання в цій чи інших точках приєднання, то він має повідомити Замовникові вимоги до параметрів електроустановки, які повинні бути забезпечені Замовником.

3.7 Розроблення та надання Замовнику технічних умов на приєднання

3.7.1 Технічні умови на приєднання викладаються у вигляді єдиного документа типова форма якого наведена **в додатку 3 до цього Кодексу**.

3.7.2 Технічні умови є строковими, термін їх дії визначається договором про приєднання, а самі вони є невід'ємною частиною цього договору.

3.7.3 Під час розроблення технічних умов на приєднання Оператори системи передачі має керуватися такими принципами:

- надійності електрозабезпечення струмоприймачів Замовника згідно з чинним законодавством України з урахуванням категорії надійності електропостачання, яку було зазначено в заяві про приєднання;
- забезпечення належної якості електроенергії в точці приєднання;
- не погіршення показників якості електричної енергії та надійності електропостачання інших споживачів;
- оптимальності з економічної і технічної точки зору схеми електрозабезпечення.

3.7.4 Технічні умови на приєднання розробляються Оператором з урахуванням детальних планів території та схем розвитку системи передачі.

3.7.5 Технічні умови, які видаються Замовнику для перенесення повітряних і підземних електричних мереж та інших об'єктів електроенергетики, не містять вимог щодо електроустановок Замовника.

3.7.6 Технічні умови на приєднання підписані Оператором системи передачі, разом з проектом договору про приєднання, надаються Замовнику не пізніше 10 робочих днів від дня реєстрації заяви.

3.7.7 У разі зміни Замовника або власника (форми власності) електроустановки за умови відсутності зміни технічних параметрів (величина потужності, напруга та категорія надійності електропостачання) цієї електроустановки нові технічні умови не розробляються.

3.7.8 За письмовим зверненням замовника центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики надає висновок щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання на відповідність чинним стандартам, нормам та правилам.

3.8 Техніко-економічне обґрунтування схеми приєднання

3.8.1 Розроблення техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) схеми приєднання здійснюється Замовником у разі:

- приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії;
- незгоди із запропонованою Оператором системи передачі точкою забезпечення потужності та/або схемою приєднання.

3.8.2 Розроблення ТЕО здійснюється проектною організацією за рахунок Замовника.

3.8.3 Техніко-економічне обґрунтування має відповідати чинним нормативно-технічним документам.

3.8.4 Будь-яка фізична або юридична особа має право отримати безоплатно від Оператора системи передачі вихідні дані для розроблення ТЕО вибору схеми приєднання своїх електроустановок до електричних мереж з метою оцінки бізнесових та виробничих ризиків.

3.8.5 Вихідні дані для розроблення ТЕО надаються Оператором системи передачі на підставі заяви, типова форма якої наведена **в додатку 2 до цього Кодексу**, протягом 10 робочих днів від дня отримання заяви.

3.8.6 На підставі розробленого ТЕО схеми приєднання Замовник може запропонувати Оператору системи передачі свій варіант точки забезпечення потужності (схеми приєднання).

3.8.7 Оператор системи передачі опрацьовує наданий Замовником варіант точки забезпечення потужності (схеми приєднання) та не пізніше ніж через 15 робочих днів з дня отримання ТЕО приймає пропозиції Замовника або письмово обґрунтовує пріоритетність іншого варіанта, передбаченого ТЕО схеми приєднання.

3.8.8 У разі коли Замовник та Оператор системи передачі не дійшли згоди щодо точки забезпечення потужності (схеми приєднання), Оператор системи передачі протягом 15 робочих днів надає Замовнику обґрунтовану письмову відмову, про що повідомляє Регулятора.

3.9 Укладання договору про приєднання

3.9.1 Договір про приєднання визначає організаційні, технічні та фінансові умови на яких здійснюється приєднання Користувача до електричних мереж Оператора та регулює правовідносини між Оператором електричних мереж та Замовником в період здійснення заходів з приєднання.

3.9.2 Договір про приєднання укладається за типовою формою, яка наведена **в додатку 4 до цього Кодексу**.

3.9.3 Невід'ємними додатками до договору є:

- технічні умови на приєднання;

- акт розмежування балансової належності;
- погоджена проектно-кошторисна документація;
- розрахунок вартості приєднання;
- графіки виконання робіт.

3.9.4 Замовник, який одержав два екземпляри підписаного Оператором системи передачі договору про приєднання, у разі згоди з його умовами, підписує договір у визначений законодавством термін та повертає один екземпляр Оператору системи передачі.

3.9.5 Термін виконання договору про приєднання, встановлюється сторонами з урахуванням часу, необхідного для нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж, пов'язаних з приєднанням електроустановок Замовника.

3.9.6 Під час дії договору про приєднання виконання технічних умов на приєднання до електричних мереж є обов'язковим для всіх сторін договору, а також для організацій яким доручено виконання проектних, будівельно-монтажних та налагоджувальних робіт.

3.9.7 Суперечки, що виникають між сторонами під час дії договору про приєднання вирішуються у встановленому законодавством України порядку.

3.9.8 Укладання договору про приєднання зобов'язує Оператора системи передачі враховувати технічні рішення передбачені в цьому договорі, а також навантаження (генерацію) Замовника в плані розвитку електричних мереж.

3.9.9 Плата за приєднання електроустановок до електричних мереж визначається відповідно до вимог чинного законодавства України.

3.10 Розроблення проектно-кошторисної документації

3.10.1 Приєднання електроустановок Замовника здійснюється згідно з проектно-кошторисною документацією.

3.10.2 Розроблення проектно-кошторисної документації на електроустановки зовнішнього електрозабезпечення здійснюється Замовником відповідно до умов договору про приєднання. Завдання на проектування має враховувати вимоги технічних умов. Для підготовки проектно-кошторисної документації Оператор системи передачі на запит Замовника або проектною організацією Замовника має надавати всі необхідні для проектування дані. Розроблена Замовником проектно-кошторисна документація є додатковою угодою до Договору про приєднання.

3.10.3 Проектна документація має визначити достатність замовленої до приєднання потужності та категорії надійності електропостачання вимогам, які мають забезпечуватися в процесі експлуатації об'єкта забудови. Ці вимоги розраховуються відносно потужності струмоприймачів з врахуванням коефіцієнта одночасності їх використання.

3.10.4 Проект має визначити точку приєднання на межі технологічного з'єднання електроустановок або частин однієї електроустановки. Проектно-кошторисна документація розробляється окремими частинами (томами) для мереж Замовника та мереж Оператора системи передачі відповідно до точки приєднання.

3.10.5 Замовник до початку будівельно-монтажних робіт, пов'язаних з виконанням договору про приєднання, має подати на погодження Оператору системи передачі проектну-кошторисну документацію. Необхідна кількість примірників проектно-кошторисної документації та формат надання її на електронних носіях визначається умовами договору про приєднання.

3.10.6 У разі незгоди Оператора системи передачі з вартістю реалізації технічних умов відповідно до проектно-кошторисної документації, на вимогу Оператора Замовник надає до проектно-кошторисної документації письмовий звіт відповідної експертної організації.

3.10.7 За результатами розгляду проектно-кошторисної документації Оператор системи передачі оформлює узагальнене технічне рішення щодо проекту. Строк розгляду проектно-кошторисної документації, поданої Оператору системи передачі на погодження, не може перевищувати 15 робочих днів від дати отримання. Погодження проектно-кошторисної документації здійснюється Оператором системи передачі безоплатно.

3.10.8 Строк доопрацювання проектно-кошторисної документації – 30 робочих днів з дня отримання Замовником зауважень до неї. Замовник може продовжити строк доопрацювання проектно-кошторисної документації шляхом письмового повідомлення Оператора системи передачі, направлено не пізніше ніж за два робочих дні до закінчення строку доопрацювання.

3.10.9 Доопрацьована проектно-кошторисна документація підлягає повторному погодженню у терміни, визначені у **пункті 3.10.7 цього розділу**. Під час повторного погодження проектно-кошторисної документації не дозволяється висувати зауваження, якщо вони не стосуються внесених змін до проектної документації.

3.10.10 Погоджена проектно-кошторисна документація повертається Замовнику.

3.10.11 Погоджена проектно-кошторисна документація є чинною на весь час будівництва відповідних мереж. Зміни до узгодженої проектно-кошторисної документації на мережі зовнішнього електрозабезпечення, які призводять до зміни вартості реалізації проекту, погоджуються шляхом внесення відповідних змін до договору про приєднання.

3.11 Проведення будівельно-монтажних і пусконаладжувальних робіт

3.11.1 Будівельно-монтажні та пусконаладжувальні роботи з нового будівництва, реконструкції та/або технічного переоснащення електроустановок зовнішнього електрозабезпечення виконуються Оператором системи передачі або залученими ним спеціалізованими організаціями та/або фізичними особами-підприємцями, які мають право на виконання цих робіт.

Виконавець комплексу робіт із будівництва електроустановок зовнішнього електрозабезпечення Замовника визначається на конкурсних засадах відповідно до чинного законодавства.

3.11.2 Терміни виконання будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт визначаються умовами договору про приєднання з урахуванням визначеної проектом тривалості виконання робіт.

3.11.3 Склад, обсяги та порядок проведення випробувань електрообладнання визначаються відповідними нормативно-технічними документами.

3.11.4 Після закінчення будівельно-монтажних і налагоджувальних робіт, перед прийманням в експлуатацію енергооб'єкту (пускового комплексу), повинні бути проведені індивідуальні випробування обладнання та його окремих систем в обсягах, визначених стандартом «Норми випробування електрообладнання», які завершуються пробним пуском основного і допоміжного обладнання, а також комплексне випробування обладнання.

3.11.5 Індивідуальні випробування обладнання та функціональні випробування окремих систем повинна виконувати будівельно-монтажна організація із залученням пусконаладжувальних організацій і персоналу Замовника.

3.11.6 Перед індивідуальними і функціональними випробуваннями повинно бути перевірено виконання вимог: Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж, Державних будівельних норм, стандартів, норм технологічного проектування, правил державного регулювання та надзору, Правил улаштування електроустановок, Правил охорони праці та промислової санітарії, правил та норм радіаційної безпеки (для атомних електростанцій), правил вибухо- і пожежобезпеки, вказівок заводів виготовлювачів, інструкцій з монтажу обладнання.

3.11.7 Подання робочої напруги для проведення випробувань електрообладнання Замовника здійснюється на підставі заяви Замовника (уповноваженої ним особи) та після надання Оператору системи передачі укладених Замовником договорів (або внесення змін до діючих договорів) згідно з вимогами, встановленими на ринку електричної енергії на термін проведення випробувань.

Заява Замовника має містити дані про кількість електричної енергії, потужність (добові графіки навантаження) та терміни виконання випробувань. До заяви додається повідомлення про готовність електроустановок Замовника до прийняття робочої напруги та програма випробувань.

3.11.8 Подання робочої напруги для проведення випробувань електрообладнання здійснюється протягом 5 робочих днів після отримання заяви Замовника або 10 робочих днів, якщо подання напруги потребує припинення електропостачання інших Користувачів.

3.11.9 Оперативне управління випробуваннями та введенням в роботу нового обладнання, що приєднується до системи передачі, здійснює диспетчерський персонал Оператора системи передачі.

3.11.10 Дефекти, виявлені в ході індивідуальних та функціональних випробувань, повинні бути усунуті будівельно-монтажними організаціями та заводами-виготовлювачами енергетичного обладнання до початку комплексних випробувань.

3.11.11 Пробні пуски енергетичного обладнання до комплексного випробування повинні бути проведені будівельно-монтажними організаціями під безпосереднім контролем Замовника у відповідності з Правилами технічної експлуатації електричних станцій і мереж.

3.11.12 Комплексне випробування обладнання повинен проводити Замовник із залученням представників будівельно-монтажних та налагоджувальних організацій. Повинна бути перевірена спільна робота основних агрегатів та всього допоміжного обладнання під навантаженням.

3.11.13 Введення в роботу нового обладнання з незадовільним технічним станом заборонено.

3.11.14 Прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів та допуск на їх підключення здійснюється відповідно до діючих нормативно-технічних документів.

3.11.15 Електроустановки зовнішнього електрозабезпечення Замовника, збудовані, реконструйовані чи технічно переоснащені від точки забезпечення замовленої потужності до точки приєднання об'єкта Замовника, є власністю Оператора системи передачі.

3.12 Підключення електроустановок Замовника до електричної мережі

3.12.1 Підключення електроустановок Замовника до електричної мережі здійснюється Оператором системи передачі.

3.12.2 Оператор системи передачі після завершення робіт з приєднання повідомляє Замовника про готовність власних мереж до підключення електроустановок Замовника, надає довідку про виконання технічних умов в частині зовнішнього електрозабезпечення.

3.12.3 Після отримання довідки про виконання технічних умов в частині зовнішнього електрозабезпечення Замовник надає Оператору системи передачі заяву на підключення, до якої додаються:

- документи, що підтверджують прийняття в експлуатацію (сертифікат або декларація) новозбудованих, реконструйованих або технічно переоснащених об'єктів Замовника;
- документи, що підтверджують укладання Замовником договорів (або внесення змін до діючих договорів) згідно з вимогами, встановленими на ринку електричної енергії.

3.12.4 Підключення електроустановок Замовника до електричної мережі здійснюється протягом 5 робочих днів після отримання заяви Замовника або 10 робочих днів, якщо підключення потребує припинення електропостачання інших Користувачів.

3.12.5 Після підключення електроустановок Замовника до електричної мережі Оператора послуга з приєднання, передбачена договором про приєднання, вважається виконаною. Факт надання послуги з приєднання підтверджується актом щодо надання послуги з приєднання.

3.13 Визначення меж балансової належності

3.13.1 Межа балансової належності – це лінія майнового поділу електричних мереж між юридичними сторонами, позначена на схемі електричних мереж і зафіксована спільним актом розмежування балансової належності (господарського ведення) та/або експлуатаційної відповідальності між сторонами.

3.13.2 Оператор системи передачі має підготувати, за узгодженням з Користувачем, документ, який містить таблицю з детальним розподілом відповідальності та експлуатаційні схеми, які відображали б погоджені межі балансової належності.

3.13.3 Зміни в домовленостях про межі балансової належності, запропоновані будь-якою стороною, повинні бути взаємоузгодженими перед тим, як вони наберуть чинності, після чого вносяться відповідні зміни у таблицю розподілу відповідальності і експлуатаційні схеми.

3.13.4 Межа балансової належності активів між Оператором системи передачі та електростанціями, включаючи атомні електростанції, повинна знаходитися на першій опорі після огороження обладнання електростанції.

3.13.5 Межа балансової належності між магістральними та розподільними електричними мережами, повинна знаходитися на першій опорі після огороження магістральної підстанції.

3.13.6 Межа балансової належності активів між іншим Користувачем та Оператором системи передачі повинна знаходитись в точці приєднання до електричних мереж Оператора.

3.13.7 Слід дотримуватися вищенаведених загальних правил, але кожний випадок буде залежати від конкретних умов об'єкта, компонування розподільного пристрою, типу обладнання Користувача системи передачі, тощо. В кожному випадку, точку приєднання та межу балансової належності має бути описано в акті розмежування балансової належності та проілюстровано відповідними схемами.

3.13.8 Користувач системи передачі володіє всім обладнанням на стороні Користувача до точки приєднання до магістральних мереж та відповідає за безпечну експлуатацію та технічне обслуговування цих активів відповідно до законодавства України, цього Кодексу та положень договору про приєднання.

3.13.9 Оператор системи передачі володіє всім електротехнічним обладнанням на стороні електричних мереж від точки приєднання. Оператор системи передачі володіє, експлуатує та обслуговує підстанцію на об'єкті приєднання та все інше обладнання, яке може бути необхідним для приєднання до електричних мереж, відповідно до вимог цього Кодексу та положень договору про приєднання.

3.13.10 Усе електротехнічне обладнання Користувача системи передачі в точці приєднання має бути докладно перелічене в акті розмежування балансової належності, який є додатком до договору про приєднання.

3.14 Загальні вимоги до Користувачів системи передачі

3.14.1 Усі Користувачі системи передачі, включаючи Замовників послуг з приєднання до системи передачі, які набудуть статусу Користувачів після виконання процедур, визначених у цьому розділі, зобов'язані:

3.14.1.1 Дотримуватись вимог та правил, встановлених цим Кодексом, іншими нормативно-правовими актами, нормативно-технічними документами, нормативними

документами, стандартами операційної безпеки щодо планування, розвитку, експлуатації ОЕС України та доступу до електричних мереж, а також з питань виготовлення, монтажу, налагодження та випробування електроустановок і мереж, виконання проектних робіт на електроустановках і в мережах. Перелік цих документів оприлюднює Оператор системи передачі, як Адміністратор Кодексу, шляхом розміщення його на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет.

3.14.1.2 Додержуватись вимог законодавства про охорону навколишнього природного середовища, здійснювати технічні та організаційні заходи, спрямовані на зменшення шкідливого впливу об'єктів електроенергетики на навколишнє природне середовище.

3.14.1.3 Не допускати експлуатацію електроустановок, які створюють загрозу життю або здоров'ю людей, передумови для виникнення надзвичайних ситуацій техногенного чи природного характеру та/або руйнування чи пошкодження особливо важливих об'єктів електроенергетики, або унеможливають підтримання встановлених відповідними нормативно-технічними документами (стандартами) параметрів надійності та якості постачання електричної енергії для інших Користувачів.

3.14.1.4 Не допускати не санкціонованого Оператором системи передачі приєднання власних електроустановок (мереж) до електричних мереж ОЕС України, а також електроустановок (мереж) інших Користувачів до своїх електроустановок (мереж).

3.14.1.5 Не втручатися в роботу засобів централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, пристроїв і систем релейного захисту, протиаварійної автоматики, реєстрації аварійних подій тощо, а також приладів (вузлів) контролю та обліку споживання електричної енергії.

3.14.1.6 Не перешкоджати діяльності посадових осіб уповноваженого органу виконавчої влади щодо здійснення державного енергетичного нагляду (контролю) в електроенергетиці (обстеження, перевірки, огляди, інспектування, розслідування нещасних випадків та/або технологічних порушень тощо) та посадових осіб Оператора системи передачі при здійсненні ними своїх повноважень (обстеження, перевірки, випробування тощо) у випадках, передбачених цим Кодексом.

3.14.1.7 Укладати та дотримуватись умов договорів, які передбачені чинним законодавством, цим Кодексом, іншими нормативно-правовими актами та нормативно-технічними документами з питань взаємовідносин в електроенергетиці та на ринку електричної енергії.

3.14.1.8 Виконувати оперативні команди та розпорядження, віднесені цим Кодексом, Правилами ринку, відповідними нормативно-технічними документами та стандартами операційної безпеки до компетенції Оператора системи передачі та/або його регіональних підрозділів.

3.14.1.9 Своєчасно та у повному обсязі надавати Оператору системи передачі та/або його регіональним підрозділам актуальні та достовірні дані, які передбачені цим Кодексом, для виконання ними функцій планування розвитку системи передачі, перспективного та оперативного планування і управління режимами роботи ОЕС України, оцінки безпеки її функціонування, захисту енергосистеми тощо.

3.14.2 За порушення вимог, викладених у цьому розділі, до Користувачів електричних мереж можуть застосовуватись наступні санкції:

- попередження;
- штраф;
- примушування до відшкодування завданої шкоди;
- зупинення експлуатації електроустановок;
- відмова в доступі до електричних мереж.

3.14.3 У разі, якщо порушення зазначених вимог призвели до тяжких наслідків, пов'язаних із загрозою життю та здоров'ю людей, аварійними ситуаціями в ОЕС України, руйнуванням об'єктів електроенергетики, шкодою для навколишнього природного середовища тощо або мають менш тяжкі наслідки, але відбувалися неодноразово, до відповідних Користувачів можуть застосовуватися санкції у виді зупинення або анулювання дії ліцензії на відповідний вид діяльності.

3.14.4 Рішення про вид санкції, терміни її введення та дії, розмір фінансових нарахувань тощо приймають центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику в сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, та/або Регулятор у разі виявлення ними самими зазначених порушень або за зверненням Оператора системи передачі.

3.14.5 У разі, якщо порушення зазначених вимог мають ознаки порушення норм адміністративного, господарського або кримінального законодавства, Користувачі несуть відповідальність згідно положень цього законодавства.

3.14.6 Оператор системи передачі має оприлюднювати вимоги до Користувачів системи передачі та інформацію щодо санкцій за порушення цих вимог на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет.

3.15 Особливості приєднання електроустановок окремих категорій виробників, на яких поширюються відповідні норми Закону України «Про ринок електричної енергії України»

3.15.1 У разі, якщо об'єкт електроенергетики, призначений для виробництва електричної енергії з використанням відновлювальних джерел енергії, будується або рішення про місце його будівництва прийняте Замовником та узгоджене ним в установленому порядку, технічні процедури його приєднання до системи передачі здійснюється на загальних підставах в порядку, визначеному в цьому розділі.

3.15.2 У випадку, коли Замовник має наміри побудувати новий об'єкт відновлюваної (альтернативної) енергетики та за умови, що технічні характеристики його електроустановок, які будуть заявлені до приєднання, відповідають критеріям приєднання таких установок безпосередньо до системи передачі, він може попередньо, до подання заяви про приєднання, звернутися до Оператора системи передачі із запитом про отримання інформації щодо:

- наявності/відсутності технічних обмежень для приєднання;
- оцінки вартості приєднання;
- орієнтовного графіку приєднання до мережі.

3.15.3 У запиті в обов'язковому порядку має бути вказана інформація щодо виду джерела енергії, кількості, одиничної та загальної потужності електроустановок, місця та орієнтовних строків їх будівництва і введення в експлуатацію.

3.15.4 Оператор системи передачі має протягом місяця від дня отримання запиту надати максимально об'єктивну інформацію із зазначених питань, а також може запропонувати, з урахуванням системних потреб та фактичної наявності інфраструктури для приєднання, інші, більш ефективні варіанти для будівництва такого об'єкту, зокрема, щодо його загальної потужності та місця (регіону) розташування.

3.15.5 Особливості приєднання електроустановок виробників, що здійснюють виробництво електричної енергії з використанням відновлювальних джерел енергії, які ураховують різні типи приєднань, а також витрати та вигоди, пов'язані із підключенням виробників до електричних мереж, особливі обставини по відношенню до виробників, розташованих у віддалених місцевостях з низькою щільністю населення, визначаються Правилами приєднання, які затверджуються Регулятором.

3.16 Перелік та порядок надання Оператором системи передачі інформації, необхідної для приєднання

3.16.1 До інформації, яку Оператор системи передачі має надавати згідно цього пункту, відноситься:

- типові форми: заяви про приєднання, технічних умов на приєднання, договору про приєднання;
- перелік та обсяг документів, необхідних для отримання дозволу на доступ та приєднання до електричних мереж;
- рекомендації щодо оформлення зазначених документів, порядку їх подання та термінів розгляду;
- порядок подання документів, необхідних для приєднання, в електронному вигляді;
- перелік причин та порядок відхилення заяви про приєднання;
- перелік трансформаторних підстанцій, до яких можуть бути приєднані Користувачі, та інформація про їх технічні характеристики;
- методика розрахунку плати за приєднання електроустановок до електричних мереж;
- вимоги до Користувачів електричних мереж;
- умови, за яких Користувачам може бути відмовлено в доступі до електричних мереж;
- перелік Користувачів, яким відмовлено в доступі до електричних мереж, та інформація про підстави для такої відмови.

3.16.2 Інформація про технічні характеристики трансформаторних підстанцій має містити такі дані по кожній з них:

- адреса знаходження, диспетчерська назва підстанції, тип, код, рівні напруги обмоток трансформаторів та номінальна потужність підстанції;
- максимально допустима потужність підстанції;
- приєднана потужність згідно з чинними договорами;
- потужність, що приєднується за договорами про приєднання;
- резерв потужності.

Ця інформація надається з метою забезпечення можливості Замовнику оцінити бізнесові та виробничі ризики відповідно до наявного резерву потужності на тій чи іншій підстанції і не є вихідними даними для розроблення ТЕО вибору схеми приєднання його електроустановок.

3.16.3 Користувач/Замовник має право звертатися до Оператора системи передачі за роз'ясненнями щодо наданої інформації та отримувати відповідні роз'яснення.

3.16.4 Оператор системи передачі як Адміністратор Кодексу зобов'язаний підтримувати в актуальному стані зазначену інформацію шляхом її оновлення та доповнення при виникненні будь-яких обставин, які змінюють умови та/або порядок доступу та приєднання електроустановок Користувачів до системи передачі.

3.16.5 Інформація, **зазначена в пунктах 3.16.1 та 3.16.2 цього розділу**, надається у відкритому доступі шляхом розміщення її на офіційному веб-сайті Оператора системи передачі в мережі Інтернет.

3.16.6 Оператор системи передачі несе відповідальність за достовірність зазначеної інформації в установленому порядку.

3.17 Умови, за яких Користувачам може бути відмовлено в доступі до системи передачі

3.17.1 Виходячи з норм чинного законодавства, вимог та правил цього Кодексу, інших нормативно-правових актів та нормативно-технічних документів, які регулюють

взаємовідносини в електроенергетиці, Користувачам системи передачі може бути відмовлено в доступі до системи передачі за будь-якої з таких умов:

3.17.1.1 Не набуття Користувачем або позбавлення його в установленому законодавством порядку статусу учасника ринку електричної енергії.

3.17.1.2 Несанкціоноване Оператором системи передачі (самовільне) приєднання до електричних мереж Користувачем будь-яких електроустановок та/або струмоприймачів.

3.17.1.3 Відмова Замовника послуги з приєднання до електричних мереж від виконання умов Договору про приєднання та технічних умов на приєднання.

3.17.1.4 Перевищення Користувачем обсягів використання потужності, заявленої до приєднання, визначеної відповідним договором та технічними умовами на приєднання.

3.17.1.5 Подання Користувачем/Замовником Оператору системи передачі завідомо недостовірних даних про виконання технічних умов на приєднання та/або про введення відповідних електроустановок в експлуатацію.

3.17.1.6 Невиконання Користувачем суттєвих умов договорів, укладених ним на ринку електричної енергії згідно з чинним законодавством України, які безпосередньо впливають на надійність, безпеку та ефективність функціонування електричних мереж, або відмова від укладання чи подовження терміну дії таких договорів.

3.17.1.7 Виведення з ладу (обхід, пошкодження, блокування роботи тощо) приладів контролю та обліку споживання електричної енергії та потужності.

3.17.1.8 Порушення Користувачем вимог, визначених цим Кодексом та відповідними нормативно-правовими актами та/або нормативно-технічними документами, щодо експлуатації обладнання об'єктів електроенергетики, режимів постачання та споживання електричної енергії, що створює загрозу життю чи здоров'ю людей або передумови для виникнення надзвичайних ситуацій техногенного чи природного характеру.

3.17.1.9 Відмова Користувача від участі у Плані захисту системи передачі та ОЕС України або неналежне виконання передбачених у ньому положень і заходів, яке завдало шкоди енергосистемі або іншим Користувачам.

3.17.1.10 Перешкоджання діяльності або насильницькі дії до посадових осіб центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику в сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, або Оператора системи передачі при виконанні ними службових обов'язків.

3.17.2 Порядок відмови в доступі до електричних мереж (критерії відмови, порядок фіксації причин, оформлення та технічної реалізації відмови, а також супутні їй заходи безпеки) встановлюється відповідним нормативно-правовим актом, який розробляє Оператор системи передачі на виконання положень цього Кодексу та погоджує Регулятор.

3.17.3 Технічна реалізація відмови в доступі до системи передачі здійснюється Оператором системи передачі шляхом відключення або від'єднання електроустановок Користувача від електричних мереж.

3.17.4 Відмова Користувачеві в доступі до електричних мереж системи передачі може бути оскаржена ним в порядку, встановленому законодавством.

3.17.5 Оператор системи передачі має оприлюднювати умови, за яких Користувачам може бути відмовлено в доступі до системи передачі, Порядок відмови та інформацію про Користувачів, яким відмовлено в доступі до електричних мереж, на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет.

3.18 Від'єднання Користувачів від системи передачі

3.18.1 Користувач системи передачі має право на добровільне виведення з роботи своїх електроустановок і від'єднання їх від електричних мереж.

3.18.2 Виведення з роботи енергогенеруючого обладнання, а також обладнання систем розподілу, яке впливає на режим роботи системи передачі або енергогенеруючого обладнання, здійснюється в порядку, **визначеному в розділі 6 цього Кодексу**.

3.18.3 Виведення з роботи обладнання Користувача, який є споживачем електричної енергії, та струмоприймачі якого приєднані до системи передачі, здійснюється за його заявкою оперативним персоналом Оператора системи передачі шляхом відключення цих струмоприймачів від електричних мереж.

3.18.4 Від'єднання електроустановок Користувача від електричних мереж за його ініціативою здійснюється згідно з умовами договору про приєднання за погодженою з Оператором системи передачі процедурою.

3.18.5 Усі витрати Користувача, безпосередньо пов'язані з добровільним виведенням з роботи своїх електроустановок і від'єднанням їх від електричних мереж, має нести власник цих електроустановок.

3.18.6 У випадках, **передбачених пунктом 3.17.1 цього розділу**, Оператор системи передачі може приймати рішення та здійснювати примусове від'єднання електроустановок Користувача від електричних мереж, попередньо повідомивши його про прийняте рішення та про заходи безпеки, яких Користувач має вжити у зв'язку з таким від'єднанням.

3.18.7 Факт наявності умови для від'єднання електроустановок Користувача від системи передачі має бути засвідчений уповноваженим органом з державного нагляду (контролю) в електроенергетиці.

3.18.8 Повторне приєднання електроустановок Користувача до системи передачі, які було від'єднано примусово, здійснюється Оператором системи передачі після усунення Користувачем причин примусового від'єднання та компенсації ним витрат Оператора системи передачі на здійснення заходів, пов'язаних з від'єднанням та повторним приєднанням цих електроустановок.

3.18.9 Оператор системи передачі може здійснювати від'єднання електроустановок Користувача від електричних мереж без попереднього повідомлення у випадках:

- загрози для життя та безпеки людей або загрози пошкодження обладнання;
- виникнення аварійної ситуації в енергосистемі, яка обумовлює необхідність аварійного від'єднання.

У цих випадках Оператор системи передачі має за власний рахунок приєднати електроустановки Користувача до електричних мереж після усунення аварійної ситуації та причин її виникнення.

3.18.10 При здійсненні від'єднання з вини персоналу Оператора системи передачі, Оператор системи передачі компенсує Користувачеві втрати його доходу від примусового від'єднання.

Розділ 4 ЕКСПЛУАТАЦІЯ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ ТА ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК, ПРИЄДНАНИХ ДО НЕЇ

4.1 Організація технічних і технологічних систем експлуатації та управління цими системами

4.1.1 Оператор системи передачі та Користувачі, що володіють та/або експлуатують електроустановки, приєднані до цієї системи, мають створити та підтримувати в належному стані технічні та технологічні системи експлуатації своїх електроустановок, а також структуру управління цими системами відповідно до вимог цього Кодексу, інших нормативно-технічних документів та вимог технічної документації заводів-виробників.

4.1.2 До складу технічних систем експлуатації електроустановок входять (але не обмежуються ними) такі групи обладнання (далі - електротехнічне обладнання, електрообладнання, обладнання):

- силове устаткування, призначене для виробництва, передачі, приймання, перетворення та розподілення електроенергії;
- обладнання власних електричних потреб енергооб'єктів, яке забезпечує роботу цих об'єктів;
- пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики;
- пристрої системної протиаварійної автоматики;
- обладнання та пристрої робочого та захисного заземлення;
- пристрої та канали зв'язку, технічні засоби автоматизованого диспетчерського керування та оперативно-технологічного управління;
- обладнання захисту від перенапруг;
- пристрої та обладнання комерційного обліку електроенергії, засоби вимірювальної техніки для контролю якості електричної енергії та оперативно-технологічного обміну інформацією;
- освітлення;
- обладнання компенсації реактивної енергії;
- обладнання і пристрої вимірювання, відображення і збереження (архівації) інформації про технологічні процеси та характеристики обладнання;
- допоміжне обладнання - будівлі та споруди, в яких встановлене вище зазначене енергетичне обладнання, системи водопостачання і водовідведення, пожежної сигналізації і пожежогасіння, стиснутого повітря, тощо;
- інші електротехнічні пристрої в залежності від структури об'єкта.

4.1.3 До складу технологічних систем експлуатації електроустановок входять (але не обмежуються ними) такі системи:

- диспетчерського (оперативно-технологічного) управління;
- технічного обслуговування та ремонтів;
- контролю та нагляду за технічною експлуатацією;
- обліку та контролю виконання нормативно-технічних документів;
- розслідування та обліку технологічних порушень;
- перспективного розвитку: капітальне будівництво, реконструкція та технічне переоснащення;
- роботи з персоналом;
- безпечної експлуатації та охорони праці;
- техногенної, пожежної та екологічної безпеки;
- матеріального, транспортного та іншого забезпечення;
- охорони енергетичних об'єктів.

4.1.4 Під час експлуатації електроустановок має бути організоване управління технічними і технологічними системами, а також управління системами транспортного, фінансово-економічного та матеріально-технічного забезпечення, яке включає:

- організацію планування і виконання заходів, спрямованих на забезпечення експлуатації електротехнічного обладнання відповідно до вимог нормативно-технічної документації та нормативно-правових актів;
- забезпечення необхідними ресурсами для своєчасного та якісного обслуговування і ремонту електротехнічного обладнання;

- постійний контроль за надійним та економічним функціонуванням технічної та технологічної систем;

- вдосконалення технічної та технологічної систем за результатами аналізу їх функціонування.

4.1.5 Структура управління має передбачати:

- наявність технічного керівника та відповідних структурних підрозділів;
- розподіл між структурними підрозділами всіх функцій, пов'язаних з експлуатацією обладнання об'єктів електроенергетики.

4.1.6 Підпорядкованість (адміністративна та функціональна) структурних підрозділів (цехів, служб, лабораторій та інших), що забезпечують функціонування технічних і технологічних систем експлуатації, визначається керівником підприємства та закріплюється організаційною структурою.

4.1.7 Керівництво складовими частинами систем експлуатації електроустановок покладається на технічного керівника об'єкта електроенергетики.

4.1.8 Щодо кожної електроустановки відповідними розпорядчими документами мають бути призначені особи, що відповідають за її належний технічний стан і безпечну експлуатацію (відповідальні особи).

4.1.9 Відповідальні особи повинні забезпечувати експлуатацію електроустановок згідно з вимогами цього Кодексу, відповідних нормативно-технічних документів та ведення експлуатаційної (оперативної, ремонтної) документації.

4.2 Принципи організації експлуатації

4.2.1 Електротехнічне обладнання електроустановок, прийняте в експлуатацію, має перебувати в одному з таких оперативних станів: в роботі, в резерві (гарячому або холодному), в ремонті (плановому або аварійному) або у стані консервації.

4.2.2 Технічне обслуговування обладнання (включаючи діагностування його технічного стану) – це комплекс робіт, спрямованих на підтримання робото спроможності та запобігання передчасному спрацюванню елементів обладнання під час використання його за призначенням, перебування у резерві чи зберіганні, а також під час транспортування.

4.2.3 Види, обсяги, способи та періодичність проведення технічного обслуговування обладнання визначаються на підставі нормативно-технічної документації, інструкцій заводів-виробників, досвіду експлуатації та технічного обслуговування обладнання за попередній період, а також за технічним станом та затверджуються технічним керівником об'єкта електроенергетики.

4.2.4 Ремонт електротехнічного обладнання включає комплекс робіт, спрямованих на підтримання або відновлення початкових експлуатаційних характеристик електроустановок об'єктів електроенергетики або їх складових.

4.2.5 Кожен суб'єкт, що експлуатує електроустановки об'єктів електроенергетики, організовує функціонування таких систем ремонтів:

- планово-попереджувальна (з фіксованою періодичністю ремонтів відповідно до вимог нормативно-технічних документів та заводської документації);

- планово-діагностична (за технічним станом, виходячи з результатів технічного діагностування).

На об'єкті електроенергетики на підставі рішення його технічного керівника може бути запроваджена одна із зазначених систем ремонтів або їх комбінація для різних груп обладнання.

4.2.6 Система технічного обслуговування і ремонту обладнання, яка запроваджується на об'єктах електроенергетики, має передбачати:

- створення розпорядчої, нормативної та методичної бази з організації і технології виконання технічного обслуговування і ремонтів;
- створення структури управління, видів і методів, періодичності, обсягів і тривалості технічного обслуговування і ремонтів;
- критерії безпечного і надійного технічного стану обладнання та ефективності його роботи;
- узгодженість планів (графіків) технічного обслуговування і ремонту в порядку, встановленому цим Кодексом та іншими нормативно-технічними документами;
- належне забезпечення фінансовими, матеріальними і людськими ресурсами;
- підтримання належної кваліфікації персоналу, що виконує експлуатаційне і технічне обслуговування обладнання та його ремонт;
- дотримання процедур планування, погодження, затвердження і коригування планів (графіків) технічного обслуговування і ремонту обладнання відповідно до вимог цього Кодексу та інших нормативно-технічних документів.

4.2.7 Види, періодичність, обсяги і терміни ремонтів електроустановок об'єкта електроенергетики визначаються відповідно до тієї системи ремонтів, до якої вони віднесені рішенням технічного керівника цього об'єкта.

4.2.8 Річні та перспективні плани ремонтів електроустановок затверджуються технічним керівником об'єкта електроенергетики, в експлуатації якого вони знаходяться.

4.2.9 Тривалість ремонтів визначається виходячи із запланованих обсягів робіт з урахуванням оптимізації витрат на їх проведення та можливих економічних наслідків від простою обладнання в ремонті, а в умовах обмежених можливостей щодо виведення цього обладнання в ремонт – **з урахуванням вимог розділу 6 цього Кодексу.**

4.2.10 Порядок організації технічного обслуговування і ремонту обладнання, порядок підготовки і виведення його в ремонт, технологія ремонтних робіт, а також порядок приймання і оцінка стану відремонтованих електроустановок об'єктів електроенергетики мають відповідати вимогам нормативно-технічних документів.

4.2.11 Виведення з роботи і резерву електротехнічного обладнання, яке перебуває в оперативному управлінні або в оперативному віданні диспетчерського персоналу Оператора системи передачі, для проведення його технічного обслуговування і ремонту, здійснюється на підставі річного та місячних графіків.

Планування та координація виведення з роботи і резерву такого обладнання здійснюється **відповідно до розділу 6 цього Кодексу.**

4.2.12 На об'єктах електроенергетики необхідно здійснювати модернізацію (технічне переоснащення) обладнання для поліпшення його техніко-економічних показників та підвищення надійності роботи ОЕС України.

4.2.13 Модернізація (технічне переоснащення) обладнання системи передачі має проводитись відповідно до перспективного плану її розвитку, вимоги щодо розроблення якого **визначаються у розділі 2 цього Кодексу.**

4.2.14 Технічні умови на модернізацію (технічне переоснащення) енергооб'єктів, обладнання та матеріали, а також на виконання запланованих робіт мають відповідати чинним нормативно-технічним документам.

4.2.15 Відповідальність за експлуатацію та технічний стан електротехнічного обладнання об'єктів електроенергетики несуть керівники суб'єктів господарювання, у власності яких перебувають ці об'єкти, а також керівники підрядних організацій, в порядку, визначеному відповідними договорами.

4.3 Організація вимірювання параметрів роботи обладнання системи передачі та електроустановок, приєднаних до неї

4.3.1 Вимірювання контрольованих параметрів роботи обладнання об'єктів системи передачі та електроустановок, приєднаних до неї, (далі – вимірювання) здійснюється для виконання таких функцій:

- технічного обслуговування обладнання;
- планування та управління режимами роботи обладнання і енергосистеми в цілому;
- роботи систем і засобів автоматизації технологічних процесів та пристроїв захисту;
- комерційного та технічного обліку електричної енергії та вимірювання потужності;
- контролю якості електричної енергії;
- побудови інформаційно-технологічної системи управління системою передачі та ОЕС України.

4.3.2 Вимірювання здійснюється засобами вимірювальної техніки за такими, але не виключно, видами вимірювань:

- електричні та магнітні величини;
- тиск, вакуумні вимірювання;
- температурні та теплофізичні вимірювання;
- радіотехнічні та радіоелектронні вимірювання;
- геометричні та механічні величини;
- час і частота;
- параметри потоку, витрат, рівня, об'єму речовин;
- фізико-хімічний склад та властивості речовин;
- акустичні, оптико-фізичні вимірювання;
- вимірювання характеристик іонізуючого випромінювання та ядерних констант.

4.3.3 Метрологічні, технічні та експлуатаційні характеристики засобів вимірювальної техніки (діапазон вимірювання, клас точності, чутливість, погрішність, швидкодія, надійність тощо), періодичність та обсяги їх технічного обслуговування та повірки мають відповідати вимогам нормативно-технічних документів та нормативно-правових актів для кожного виду вимірювання і функцій, які виконуються на основі результатів відповідного вимірювання.

Перелік цих нормативно-технічних документів та нормативно-правових актів оприлюднюється Оператором системи передачі, як Адміністратором Кодексу, на його офіційному веб-сайті в мережі Інтернет.

4.3.4 Системи фіксації, обробки, зберігання, та передачі даних засобів вимірювальної техніки, які встановлені на обладнанні об'єктів системи передачі та електроустановок, приєднаних до неї, та задіяні в побудові інформаційно-технологічної системи управління системою передачі та ОЕС України, а також системи зв'язку між зазначеними об'єктами мають бути сумісними між собою та відповідати принципам і вимогам, викладеним **у розділі 12 цього Кодексу**

4.4 Організація контролю та нагляду за експлуатацією

4.4.1 Суб'єкти господарювання, які експлуатують електроустановки об'єктів електроенергетики, мають запроваджувати технологічну систему контролю та нагляду за експлуатацією, які передбачають:

- нагляд за технічним станом об'єктів;

- організацію розроблення та обліку виконання заходів, які забезпечують технічну і екологічну безпеку та економічну роботу обладнання, а також підтримання належних показників надійності його роботи;

- розслідування та облік технологічних порушень в роботі обладнання;

- контроль за дотриманням вимог нормативно-технічних документів з експлуатації електроустановок;

- контроль за дотриманням встановлених режимів споживання електричної потужності та допустимого навантаження електрообладнання.

4.4.2 Технічна експлуатація електроустановок об'єктів електроенергетики також підлягає державному нагляду (контролю) в порядку, визначеному законодавством України.

4.5 Організація виконання вимог нормативно-технічних документів, їх обліку та контролю

4.5.1 Експлуатація обладнання об'єктів електроенергетики повинна здійснюватися з виконанням вимог щодо безпечного стану обладнання, його технічних характеристик, показників надійності і екологічної безпеки, а також щодо організації експлуатації та організації роботи з персоналом, які встановлено відповідними нормативно-технічними документами та нормативно-правовими актами.

Перелік цих нормативно-технічних документів та нормативно-правових актів оприлюднюється Оператором системи передачі, як Адміністратором Кодексу, на його офіційному веб-сайті в мережі Інтернет.

4.5.2 Під час експлуатації основного обладнання об'єктів електроенергетики, крім загальних вимог, повинні виконуватися вимоги щодо окремих видів обладнання, встановлені відповідними інструкціями заводів-виробників, місцевими інструкціями та циркулярами з експлуатації обладнання.

4.5.3 Система обліку та контролю виконання нормативно-технічних документів, яку запроваджують на об'єктах електроенергетики, має включати:

- визначення вичерпного переліку норм, правил, стандартів, інструкцій, а також циркулярів, виконання яких є обов'язковим під час експлуатації даного об'єкта/обладнання;

- своєчасний перегляд такого переліку, внесення в нього відповідних змін;

- розроблення заходів щодо виконання вимог нормативно-технічних документів і нормативних-правових актів, контроль їх виконання.

4.5.4 Моніторинг (система безперервних спостережень та комплекс робіт з контролю) за дотриманням стандартів операційної безпеки мережі та безпеки постачання електроенергії, якістю і рівнем експлуатації та технічного обслуговування електроустановок об'єктів електроенергетики здійснюється відповідно до вимог законодавства України.

4.6 Організація розслідувань та обліку технологічних порушень

4.6.1 Технологічні порушення розслідуються, класифікуються, оформлюються і обліковуються згідно з вимогами відповідних нормативно-технічних документів.

4.6.2 Розслідуванню та обліку технологічних порушень в роботі об'єктів електроенергетики підлягають:

- пошкодження електроустановок або їх електротехнічного обладнання під час експлуатації, ремонту, резерву, консервації;

- недопустиме відхилення параметрів роботи та/або технічного стану енергоустановок, що призвело або може призвести до виведення їх з ладу;

- втрата стійкості ОЕС України та/або несанкціоноване її розділення на частини;

- помилкові відключення енергоустановок, а також вимушені несанкціоновані відключення для усунення дефектів або пошкоджень їхніх окремих елементів;

- будь-які події, не передбачені договором з Користувачами системи передачі, які призвели до відключення або зменшення потужності електростанцій, відключення окремих енергоустановок та/або споживачів електричної енергії;

- незаплановане відхилення рівня міждержавного перетоку електричної енергії та/або потужності понад встановлене міждержавними угодами значення або його повне припинення;

- порушення роботоспроможності каналів і засобів централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, що призвело до втрати зв'язку диспетчера з керованим енергооб'єктом та/або втрати зв'язку між диспетчерами регіональних електроенергетичних систем тривалістю понад одну годину.

Інші порушення в роботі обладнання об'єкта електроенергетики, які не відносяться до вищезазначених та носять локальний характер, розслідуються та обліковуються за процедурою, затвердженою технічним керівником об'єкта електроенергетики.

4.6.3 Факт технологічного порушення має бути зафіксований, а інформація про його виникнення, розвиток та заходи, які вживаються щодо локалізації та усунення наслідків порушення, передана відповідним органам виконавчої влади, центральному органу виконавчої влади, що реалізує державну політику з нагляду (контролю) у сфері електроенергетики, органам адміністративного та оперативно-технологічного управління ОЕС України відповідно до вимог законодавства України та галузевих нормативно-технічних документів.

В організації фіксації (виявлення) технологічних порушень суб'єкт господарювання, що здійснює експлуатацію електроустановок об'єктів електроенергетики, має впроваджувати та розвивати автоматизовані системи реєстрації аварійних подій та відхилень параметрів роботи електроустановок.

4.6.4 Організація розслідування та облік технологічних порушень на об'єктах електроенергетики мають включати:

- функціонування постійно діючої комісії з розслідування технологічних порушень;
- розпорядчі документи з організації розслідування технологічних порушень, їх класифікації та обліку;
- контроль за дотриманням вимог нормативно-технічних документів з розслідування та обліку технологічних порушень;
- встановлення причин і передумов виникнення та розвитку технологічних порушень;
- оцінку технічних та економічних наслідків технологічних порушень;
- складання актів та звітів з розслідування технологічних порушень;
- розроблення організаційно-технічних і протиаварійних заходів за результатами розслідування порушень та контроль за їх виконанням;
- підготовку пропозицій щодо вдосконалення технічної і технологічної систем експлуатації, технічного обслуговування та ремонту електротехнічного обладнання, а також нормативно-технічних документів з цих питань;
- ведення обліку технологічних порушень.

4.6.5 Склад постійно діючої комісії з розслідування технологічних порушень може доповнюватися в залежності від характеру та складності конкретних порушень відповідно до вимог нормативно-технічних документів.

4.6.6 У разі виникнення технологічного порушення, яке характеризується відповідними нормативно-технічними документами як аварія або відмова I чи II категорії, до складу комісії включаються представники центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику з нагляду (контролю) у сфері електроенергетики.

4.6.7 До розслідування технологічних порушень, причинами яких можуть бути дефекти проектування, виготовлення, будівництва, монтажу або ремонту можуть залучатися представники відповідних організацій, у тому числі заводів-виробників обладнання.

4.6.8 За результатами розслідування технологічних порушень на підставі аналізу причин і передумов їх виникнення та розвитку, оцінювання технічних і економічних наслідків розробляються заходи, спрямовані на:

- виявлення елементів електроустановок, що знижують надійність їх експлуатації;
- виявлення неефективних систем і методів управління технологічними процесами, які потребують удосконалення;
- удосконалення технічного обслуговування і ремонту електроустановок;
- забезпечення надійної роботи електроустановок об'єктів електроенергетики та дотримання стандартів операційної безпеки мережі та безпеки постачання електроенергії;
- удосконалення чинних та підготовку нових нормативно-технічних документів.

4.6.9 Розслідування технологічних порушень на об'єктах міждержавних електричних мереж здійснюється в порядку, встановленому міждержавними угодами, договорами між суб'єктами, що володіють на праві власності або мають у користуванні об'єкти міждержавних електричних мереж, та цим Кодексом.

4.6.10 Договором між суб'єктами, що володіють на праві власності або мають у користуванні об'єкти міждержавних електричних мереж, має бути визначений порядок утворення, скликання та роботи комісії з розслідування технологічних порушень.

4.6.11 Факт технологічного порушення має право зафіксувати кожна із сторін договору.

Про технологічне порушення, зафіксоване стороною договору, уповноважена цією стороною особа має у визначений договором термін повідомити іншу сторону.

4.6.12 Розслідування технологічних порушень на об'єктах міждержавних електричних мереж здійснюється, як правило, комісією сторони, на території якої відбулося порушення.

У разі якщо інша сторона у встановлений договором термін виявила намір створити двосторонню комісію з розслідування, сторона, на території якої відбулося порушення, включає до складу двосторонньої комісії представників іншої сторони та організовує роботу з розслідування за узгодженою сторонами програмою.

4.6.13 Оператор системи передачі визначає види технологічних порушень, повідомлення про які мають передаватися по ієрархічній структурі централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління та оприлюднюватися суб'єктами, що здійснюють експлуатацію об'єктів електроенергетики, на яких відбулися ці технологічні порушення.

4.6.14 Інформація щодо технологічних порушень, яка підлягає оприлюдненню, повинна включати, як мінімум, місце і час настання порушення та усунення його наслідків, кількість відключень та тривалість знеструмлення споживачів, важкість наслідків цих порушень.

4.7 Права, обов'язки і відповідальність Оператора системи передачі та Користувачів системи передачі щодо технічної експлуатації електроустановок об'єктів електроенергетики

4.7.1 Права, обов'язки та відповідальність Оператора системи передачі та Користувачів системи передачі щодо технічної експлуатації електроустановок об'єктів електроенергетики регулюються цим Кодексом, іншими нормативно-технічними документами та/або договорами, укладеними між суб'єктами господарювання, у власності або користуванні яких знаходяться об'єкти електроенергетики.

4.7.2 Оператор системи передачі та Користувачі системи передачі мають право:

- звертатися у встановленому законодавством України порядку до відповідних центральних органів виконавчої влади, центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику з нагляду (контролю) у сфері електроенергетики, та Регулятора щодо неналежної експлуатації електроустановок, вирішення спірних питань, у тому числі пов'язаних з технологічними порушеннями на об'єкті електроенергетики, яким володіє та/або експлуатує інша сторона;

- брати участь у розслідуванні технологічних порушень на будь-якій електроустановці об'єкта електроенергетики ОЕС України у разі, якщо це технологічне порушення призвело до порушення нормальної експлуатації на його енергооб'єкті, економічних втрат або невиконання ним договірних зобов'язань, у тому числі перед третьою стороною;

- отримувати інформацію щодо технологічних порушень, які сталися на будь-якому об'єкті електроенергетики ОЕС України;

- отримувати від інших Користувачів системи передачі наявну інформацію про технічний та оперативний стан електроустановок та електротехнічного обладнання на їх об'єктах для оцінювання здатності суміжних енергооб'єктів підтримувати вимоги щодо нормальної експлуатації обладнання та належних показників надійності його роботи.

4.7.3 Оператор системи передачі та Користувачі системи передачі зобов'язані:

- здійснювати постійний аналіз виконання вимог цього Кодексу та інших нормативно-технічних документів з питань технічної експлуатації електроустановок об'єктів електроенергетики, а також виконання заходів за результатами роботи центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику з нагляду (контролю) у сфері електроенергетики;

- надавати за власною ініціативою або на запит іншого Користувача інформацію щодо технологічних порушень, які сталися на їх об'єкті, а також щодо технічного та оперативного стану своїх електроустановок та електротехнічного обладнання.

4.7.4 Технічний керівник суб'єкта господарювання, у власності або користуванні якого перебуває об'єкт електроенергетики, на якому зафіксовані технологічні порушення та проводиться їх розслідування, зобов'язаний включити представника Оператора системи передачі та Користувачів системи передачі у склад комісії з розслідування на їх вимогу у випадках, **зазначених у пункті 4.6.2 цього розділу.**

4.7.5 Відповідальними за технічну експлуатацію об'єктів електроенергетики є керівники суб'єктів господарювання, у власності та/або користуванні яких перебувають ці об'єкти.

4.7.6 Відповідальність за шкоду будь-якій стороні, завдану внаслідок неналежної експлуатації чи технічного стану обладнання або технологічного порушення на об'єкті електроенергетики, несе суб'єкт господарювання, у власності та/або користуванні якого перебуває цей об'єкт.

4.8 Системні випробування та організація їх проведення

4.8.1 Системними є випробування, які Оператор системи передачі виконує одноосібно на об'єкті системи передачі, або разом хоча б з одним Користувачем системи передачі на об'єкті Користувача.

4.8.2 Системні випробування – це заздалегідь підготовлена і систематизована реєстрація на певний період часу окремих змін параметрів у роботі обладнання електричних станцій (тиск, вібрація, швидкість, оберти тощо) та загальносистемних електричних параметрів (напруга, частота, потужність, фазові кути та швидкість їх зміни тощо) для нормального режиму та при контрольованому застосуванні аварійних збурень для аварійних режимів роботи об'єднаної енергетичної системи України або будь-якої її частини.

4.8.3 Залежно від цілей і завдань системні випробування розподіляються на такі категорії:

1) I категорія – випробування, метою яких є:

- уточнення розрахункових значень параметрів статичної і динамічної стійкості енергосистеми, окремих зв'язків або групи зв'язків у різних контрольованих перетинах ОЕС України, у тому числі міждержавних;

- перевірка достатності та правильності налагодження пристроїв систем протиаварійної автоматики;

- перевірка вихідних даних, які використовуються під час розрахунків стійкості енергосистеми та вузлів навантаження;

- перевірка відповідності електроустановок Користувачів електричної системи вимогам Оператора системи передачі щодо постачання допоміжних послуг.

2) II категорія – випробування, метою яких є визначення:

- фактичних характеристик регулювання котлоагрегатів і турбін ТЕС, турбін ГЕС та АЕС, а також обладнання підстанцій, роботи пристроїв системної автоматики;

- ступеня участі електростанцій в регулюванні частоти, активної і реактивної потужності в сталих, аварійних і післяаварійних режимах роботи ОЕС України та їхньої відповідності вимогам нормативно-технічних документів.

До системних випробувань II категорії можуть також відноситися прийнятно-здавальні випробування електротехнічного обладнання електростанцій та електричних мереж після його капітального ремонту або модернізації (технічного переоснащення).

4.8.4 Випробування є обов'язковими та виконуються у разі:

- введення в дію побудованих, реконструйованих, технічно переоснащених або капітально відремонтованих об'єктів з виробництва, передачі та розподілу електричної енергії;

- прийняття рішення Оператором системи передачі щодо зміни схем системи передачі, перетоків потужності, наслідки яких не можуть бути оцінені розрахунковим шляхом;

- перевірки технічних характеристик електроустановок Користувачів електричної системи на їх відповідність вимогам Оператора системи передачі щодо постачання допоміжних послуг.

4.8.5 Ініціатором системних випробувань I категорії є Оператор систем передачі з власної ініціативи або з ініціативи центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі чи з ініціативи оператора енергосистеми іншої держави, з якою Україна працює паралельно (для проведення спільних випробувань).

4.8.6 Ініціатором проведення випробувань II категорії можуть бути Оператор системи передачі, Користувач електричних мереж або проектна організація.

4.8.7 Випробування проводяться суб'єктом господарювання, що володіє або експлуатує об'єкт електроенергетики у такому порядку:

- прийняття рішення керівником суб'єкта господарювання, що володіє або експлуатує об'єкт електроенергетики за власною ініціативою чи на вимогу Оператора системи передачі, як ініціатора проведення випробування, щодо визначення об'єкта та мети, з якою проводяться випробування;

- призначення керівника, відповідального за проведення випробувань;

- визначення посадових осіб та/або організацій, відповідальних за технологічну і оперативну частини випробувань;

- розроблення, погодження з Оператором системи передачі (якщо суб'єктом господарювання виступає інша особа ніж Оператор системи передачі) та затвердження програми випробувань;

- призначення терміну початку та завершення виконання програми випробувань та погодження цього терміну з Оператором системи передачі (якщо суб'єктом господарювання виступає інша особа ніж Оператор системи передачі);

- виконання заходів підготовчого етапу робіт;

- виконання програми випробувань;

- обробка даних випробувань і підготовка звітів та висновків.

4.8.8 Відповідальним виконавцем системних випробувань може бути призначена організація, яка має ліцензію на право проведення налагоджувальних робіт і випробувань на устаткуванні електроенергетичного комплексу і атестована відповідними державними органами на право проведення випробувань та вимірювань.

4.8.9 Програма випробування розробляється з урахуванням вимог нормативно-технічних документів, вимог Оператора системи передачі, технічної документації заводів-виробників і має визначати організаційно-технічні заходи та, зокрема, включати:

- визначення об'єкта і мети випробування;

- дату і час початку та розрахункову тривалість випробування;

- перелік посадових осіб та/або організацій, відповідальних за забезпечення та проведення технологічної і оперативної частини випробування за кожним етапом;

- опис стану обладнання, на якому планується проведення випробування;

- первинну схему електричних з'єднань об'єкта електроенергетики та прилеглої мережі, а також вимоги до діючого обладнання;

- опис системних та/або технологічних обмежень, пов'язаних з виконанням програми;

- обсяг підготовчих робіт, що передують випробуванню;

- заходи щодо забезпечення виконання вимог правил безпечної експлуатації обладнання при проведенні випробування;

- назву, послідовність виконання та загальну тривалість кожного етапу випробування (за потреби);

- режими роботи випробовуваного і суміжного з ним обладнання підстанцій, електростанцій, ліній електропередачі на кожному етапі випробування, припустимі відхилення величин параметрів, визначених у процесі випробування, та їх граничні значення;

- перелік, послідовність та виконавців технологічних операцій в первинній схемі, в пристроях релейного захисту та протиаварійної автоматики;

- режими роботи обладнання, стан первинної схеми та релейного захисту після закінчення випробування;

- дії персоналу в випадках настання позаштатних ситуацій;

- повноваження відповідальних осіб щодо припинення або перенесення випробування чи його окремих етапів;

- необхідні схеми, креслення тощо.

4.8.10 Суб'єкт господарювання, що володіє або експлуатує об'єкт електроенергетики, зобов'язаний погодити з Оператором системи передачі програму випробування у разі, якщо випробування має здійснюватися з метою:

- підготовки та прийняття рішень стосовно оптимізації схем та режимів роботи системи передачі;

- зміни схем та режимів роботи системи передачі;

- оцінки статичної і динамічної стійкості енергосистеми;

- перевірки правильності налагодження систем протиаварійної автоматики та достатності її обсягів заданим режимам;

- перевірки відповідності електроустановок Користувачів електричної системи вимогам Оператора системи передачі щодо постачання допоміжних послуг.

4.8.11 Випробування електроустановок об'єктів міждержавних електричних мереж виконуються у порядку, встановленому міждержавними угодами, договорами між суб'єктами, що володіють на праві власності або мають у користуванні об'єкти міждержавних електричних мереж, та цим Кодексом.

4.8.12 Залежно від мети і завдань системних випробувань ініціатор випробувань визначає режими, що підлягають експериментальній перевірці та, за необхідності, виконує розрахунок очікуваних параметрів. На підставі проведеного аналізу визначаються параметри, що підлягають контролю, і точки виміру, а також плануються основні етапи випробувань.

4.8.13 До початку розроблення технічної програми на проведення системних випробувань I категорії Оператор системи передачі повинен виконати аналіз:

- схеми електричної мережі; значень параметрів за різних режимів електричної мережі;
- зареєстрованих даних про технологічні порушення та аварійних ситуацій, що мали місце.

4.8.14 Ініціатор системних випробувань повинен надавати відповідальному виконавцеві (на його прохання) результати попередніх розрахунків режимів, за якими будуть проводитися випробування, та необхідну технічну документацію для розроблення робочих програм випробувань (проектні схеми електричної мережі і її окремих вузлів, необхідні інструкції енергопідприємств, що беруть участь у випробуваннях тощо).

4.8.15 У разі, якщо при підготовці та/або проведенні випробування ні в який спосіб неможливо уникнути системних та/або технологічних обмежень, Оператор системи передачі повинен повідомити про них усіх заінтересованих Користувачів системи передачі, розробити та надати їм рекомендації щодо заходів, яких необхідно вжити для мінімізації негативних наслідків таких обмежень.

4.8.16 Оператор системи передачі та інші учасники випробування не несуть відповідальності перед іншими Користувачами електричної системи за наслідки системних та/або технологічних обмежень, якщо випробування виконувалися згідно затвердженої програми з дотриманням інших вимог цього Кодексу та відповідних нормативно-технічних документів, за винятком настання технологічних порушень на об'єктах Користувачів внаслідок об'єктивної недосконалості самої програми або помилкових дій персоналу, який виконував випробування. При цьому до уваги приймається факт і повнота виконання Користувачами рекомендацій Оператора системи передачі, **зазначених у пункті 4.8.15** цього розділу.

4.8.17 Якщо на день запропонованого системного випробування в системі складуться такі умови експлуатації, що будь-яка з причетних сторін побажає затримати або скасувати початок чи продовження системного випробування, то вона має негайно поінформувати інші сторони про це рішення та його причини. У цьому разі Оператор системи передачі або інший ініціатор цих випробувань за погодженням з Оператором системи передачі має відстрочити чи скасувати або продовжити системне випробування залежно від обставин.

4.8.18 Причиною для відстрочення або скасування системних випробувань, як правило, може бути підвищений, відносно прогнозованого програмою випробування, ризик порушення енергопостачання споживачів та/або обсяг їх відключення, зокрема:

- несприятливі погодні умови;
- дефіцит резерву генеруючої потужності;
- значні зміни у конфігурації мережі (аварійні або невідкладні ремонти) тощо.

Жодна із сторін випробування не має права на відстрочення або скасування погодженого сторонами системного випробування винятково з комерційних причин.

4.8.19 Програма випробування, розроблена суб'єктом господарювання, що володіє або експлуатує об'єкт електроенергетики, виконання якої передбачає зміни технологічних режимів або схем електрозабезпечення Оператора системи передачі та/або інших Користувачів системи передачі, має бути погоджена всіма учасниками випробування.

4.8.20 У разі відсутності згоди щодо погодження програми випробування будь-яким учасником випробування остаточне рішення щодо змісту програми випробування приймає центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику з нагляду (контролю) у сфері електроенергетики.

4.8.21 Процедура погодження та затвердження програми випробування, а також порядок проведення випробування регламентуються відповідними нормативно-технічними документами, перелік яких оприлюднюється Оператором системи передачі, як Адміністратором Кодексу, на його офіційному веб-сайті в мережі Інтернет

4.8.22 Після проведення випробувань відповідальний виконавець зобов'язаний:

- відновити (якщо змінювалися) уставки пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики;
- відключити засоби вимірювання і реєстрації, що були безпосередньо задіяні тільки для проведення цих випробувань;
- сповістити про закінчення випробувань усіх учасників випробувань, а також інших Користувачів електричних мереж, на режим роботи яких впливали випробування;
- відновити режим роботи енергосистеми, передбачений графіком.

4.8.23 Після проведення кожного експерименту (вимірювання) виконується попередня розшифровка зроблених записів процесів та обробка отриманих результатів для виявлення недостовірних даних, а також даних, що свідчать про можливість виникнення критичного стану для уникнення його під час проведення наступного етапу випробувань. Остаточне детальне оброблення результатів виконується після повного завершення випробувань.

4.8.24 Після завершення оброблення результатів випробувань відповідальний виконавець складає відповідні протоколи випробувань та технічний звіт і забезпечує його узгодження з організаціями, які визначено в технічній програмі, та затвердження звіту керівником суб'єкта господарювання, що володіє та/або експлуатує об'єкт електроенергетики.

4.8.25 Технічний звіт про результати проведеного випробування має містити:

- мету і завдання випробування;
- дані про виконану підготовку, умови проведення випробування, що забезпечили його виконання обраним методом;
- інформацію про застосовані засоби вимірювань, засоби реєстрації подій та технологічних процесів;
- хронологічний опис дій на об'єкті випробування, режимів роботи обладнання на окремих етапах виконання програми випробування;
- результати вимірювань, отриманих за кожним етапом випробування, у тому числі даних приладів вимірювання параметрів технологічних процесів та фіксації подій;
- результати випробування за кожним етапом у вигляді протоколів випробувань, з додатками у вигляді таблиць, графіків, схем, діаграм тощо;
- висновки і рекомендації, що ґрунтуються на отриманих результатах.

Якщо висновки та рекомендації технічного звіту стосуються інших Користувачів системи передачі, Оператор системи передачі повинен направити їм ці висновки та рекомендації з посиланням на результати системних випробувань.

4.8.26 У разі проведення випробування з метою перевірки відповідності електроустановок Користувачів вимогам Оператора системи передачі щодо надання допоміжних послуг технічний звіт також має містити висновок щодо підтвердженої даними випробування оцінки можливості надання допоміжних послуг, їх обсягу та якісних характеристик.

4.8.27 Перевірка електроустановок Користувачів з метою підтвердження їх відповідності вимогам Оператора системи передачі щодо надання допоміжних послуг передбачає такі особливості:

- випробування здійснюється за програмою, погодженою Оператором системи передачі;

- виконавець програми випробування за результатами роботи готує протоколи випробування та висновки;

- постачальник допоміжних послуг надає протокол випробування та висновок Оператору системи передачі для реєстрації електроустановки щодо надання допоміжних послуг.

4.8.28 Якщо проведення випробування з перевірки електроустановок Користувачів не вимагає прямих дій Оператора системи передачі, то він може брати участь у такому випробуванні як спостерігач особисто або делегувати уповноважених осіб.

4.8.29 Оператор системи передачі може залучити експертів (експертні організації) для аналізу висновку, наданого виконавцем випробування щодо здатності електроустановки надавати допоміжні послуги.

4.9 Права та обов'язки учасників системних випробувань

4.9.1 Загальне та оперативне керівництво системними випробуваннями здійснює Оператор системи передачі незалежно від того, хто є ініціатором випробування.

4.9.2 Керівництво забезпеченням та проведенням технологічної і оперативної частини випробування за кожним етапом здійснюють посадові особи учасників випробування, визначені програмою випробування.

4.9.3 Диспетчерський персонал Оператора системи передачі має право припинити (перервати) системне випробування і повернути енергосистему до вихідного режиму з наступним повідомленням про це відповідальних осіб, визначених програмою випробування, у разі виникнення загрози порушення стійкості енергосистеми або іншої аварійної ситуації.

4.9.4 Усі учасники випробування мають право вимагати від диспетчерського персоналу Оператора системи передачі та/або керівника випробуванням на об'єкті електроенергетики не розпочинати або призупинити випробування в разі:

- загрози виходу з ладу та пошкодження устаткування Користувачів системи передачі;
- порушення електропостачання споживачів електричної енергії (якщо це не передбачалося програмою та умовами проведення випробувань);
- невідповідності стану енергосистеми та/або об'єкта електроенергетики, на якому проводиться випробування, розрахунковим вихідним умовам;
- несприятливих погодних умов або виникнення інших об'єктивних причин.

4.9.5 Рішення про обґрунтованість скасування випробування або призупинення проведення окремих його етапів приймає Оператор системи передачі.

Проведення (продовження) випробування у новий строк здійснюється після усунення причин скасування (призупинення) випробування та коригування, при необхідності,

програми випробування з дотриманням вимог цього Кодексу у повному обсязі як для нового випробування.

Розділ 5 ОПЕРАЦІЙНА БЕЗПЕКА ПОСТАЧАННЯ

5.1 Загальні положення

5.1.1 До категорії «Стандарти операційної безпеки» відносяться нормативно-технічні документи (стандарти, норми, правила, інструкції, кодекси, регламенти, характеристики тощо), які унормовують параметри і процедури забезпечення операційної безпеки мережі та встановлюють положення щодо:

- забезпечення надійності електричних мереж і зв'язків між ОЕС України та енергетичними системами інших держав;
- планування розвитку ОЕС України;
- визначення технічних параметрів експлуатації обладнання електричних мереж;
- обміну інформацією щодо функціонування електричних мереж, у тому числі з операторами систем передачі суміжних країн.

5.1.2 Стандарти операційної безпеки є обов'язковими для дотримання їх вимог усіма Користувачами системи передачі.

5.1.3 При розробленні нових нормативно-технічних документів, які будуть віднесені до категорії «Стандарти операційної безпеки», Оператор системи передачі має провести громадські обговорення та консультації з зацікавленими сторонами в Україні та за її межами, якщо такі стандарти мають вплив на енергосистеми суміжних країн.

5.1.4 Суб'єкти електроенергетики, на яких поширюються вимоги стандартів операційної безпеки, мають право:

- своєчасно та у повному обсязі отримувати інформацію щодо функціонування системи передачі згідно із стандартами операційної безпеки, а також інформацію про результати моніторингу за дотриманням цих стандартів;
- подавати пропозиції щодо змін і доповнень до діючих стандартів операційної безпеки та розроблення нових нормативно-технічних документів цієї категорії.

5.1.5 Будь-який суб'єкт господарської діяльності, який експлуатує об'єкти електроенергетики або здійснює іншу діяльність на ринку електричної енергії (виготовлення, технічне обслуговування, випробування обладнання, будівельно-монтажні роботи тощо), зобов'язаний дотримуватися стандартів операційної безпеки.

5.1.6 У разі, якщо параметри роботи електроенергетичного обладнання не відповідають стандартам операційної безпеки, суб'єкт електроенергетики, який експлуатує це обладнання, повинен вжити невідкладних заходів для усунення невідповідності або вивести обладнання з експлуатації та від'єднати його від системи передачі в порядку, визначеному цим Кодексом.

5.1.7 Суб'єкти електроенергетики несуть відповідальність за недотримання стандартів операційної безпеки в порядку, визначеному законодавством та цим Кодексом.

5.1.8 У випадках, **зазначених у розділі 3 цього Кодексу**, порушення стандартів операційної безпеки може бути умовою для відмови суб'єкту електроенергетики в доступі до системи передачі та примусового від'єднання його електроустановок від електричних мереж.

5.1.9 Суб'єкти електроенергетики не несуть відповідальності за будь-які відхилення параметрів роботи обладнання від нормативів, встановлених стандартами операційної безпеки, які сталися не з їх вини при виникненні та ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України.

5.2 Перелік стандартів операційної безпеки

5.2.1 Віднесення нормативно-технічних документів до категорії «Стандарти операційної безпеки» (формування переліку таких документів) здійснює Оператор системи передачі згідно критеріїв, **визначених у пункті 5.1.1 цього розділу**.

5.2.2 Перелік нормативно-технічних документів в галузі електроенергетики, віднесених до категорії «Стандарти операційної безпеки», **наведений в додатку 5 до цього Кодексу**.

5.2.3 У разі внесення будь-яких змін до зазначеного переліку (віднесення чи скасування діючих або затвердження нових документів даної категорії) Оператор системи передачі має невідкладно оприлюднити цю інформацію на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет.

5.3 Моніторинг за дотриманням стандартів операційної безпеки

5.3.1 Моніторинг за дотриманням стандартів операційної безпеки здійснює на постійній основі Оператор системи передачі як Адміністратор Кодексу.

Цей моніторинг здійснюється шляхом залучення технічних засобів вимірювання та реєстрації якісних і кількісних параметрів стандартів операційної безпеки, а також за результатами перевірок суб'єктів електроенергетики та випробування їх електроенергетичного обладнання, які Оператор системи передачі здійснює в межах своєї компетенції, визначеної цим Кодексом.

5.3.2 У разі, якщо в результаті моніторингу, **зазначеного у пункті 5.3.1 цього розділу**, виявляються факти порушення стандартів операційної безпеки, Оператор системи передачі повинен вжити заходів, які є у його компетенції, для усунення цих порушень або звернутися до центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику з нагляду (контролю) у сфері електроенергетики, чи Регулятора з пропозиціями щодо врегулювання виявлених порушень.

5.3.3 Оператор системи передачі щоквартально узагальнює результати моніторингу стандартів операційної безпеки, факти виявлених порушень і заходи, вжиті для їх усунення та оприлюднює цю інформацію на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет.

5.4 Порядок проведення громадських обговорень та консультацій із зацікавленими сторонами при розробленні стандартів операційної безпеки

5.4.1 Для проведення громадських обговорень та консультацій із зацікавленими сторонами проекту стандарту операційної безпеки Оператор системи передачі оприлюднює цей документ на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет.

В повідомленні про оприлюднення документа зазначаються:

- найменування організації-розробника та контактні дані для подання зауважень і пропозицій до проекту документа;
- термін обговорення та консультацій.

5.4.2 Рішення про прийняття або відхилення зауважень і пропозицій, поданих до проекту стандарту операційної безпеки, приймає розробник документа у встановленому порядку за погодженням з Оператором системи передачі.

5.4.3 У випадку незгоди Оператора системи передачі із зауваженнями та пропозиціями учасників обговорення до проекту документа, він інформує їх авторів з відповідними обґрунтуваннями та пропонує їх відхилити.

Пропозиції, які суперечать чинному законодавству або нормативно-правовим актам відхиляються Оператором системи передачі без погодження з їх авторами, про що їм надається відповідне письмове повідомлення.

Розділ 6 ОПЕРАТИВНЕ ПЛАНУВАННЯ РОБОТИ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ

6.1 Оперативне планування

6.1.1 Оперативне планування режиму роботи системи передачі (далі – Оперативне планування) полягає в розробленні планів з реалізації необхідних технічних заходів та дій диспетчерського (оперативно-виробничого) персоналу Оператора системи передачі та Користувачів системи передачі для забезпечення здатності енергосистеми задовольняти сумарний попит на електричну енергію та потужність в кожний момент часу з дотриманням встановлених показників якості та надійності надання цих послуг.

6.1.2 Оперативне планування повинне охоплювати період від одного року до одної доби (на наступну добу) та здійснювати на відповідний період:

- планування виведення з роботи обладнання енергоустановок та введення його в роботу;
- розроблення балансу споживання та виробництва електричної енергії з урахуванням системних обмежень за умови утримання операційної безпеки в заданих межах та планових міждержавних обмінів із суміжними енергосистемами;
- визначення пропускної спроможності внутрішніх та міждержавних контрольованих перетинів;
- оцінювання безпеки енергосистеми та безпеки постачання електричної енергії;
- визначення доступної та вільної пропускної спроможності міждержавних ліній електропередачі;
- визначення обсягів резерву активної потужності енергоблоків, а також обсягів інших видів допоміжних послуг.

6.2 Порядок планування виведення з роботи обладнання

6.2.1 Виведення з роботи обладнання електроустановок в інший оперативний стан здійснюється для переведення його в резерв, ремонт (реконструкцію, технічне переоснащення), консервацію або для зняття з експлуатації.

6.2.2 Виведення з роботи обладнання електроустановок в резерв здійснюється на підставі оперативних заявок його власників або за одноосібним рішенням Оператора системи передачі для забезпечення поточного балансу електроенергії та потужності в ОЕС України.

6.2.3 Виведення з роботи обладнання системи передачі, енергогенеруючого обладнання, а також обладнання систем розподілу, яке впливає на режим роботи системи передачі або енергогенеруючого обладнання в ремонт (реконструкцію, технічне переоснащення), консервацію або для зняття з експлуатації здійснюється на підставі річних та місячних планів-графіків, які затверджуються Оператором системи передачі.

Річні плани-графіки виведення з роботи обладнання, що перебуває в оперативному управлінні або віданні Оператора системи передачі, мають ним погоджуватися.

Річні плани-графіки виведення з роботи обладнання, що перебуває в оперативному віданні інших суб'єктів централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, мають ними погоджуватися у відповідності до їх оперативного підпорядкування.

Місячні плани-графіки складаються на підставі річних планів-графіків.

6.2.4 Виведення з роботи генеруючого обладнання електростанцій, приєднаних до системи передачі, для переведення його в стан консервації або зняття з експлуатації здійснюється за погодженням з центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі.

6.2.5 Усі Користувачі системи передачі, повинні подавати Оператору системи передачі свої пропозиції про виведення з роботи обладнання до кінця травня поточного року для підготовки річного графіку на наступний календарний рік.

6.2.6 Пропозиції, які надаються Користувачами системи передачі мають містити, як мінімум, таку інформацію:

- реквізити сторони, що подає графік виведення з роботи обладнання;
- детальний опис обладнання, яке виводиться з роботи та обґрунтування щодо необхідності його виведення;
- планована тривалість виведення з роботи обладнання;
- взаємоузгоджені з Операторами суміжних систем розподілу пропозиції щодо планованих дат (час початку та закінчення) виведення з роботи обладнання.

6.2.7 У разі, якщо виведення з роботи обладнання повинно мати фіксовану дату початку та фіксовану дату закінчення, що зумовлюється, але не обмежується, взаємодією з іншими Користувачами системи передачі, або внаслідок конкретних технологічних процесів, або з причини конкретних робіт із технічного обслуговування, то це має конкретно вказуватися в пропозиції про виведення з роботи обладнання. Ці пропозиції підлягають аналізу та консультативному процесу між Оператором системи передачі та стороною, що подає пропозицію, а у разі їх узгодження мають вноситися до річного графіку виведення з роботи обладнання, як фіксовані.

6.2.8 При формуванні річних графіків виведення з роботи обладнання магістральних мережах у першу чергу враховуються графіки ремонтів генеруючого обладнання. Оператор системи передачі зобов'язаний зробити усе можливе для сприяння виконанню планів ремонтів генеруючого обладнання та забезпечити надійну та безперебійну передачу електричної енергії через основну мережу об'єднаної енергетичної системи України.

6.2.9 При формуванні річних графіків виведення з роботи обладнання магістральних мереж координується виведення з роботи міждержавних ліній електропередачі та забезпечується суміщення робіт на обладнанні, якого стосуються такі відключення. Планування виведення з роботи міждержавних ліній електропередачі має відповідати положенням відповідного договору про міжсистемне приєднання.

6.2.10 При формуванні річних графіків виведення з роботи обладнання розподільних мереж Оператори системи розподілу повинні враховувати виведення з роботи обладнання магістральних мереж, а також індивідуальні річні графіки виведення з роботи внутрішніх генеруючих блоків споживачів, приєднаних до ліній високої напруги, виведення з роботи обладнання на своїх власних розподільних мережах та відповідні виведення на мережах суміжних Операторів системи розподілу.

6.2.11 Під час підготовки річних графіків виведення з роботи обладнання Оператор системи передачі повинен намагатися задовольнити вимоги, які містяться в одержаних від Користувачів системи передачі пропозиціях. У разі, коли пропозицію про вивід з роботи обладнання неможливо задовольнити, Оператор системи передачі має запропонувати варіанти корегування графіків.

6.2.12 До кінця липня поточного року Оператор системи передачі повинен підготувати та надати відповідним сторонам перший проект річного графіку виведення з роботи обладнання на наступний календарний рік.

6.2.13 Користувачі системи передачі мають право повідомити Оператора системи передачі про будь-які заперечення щодо першого проекту річного графіку виведення з роботи їх обладнання на наступний календарний рік не пізніше ніж до кінця серпня поточного року.

6.2.14 У разі наявності заперечень щодо перших проектів річних графіків, Оператор системи передачі проводить переговори зі сторонами, які надали свої заперечення та іншими зацікавленими сторонами з метою залагодження розбіжностей.

6.2.15 Річні графіки виведення з роботи обладнання на наступний календарний рік затверджуються Оператором системи передачі до кінця вересня поточного року.

6.2.16 До 15 жовтня кожного календарного року Оператор системи передачі має сповістити всіх Користувачів системи передачі про частини річного графіку, які стосуються виведення з роботи обладнання їхніх об'єктів.

6.2.17 Затверджені річні графіки виведення з роботи обладнання на кожний рік набирають чинності 1 січня відповідного року.

6.2.18 Затверджені річні графіки виведення з роботи обладнання є остаточними та перегляду не підлягають, за винятком непередбачених обставин, які виникли після затвердження річного графіку, та які явно ставлять під загрозу безумовне виконання затверджених графіків.

6.2.19 Внесення змін до затвердженого графіку виведення з роботи обладнання після 15 жовтня може здійснюватися лише з причин безпеки постачання або безпеки експлуатації енергосистеми, або безпеки експлуатаційного персоналу, або громадської безпеки у такому порядку:

- за рішенням Оператора системи передачі – якщо відповідне виведення з роботи обладнання обмежується лише обладнанням, яке знаходиться в оперативному управлінні Оператора системи передачі та виведення цього обладнання не потребує зміни графіку для інших сторін;

- за згодою між Оператором системи передачі та зацікавленими сторонами – якщо обладнання знаходиться в оперативному управлінні Оператора системи передачі але виведення цього обладнання потребує зміни графіку для інших сторін або якщо обладнання знаходиться в оперативному віданні Оператора системи передачі.

6.2.20 Прийняті Оператором системи передачі зміни відображаються в місячному графіку виведення з роботи обладнання.

6.2.21 У разі, коли Оператор системи передачі не може досягти згоди з іншою стороною стосовно розробки або зміни річного графіку виведення з роботи обладнання, Оператор системи передачі приймає одностороннє рішення виходячи з безпеки експлуатації енергосистеми та інформує про це Користувача.

У разі письмового запиту Користувача стосовно цього питання Оператор системи передачі надає обґрунтування щодо прийняття такого рішення.

6.2.22 Якщо у зв'язку з одностороннім рішенням Оператора системи передачі щодо зміни графіку виведення з роботи обладнання та за відсутності відповідних письмових пояснень буде завдано будь-яких збитків іншій стороні, то сторона яка понесла збитки може отримати право на компенсацію відповідно до положень Правил ринку.

6.2.23 До 10 числа кожного місяця, що передує плановому Користувачі системи передачі надають Оператору системи передачі місячні графіки, що підтверджують виведення з роботи обладнання у відповідності з затвердженим річним графіком, з урахуванням прийнятих змін.

6.2.24 Місячні графіки виведення з роботи обладнання мають надаватися Користувачами передачі письмово. Такий лист має містити, як мінімум, таку інформацію:

- реквізити сторони, що подає місячний графік виведення з роботи обладнання;
- планові виведення з роботи обладнання, які включені до річного графіку;
- виведення з роботи обладнання, яке не включене до річного графіку з відповідним обґрунтуванням;
- пояснення щодо причин зміни річного графіку, якщо такі зміни мають місце.

6.2.25 До 20 числа місяця, що передує плановому Оператор системи передачі має сповістити всіх Користувачів системи передачі про частини затвердженого місячного графіку, які стосуються виведення з роботи обладнання їхніх об'єктів.

6.3 Порядок координації виведення з роботи обладнання

6.3.1 Виведення з роботи силового обладнання, яке призначене для виробництва, передачі, приймання, перетворення та розподілу електроенергії, а також пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики, автоматизованих систем диспетчерського керування і засобів диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, приладів комерційного обліку необхідно оформлювати плановою або терміновою заявкою, яка подається на розгляд до відповідного органу диспетчерського управління за рівнем оперативної підпорядкованості.

6.3.2 Планові заявки подаються на обладнання, що включене в затверджений план-графік виведення з роботи обладнання на терміни, які передбачені цим планом-графіком.

6.3.3 Для проведення позапланового або невідкладного ремонту обладнання, а також для оформлення виведення обладнання в ремонт після його вимкнення дією релейного захисту та автоматики або для запобігання загрозі життю та здоров'ю людей, забрудненню навколишнього середовища, пошкодженню обладнання тощо подаються термінові заявки.

6.3.4 Форма заявки на виведення обладнання з роботи та перелік необхідних даних, вимог, що стосуються проведення робіт, включаючи заходи з безпеки, терміни подання, розгляду та узгодження заявки, а також повідомлення про результати розгляду визначаються Оператором, в оперативному управлінні або віданні якого знаходиться це обладнання.

6.3.5 Перелік необхідних даних та вимог, зокрема, але не виключно, має включати:

- диспетчерське найменування обладнання;
- дату і час виведення з роботи обладнання та дату і час його введення;
- причини виведення обладнання з роботи;
- тривалість робіт з відновлення працездатного стану обладнання та можливість введення його в роботу на вимогу Оператора (час аварійної готовності обладнання);
- у разі багатоденного виведення з роботи обладнання – інформацію про те, чи будуть об'єкти повертатися до експлуатації на щоденній основі;
- порядок проведення оперативних перемикачів та/або роз'єднань для виведення обладнання з роботи та створення безпечних умов виконання робіт;
- можливі негативні наслідки виведення обладнання з роботи та/або при виконанні робіт.

У разі необхідності Оператор системи передачі має право запросити додаткові дані, крім зазначених у заявці.

6.3.6 У разі, якщо умови експлуатації енергосистеми на запропонований день і час запланованого виведення з роботи обладнання суттєво змінилися порівняно з прогнозованим рівнем балансової надійності та безпеки, оперативно-диспетчерські служби Оператора системи передачі можуть перенести заплановане виведення з роботи обладнання на термін, необхідний для приведення умов експлуатації енергосистеми до рівня балансової надійності та безпеки, який дозволяє виконати заплановане виведення з роботи обладнання.

Перенесення запланованого виведення з роботи обладнання на термін більше ніж робоча зміна диспетчера потребує погодження із суб'єктом, що подавав заявку на виведення обладнання з роботи.

6.3.7 У разі наявності загрози сталому функціонуванню ОЕС України або її частини, безпеці експлуатаційного персоналу або населенню диспетчер відповідного Оператора може скасувати дозволу заявку на виведення обладнання. Про причини та обставини щодо прийняття такого рішення Оператор має повідомити суб'єкта, що подавав заявку на виведення обладнання з роботи.

6.3.8 Позапланове виведення з роботи обладнання оформлюється терміновою заявкою, яка має містити посилання на мету такого виведення, а саме:

- відключення обладнання для запобігання загрозі життю та здоров'ю людей, забрудненню навколишнього середовища та пошкодженню обладнання;
- ремонт обладнання після його вимкнення дією релейного захисту та автоматики;
- проведення невідкладного ремонту обладнання з метою усунення дефекту;
- проведення позапланового ремонту обладнання з метою використання можливості, яка склалася внаслідок виведення з роботи обладнання іншим суб'єктом або у зв'язку із суттєвими змінами режиму роботи ОЕС України.

6.3.9 Форма та зміст термінової заявки на виведення обладнання з роботи мають відповідати **вимогам пунктів 6.3.4 та 6.3.5 цього розділу**.

6.3.10 Термінові заявки на виведення обладнання розглядаються Операторами в пріоритетному порядку за наявності загрози життю та здоров'ю людей, забруднення навколишнього середовища або за наявності режиму, що невідворотно призведе до пошкодження обладнання.

6.3.11 Оператор системи передачі (системи розподілу) мають оприлюднювати на власному веб-сайті в мережі Інтернет інформацію щодо планового та позапланового виведення обладнання з роботи, яке знаходиться в їх оперативному управлінні, у разі, якщо це негативно впливає на надійність роботи інших Користувачів електричних мереж або електрозабезпечення споживачів.

6.4 Порядок планування та введення в роботу обладнання

6.4.1 Введення в роботу обладнання, яке знаходилося в резерві, виводилося з роботи для позапланового (невідкладного) ремонту або вимикалося дією захисних пристроїв, здійснюється за оперативною заявкою диспетчерського персоналу власника цього обладнання або за вимогою Оператора системи передачі з урахуванням потреб енергосистеми у забезпеченні балансу електроенергії та потужності або наданні допоміжних послуг.

6.4.2 Планування введення в роботу обладнання, яке виводилося з роботи згідно затвердженого плану-графіка, здійснюється на підставі цього плану.

6.4.3 Оператор системи передачі має завчасно забезпечити умови для введення в роботу обладнання у терміни, які планувалися при його виведенні з роботи.

6.4.4 У разі, якщо заплановані терміни введення в роботу обладнання не дотримуються, його власник не пізніше, ніж за дві доби до планового терміну має повідомити про це Оператора системи передачі та запропонувати нові терміни (раніше або пізніше) з обґрунтуванням такої пропозиції.

Рішення про час та умови (повне або часткове навантаження, графік навантаження тощо) введення в роботу такого обладнання приймає Оператор системи передачі та доводить його до диспетчерського персоналу власника обладнання.

6.5 Прогнозування споживання та виробництва електричної енергії

6.5.1 Оперативне прогнозування споживання та виробництва електричної енергії в ОЕС України здійснюється Оператором системи передачі з метою планування забезпечення балансової надійності енергосистеми та забезпечення планового виведення з роботи (введення в роботу) обладнання.

6.5.2 Оперативне прогнозування споживання та виробництва електроенергії здійснюється в межах таких часових періодів:

- річних;
- сезонних;
- місячних;

- тижневих;
- добових (на наступну добу).

6.5.3 Оператор системи передачі має здійснювати оперативне прогнозування споживання та виробництва електроенергії в енергосистемі, базуючись на:

- планах перспективного розвитку енергогенеруючих джерел та електричних мереж;
- прогнозах економічного розвитку країни;
- ретроспективних даних про споживання електроенергії, витрати її на власні потреби електростанцій та на транспортування в електричних мережах;
- прогнозованих даних, отриманих від Виробників електроенергії, щодо виробництва електроенергії, а також її споживання на власні потреби електростанцій та відпуску електроенергії по прямих лініях;
- розрахункових даних щодо витрат електроенергії під час передавання розрахункових обсягів електроенергії системами передачі;
- розрахункових даних, отриманих від Операторів систем розподілу щодо витрат електроенергії під час передавання розрахункових обсягів електроенергії їх мережами;
- прогнозованих обсягах міждержавної торгівлі електроенергією;
- прогнозах погоди.

6.5.4 Втрати у магістральних та розподільних мережах прогнозуються із застосуванням методик, запропонованих Операторами електричних систем, що затверджені Регулятором.

6.5.5 Головними елементами втрат в електричних мережах є наступні:

- втрати під навантаженням у лініях електропередачі, силових трансформаторах та автотрансформаторах;
- втрати холостого ходу трансформаторів та автотрансформаторів;
- втрати на коронні розряди в лініях електропередачі;
- втрати в грозозахисних тросах;
- втрати у пристроях компенсації реактивної потужності;
- споживання електроенергії на власні потреби підстанцій;
- втрати в системах обліку електроенергії.

6.5.6 Прогнозування втрат в електричних мережах має здійснюватися для системи передачі, а також для системи розподілу відповідного Оператора, як сума втрат в окремих елементах електричних мереж.

6.5.7 При прогнозуванні втрат мають обчислюватися пов'язані значення втрат в електричних мережах на щомісячній, щотижневій, щодобовій та щогодинній основі.

6.5.8 Обчислення пов'язаних значень втрат в електричних мережах має проводитися на основі таких вхідних даних:

- прогнозована форма графіка виробництва електроенергії;
- прогнозована форма графіка споживання електроенергії;
- прогнозовані міждержавні потоки електроенергії та обсяги транзиту електроенергії;
- погодні умови;
- конфігурація електричних мереж.

6.5.9 Оператор системи передачі несе відповідальність за точне та своєчасне складання прогнозного балансу електроенергії в енергосистемі України на основі наданих Користувачами системи передачі прогнозів споживання та виробництва електроенергії з урахуванням її втрат у мережі та на власні потреби електростанцій, та використовує результати цього прогнозу для оперативного планування.

Користувачі системи передачі несуть відповідальність за точне прогнозування споживання/виробництва електричної енергії та своєчасне надання даних Оператору системи передачі.

6.5.10 Форми, обсяги та терміни подання інформації, що стосується оперативного прогнозування, визначає Оператор системи передачі для кожного Користувача системи передачі відповідно до вимог викладених в **пунктах 6.5.11 і 6.5.12** цього розділу, а також з урахуванням вимог Правил ринку та оприлюднює їх на своєму Інтернет-сайті.

6.5.11 Дані, які надаються Користувачами системи передачі з прогнозованого споживання електричної енергії для оперативного прогнозування

6.5.11.1 Прогнозування споживання електричної енергії Користувачами системи передачі являє собою прогноз відборів електроенергії з точок приєднання до магістральних електричних мереж і не включає споживання електроенергії енергоблоками на власні потреби, крім випадків її постачання з розподільних мереж, та відпуск електроенергії по прямих лініях.

6.5.11.2 Усі Користувачі системи передачі зобов'язані надавати Оператору системи передачі свої прогнози споживання електричної енергії як мінімум, у межах наступних часових рамок:

- річний прогноз споживання електроенергії – не пізніше ніж до кінця вересня кожного року на наступний рік;
- місячний прогноз споживання електроенергії – не пізніше ніж до 20 числа кожного місяця на наступний місяць;
- тижневий прогноз споживання електроенергії – не пізніше ніж до четверга о 12:00 кожного тижня на наступний тиждень;
- добовий прогноз споживання електроенергії – не пізніше ніж до 09:00 кожного робочого дня на наступну добу, а у випадку святкових днів – на всі наступні святкові дні та наступний перший не святковий день;
- за особливим запитом Оператора системи передачі (у разі виникнення раптового дефіциту електроенергії, подій форс-мажору, екстремальних кліматичних умов, проблем із постачанням палива тощо) в інші часові терміни.

6.5.11.3 Річні прогнози споживання електроенергії, складені Користувачами системи передачі, мають містити, як мінімум, наступну інформацію:

- сумарне річне споживання електроенергії на наступний рік (кВт*г);
- помісячний розподіл сумарного споживання електроенергії, починаючи з січня наступного року (кВт*г);
- очікувані щомісячні значення абсолютного мінімального та максимального навантаження, починаючи з січня наступного року (кВт*г);
- прогнозовані заходи з управління споживанням електроенергії, у відповідних випадках;
- потребу у реактивній потужності (кВАр).

6.5.11.4 Щомісячні прогнози споживання електроенергії, складені Користувачами системи передачі, мають містити, як мінімум, таку інформацію:

- сумарне місячне споживання електроенергії на наступний місяць (кВт*г);
- поденний розподіл сумарного споживання електроенергії (кВт*г);
- найліпші можливі оцінки тижневих та добових мінімальних та максимальних рівнів потреби у потужності (кВт);
- прогнозовані заходи з управління споживанням електроенергії, у відповідних випадках;

- потребу у реактивній потужності (кВАр).

6.5.11.5 Тижневі прогнози споживання електроенергії, складені Користувачами системи передачі, мають містити, як мінімум, таку інформацію:

- сумарне тижневе споживання електроенергії на наступний тиждень (кВт*г);
- поденний розподіл сумарного споживання електроенергії (кВт*г);
- найліпші можливі оцінки добових мінімальних та максимальних рівнів потреби у потужності (кВт);
- прогнозовані заходи з управління споживанням електроенергії, у відповідних випадках;
- потребу у реактивній потужності (кВАр).

6.5.11.6 Добові прогнози споживання електроенергії, складені Користувачами системи передачі, мають містити, як мінімум, таку інформацію:

- сумарне добове споживання електроенергії на наступну добу чи доби (кВт*г);
- погодинний розподіл сумарного споживання електроенергії (кВт);
- заплановані заходи з управління споживанням електроенергії, у відповідних випадках;
- потребу у реактивній потужності (кВАр).

6.5.11.7 Зазначені у цьому розділі прогнози споживання електричної енергії мають подаватися, як сумарне споживання електроенергії для кожної сторони, а також, як агреговане споживання електроенергії для кожної точки приєднання відповідної сторони до магістральних електричних мереж.

6.5.11.8 Кожна сторона у своєму прогнозі має враховувати зміни величини споживання в наслідок нових або додаткових проєктів будівництва, які будуть реалізовані в прогнозованому періоді.

6.5.11.9 По отриманні прогнозів споживання електроенергії, Оператор системи передачі має право відхилити поданий прогноз окремої сторони, якщо, на його думку, наданий прогноз не є реалістичним, повідомивши про це відповідного Користувача системи передачі.

6.5.11.10 Користувачі системи передачі можуть прийняти заперечення Оператора та подати переглянутий прогноз споживання електроенергії або відхилити заперечення та підтвердити свій початковий прогноз споживання електроенергії надавши при цьому пояснення.

6.5.11.11 Користувачам системи передачі дозволяється змінювати свої прогнози споживання електроенергії та подавати необмежену кількість версій прогнозу споживання електроенергії за умови, що всі версії подаватимуться до встановленого часу (моментів “закриття воріт”). Кожна наново подана версія замінюватиме попередню, й офіційно прийнятою версією буде та, яка має найбільший ідентифікаційний номер версії.

6.5.12 Дані, які надаються Користувачами системи передачі з прогнозованого виробництва електричної енергії для оперативного прогнозування

6.5.12.1 Виробники електричної енергії надають Оператору системи передачі прогнози виробництва та робочої потужності для генеруючих блоків із встановленою потужністю понад 5 МВт, як мінімум у межах таких часових періодів:

- річний прогноз виробництва електроенергії – не пізніше ніж до кінця вересня кожного року на наступний рік;
- місячний прогноз виробництва електроенергії – не пізніше ніж до 20 числа кожного місяця на наступний місяць;
- тижневий прогноз виробництва електроенергії – не пізніше ніж до четверга о 12:00 кожного тижня на наступний тиждень;

- добовий прогноз виробництва електроенергії – не пізніше ніж до 09:00 кожного робочого дня на наступну добу, а у випадку святкових днів – на всі наступні святкові дні та наступний перший несвятковий день.

6.5.12.2 Річні прогнози виробництва та робочої потужності мають містити таку інформацію:

- планову помісячну максимальну та мінімальну робочу потужність кожного генеруючого блоку з урахуванням графіків виведення з роботи обладнання (кВт*г);
- плановий помісячний відпуск електроенергії з шин електростанцій в мережу ОЕС України (без врахування відпуску електроенергії по прямим лініях) (кВт*г);
- планове помісячне виробництво кожного блоку (кВт*г);
- типовий добовий графік роботи генеруючих блоків для кожного місяця (кВт).

6.5.12.3 Місячні прогнози виробництва та робочої потужності мають містити таку інформацію:

- планову потижневу максимальну та мінімальну робочу потужність кожного генеруючого блоку, з урахуванням графіків виведення з роботи обладнання (кВт);
- плановий щодобовий відпуск електроенергії з шин електростанцій в мережу ОЕС України (без врахування відпуску електроенергії по прямим лініях) (кВт*г);
- планове щодобове виробництво електроенергії кожного блоку (кВт*г);
- типовий добовий графік роботи генеруючих блоків для робочого та вихідного дня (кВт).

6.5.12.4 Тижневі прогнози виробництва та робочої потужності мають містити таку інформацію:

- планову максимальну та мінімальну робочу потужність кожного генеруючого блоку для кожної доби погодинно, з урахуванням графіків виведення з роботи обладнання (кВт);
- плановий щодобовий відпуск електроенергії з шин електростанцій в мережу ОЕС України (без врахування відпуску електроенергії по прямим лініях) (кВт*г);
- планове щодобове виробництво електроенергії кожного блоку (кВт*г);
- планові графіки виробництва генеруючих блоків для кожної доби тижня (кВт).

6.5.12.5 Добові прогнози виробництва та робочої потужності мають містити таку інформацію:

- погодинні максимальні та мінімальні робочі потужності кожного генеруючого блоку (кВт);
- погодинний відпуск електроенергії з шин електростанцій в мережу ОЕС України (без врахування відпуску електроенергії по прямим лініях) (кВт);
- погодинне виробництво кожного блоку (кВт).

6.6 Оцінювання безпеки енергосистеми та безпеки постачання електричної енергії

6.6.1 Оператор системи передачі має систематично проводити оцінювання безпеки та докласти максимальних зусиль для підтримання безпеки енергосистеми, а також безпеки постачання електричної енергії.

6.6.2 Оцінювання безпеки енергосистеми та безпеки постачання електричної енергії проводиться Оператором системи передачі у межах таких часових періодів:

- річна оцінка безпеки – не пізніше ніж до кінця жовтня кожного року на наступний рік;
- сезонна оцінка безпеки – за один місяць до початку кожного сезону – до 1 березня на весняно-літній сезон та до 1 вересня на осінньо-зимовий сезон;

- місячна оцінка безпеки – не пізніше ніж до 25 числа кожного місяця на наступний місяць;
- тижнева оцінка безпеки – кожного четверга на наступний тиждень;
- добова оцінка безпеки – до 18:00 кожного робочого дня на наступну добу, а у випадку святкових днів – на всі наступні святкові дні та наступний перший несвятковий день.

6.6.3 Оператор системи передачі виконує оцінювання безпеки енергосистеми та її частин на основі аналізу:

- збалансованості в енергосистемі попиту (споживана та експортована електроенергія/потужність) і пропозиції (вироблена та імпортована електроенергія/потужність);
- наявних (очікуваних) співвідношень мінімально необхідної потужності виробництва до її максимального пікового значення для характерних періодів та режимів роботи;
- наявності та величини резервів активної і реактивної потужності;
- надійності паралельної роботи електричних станцій, імовірності та обсягів аварійної втрати потужності електростанцій або навантаження в енергосистемі у нормальних і ремонтних режимах роботи системи передачі;
- ефективності використання міждержавних перетинів для забезпечення балансу;
- надійності та безперебійності енергопостачання;
- впливу заходів з енергозбереження та управління споживанням електроенергії;
- виконання вимог щодо забезпечення якості електричної енергії.

Оператором системи передачі також має здійснювати відповідні моделювання роботи енергосистеми в умовах надзвичайної ситуації та проведення випробувань та тестувань щодо дій в умовах надзвичайної ситуації.

6.6.4 Оператор системи передачі несе відповідальність за оцінювання, підтримання та відновлення безпеки постачання електроенергії та безперебійність постачання електричної енергії у всіх часових рамках експлуатації. Оцінювання експлуатаційної безпеки має враховувати конфігурацію магістральних мереж та стабільність енергосистеми, як статичну, так і динамічну.

6.6.5 Для оцінювання безпеки Оператор системи передачі має використовувати такі дані з процесу оперативного планування:

- дані з прогнозу споживання та виробництва електроенергії, з урахуванням її втрат у мережі та на власні потреби електростанцій, а також відпуску електроенергії електростанціями по прямих лініях;
- дані з планування виведення з роботи обладнання;
- дані з прогнозу мережних обмежень;
- прогнози величин резервів активної потужності для управління енергосистемою.

6.6.6 Для оцінювання безпеки Оператор системи передачі має також використовувати такі дані:

- ретроспективні дані щодо експлуатації енергосистеми;
- розрахункові обсяги міждержавної передачі електроенергії;
- повідомлення про аварійні ситуації, які можуть вплинути на безпеку енергосистеми;
- обмеження у магістральних мережах або в енергосистемі, які можуть впливати на прогнози споживання та виробництва електроенергії;
- умови постачання палива;
- прогнози погоди;

- громадську інформацію про події, які можуть негативно вплинути на стабільність та безпеку енергосистеми.

6.6.7 В разі необхідності Оператор системи передачі може звернутися до Користувачів системи передачі з запитом про надання додаткової або підтвердження раніше наданої інформації для використання її при оцінюванні безпеки на найближчий відповідний період.

6.6.8 Оцінювання безпеки базується на аналізі безпеки та стабільності енергосистеми для типових годин експлуатації, обраних Оператором системи передачі на основі ретроспективних даних та досвіду роботи, але не менше як для:

- однієї години однієї доби одного тижня кожного місяці року – для річної оцінки безпеки;

- однієї години однієї доби кожного тижня в сезоні – для сезонної оцінки безпеки;

- однієї години кожної доби місяця – для місячної оцінки безпеки;

- шести типових годин кожної доби – для тижневої оцінки безпеки;

- кожної години наступної доби – для добової оцінки безпеки.

6.6.9 Інформація, яка готується Оператором системи передачі за результатами оцінювання безпеки енергосистеми та безпеки постачання електричної енергії має містити по кожному відповідному періоду (місяць/тиждень/доба/години):

- прогнози споживання електроенергії, з урахуванням її втрат у мережі та на власні потреби електростанцій, а також відпуску електроенергії електростанціями по прямих лініях;

- виробіток наявної активної потужності;

- аналіз ймовірних ситуацій в яких можуть порушуватися стандарти безпеки енергосистеми;

- аналіз ймовірних ситуацій в яких не забезпечується достатній запас резервів активної потужності;

- аналіз ймовірних ситуацій в яких не забезпечується достатній запас резервів первинного та вторинного регулювання енергосистеми;

- імовірність втрати навантаження електростанцій;

- іншу інформацію, яка на думку Оператора системи передачі може вплинути на безпеку енергосистеми та постачання електричної енергії.

6.6.10 За результатами оцінювання безпеки роботи енергосистеми Оператор системи передачі визначає на відповідний період для всіх прогнозованих режимів обсяги резерву активної потужності енергоблоків, а також обсяги інших видів допоміжних послуг для забезпечення регулювання частоти (обсяги первинного, вторинного та третинного регулювання та вимоги до нього) та/або підтримання нормованих значень міждержавних перетоків відповідно до критеріїв балансування, **визначених у розділі 7 цього Кодексу.**

6.6.11 Оператор системи передачі забезпечує доступ до інформації з оцінювання безпеки енергосистеми та безпеки постачання електричної енергії.

Порядок доступу учасників ринку електричної енергії до такої інформації, включаючи визначення обсягу інформації та суб'єктного складу учасників, яким ця інформація надається, визначається Правилами ринку.

6.7 Визначення пропускної спроможності електричних мереж ОЕС України.

6.7.1 З метою задоволення технологічних та/або комерційних потреб усіх зацікавлених суб'єктів ринку електричної енергії Оператор системи передачі визначає пропускну спроможність електричних мереж ОЕС України (далі – пропускна спроможність) за такими її ознаками:

- загальна пропускна спроможність електричних мереж ОЕС України;

- технічний резерв пропускної спроможності;
- чиста пропускна спроможність міждержавного перетину;
- вільна пропускна спроможність міждержавного перетину;
- обмеження пропускної спроможності міждержавного перетину

6.7.2 Визначення пропускної спроможності здійснюється в межах таких часових періодів:

- річних;
- сезонних;
- місячних;
- тижневих;
- добових (на наступну добу).

6.7.3 Визначення пропускної спроможності здійснюється з урахуванням:

- пропускної спроможності внутрішніх перетинів електричних мереж;
- обсягів технологічних перетоків між суміжними енергосистемами;
- обсягів експортно-імпортних операцій;
- критеріїв операційної безпеки мережі, зокрема, критерію N-1;
- обмежень пропускної спроможності, пов'язаних з технологічними порушеннями, ремонтними схемами на внутрішніх та міждержавних перетинах або окремих лініях електропередачі, погодними умовами, тощо.

6.7.4 Для визначення пропускної спроможності Оператор системи передачі використовує фактичні та планові дані відповідно до укладених договорів, а також дані з оцінювання безпеки постачання.

В разі необхідності Оператор системи передачі може звернутися до Користувачів системи передачі з запитом про надання додаткової інформації, необхідної для визначення пропускної спроможності у відповідному напрямку та у відповідний період часу. Суб'єкти ринку електричної енергії не можуть відмовити Оператору системи передачі у наданні таких даних, у тому числі і даних комерційного характеру.

6.7.5 Оператор системи передачі має оприлюднювати в обсягах і порядку, визначених Правилами ринку, наступну інформацію щодо пропускної спроможності:

- вимоги до безпеки, технічної експлуатації та планування режимів роботи міждержавних перетинів, включаючи алгоритм розрахунку загальної пропускної спроможності та запасу надійності (технічного резерву), відповідно до електричних та фізичних показників мережі;
- дані щодо роботоспроможності мережі, доступу до мережі та використання мережі, враховуючи інформацію про наявність фізичних обмежень пропускної спроможності, методи управління обмеженнями та плани щодо їх усунення у майбутньому;
- дані щодо обмежень суб'єктів ринку електричної енергії у доступі до пропускної спроможності;
- перспективні плани розвитку інфраструктури системи передачі та прогноз впливу такого розвитку на пропускну спроможність міждержавних перетинів;
- прогнози щодо вільної пропускної спроможності на ринку електричної енергії на наступний період (рік, місяць, тиждень, доба);
- фактичні дані щодо розподіленої пропускної спроможності, включаючи відповідні умови її використання, а також щодо використаної пропускної спроможності;
- узагальнені фізичні та комерційні перетокі електричної енергії для кожного розрахункового періоду на ринку електричної енергії, включаючи опис дій щодо обмеження

пропускної спроможності, з метою вирішення проблемних питань під час експлуатації ОЕС України;

- кількісні показники надійності доступної пропускної спроможності, інформацію щодо планових та фактичних відключень елементів мережі та енергоблоків, встановлена потужність яких перевищує 100 МВт;

- дані щодо узагальненого прогнозного та фактичного попиту, доступності та фактичного використання генеруючих потужностей та електроустановок споживання, здатних до регулювання, доступності та використання мережі та перетинів, балансууючої електричної енергії та резервів потужності

- процедури балансування, управління обмеженнями та розподілу пропускної спроможності.

6.7.6 Уся інформація, що оприлюднюється Оператором системи передачі, має бути у вільному доступі.

Усі дані мають містити інформацію за останні два роки.

Розділ 7 ЦЕНТРАЛІЗОВАНЕ ДИСПЕТЧЕРСЬКЕ (ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНЕ) УПРАВЛІННЯ ОЕС УКРАЇНИ

7.1 Загальні принципи організації централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління

7.1.1 Управління режимами роботи ОЕС України з виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії для забезпечення здатності енергосистеми задовольняти сумарний попит на електричну енергію та потужність в кожний момент часу з дотриманням вимог енергетичної, техногенної та екологічної безпеки здійснюється шляхом централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління (далі – диспетчерське управління).

7.1.2 Функції диспетчерського управління ОЕС України та організацію паралельної роботи з енергетичними системами інших держав здійснює Оператор системи передачі.

7.1.3 Диспетчерське управління (оперативно-технологічного) поширюється на суб'єктів господарювання, об'єкти електроенергетики яких підключені до ОЕС України.

7.1.4 Диспетчерське управління базується на принципах об'єктивності, прозорості та недискримінаційності, та має забезпечувати належне функціонування ОЕС України та ринку електричної енергії згідно з вимогами Закону України «Про ринок електричної енергії» та відповідних нормативно-правових актів і нормативно-технічних документів.

7.1.5 Усі оперативні команди і розпорядження Оператора системи передачі, які надаються ним у межах своєї компетенції, підлягають беззаперечному виконанню.

7.2 Технологічна схема диспетчерського управління

7.2.1 Диспетчерське управління ОЕС України здійснюється за ієрархічною структурою з обов'язковим оперативним підпорядкуванням нижчих рівнів управління вищим.

7.2.2 Органом вищого рівня диспетчерського управління є Оператор системи передачі, включаючи його підрозділи – регіональні диспетчерські центри.

Середнім рівнем диспетчерського управління є Виробники електричної енергії, електроустановки яких приєднано до системи передачі, а також Оператори систем розподілу та Постачальники послуг з балансування.

Нижчим рівнем диспетчерського управління є Споживачі електричної енергії та Виробники електричної енергії розподіленої генерації.

7.2.3 Оперативне управління на кожному рівні диспетчерського управління здійснюється оперативним та/або оперативно-виробничим персоналом (далі – оперативний персонал) Користувача системи передачі.

7.2.4 Обладнання об'єктів електроенергетики кожного рівня диспетчерського управління має бути розділено за критеріями оперативної підпорядкованості: оперативне управління або оперативне відання.

7.2.5 В оперативному управлінні оперативного персоналу перебуває обладнання, стосовно якого він приймає рішення щодо зміни технологічних режимів роботи та/або його оперативного стану.

7.2.6 В оперативному віданні оперативного персоналу перебуває обладнання, яке впливає на режим або надійність роботи підпорядкованого обладнання об'єктів електроенергетики, але знаходиться в оперативному управлінні іншого суб'єкта або рівня.

7.3 Функції диспетчерського управління в режимі реального часу, розподіл та порядок управління обладнанням за формами оперативної підпорядкованості

7.3.1 Оператор системи передачі як орган найвищого рівня диспетчерського управління ОЕС України має здійснювати такі функції в режимі реального часу:

- підтримання балансу між виробництвом та споживанням електричної енергії в ОЕС України;
- моніторинг оперативного стану обладнання, яке перебуває в його оперативному управлінні та віданні;
- моніторинг обміну електроенергією між ОЕС України та енергосистемами суміжних держав та виконання добового графіка перетоків потужності та енергії по міждержавних перетинах;
- моніторинг виконання Виробниками електричної енергії заданого диспетчерського графіка навантаження генеруючого обладнання;
- підтримання рівня напруги в контрольних точках ОЕС України відповідно до графіка напруги;
- регулювання перетоків електричної енергії в контрольних перетинах ОЕС України та елементах електричних мереж з метою недопущення їх завантаження понад встановлені максимально допустимі значення;
- підтримання необхідних обсягів резервів потужності на електростанціях ОЕС України;
- видача оперативних розпоряджень Постачальникам послуг з балансування та Постачальникам допоміжних послуг стосовно їх надання;
- керівництво оперативним персоналом щодо поточного режиму роботи та/або оперативного стану електрообладнання, яке перебуває в його оперативному управлінні та віданні;
- запобігання та ліквідація технологічних порушень в ОЕС України.

7.3.2 Все електроенергетичне обладнання системи передачі знаходиться в оперативному управлінні Оператора системи передачі.

Оператор системи передачі також визначає перелік обладнання, що має знаходитись в його оперативному управлінні або віданні з переліку обладнання Виробників, приєднаних до системи передачі, Операторів систем розподілу та Постачальників послуг з балансування.

7.3.3 Розподіл обладнання за формами оперативної підпорядкованості щодо оперативного управління та відання, вимоги щодо здійснення управління, порядок управління обладнанням, що знаходиться в оперативному управлінні або віданні Оператора системи передачі, порядок підпорядкування оперативного персоналу та його взаємодії визначаються положеннями та інструкціями про взаємодію Оператора системи передачі та Користувачів електричних систем, які розробляються і затверджується Оператором системи передачі.

7.3.4 Користувачі електричних систем повинні мати відповідну структуру диспетчерського управління та переліки обладнання з його розподілом за формами оперативної підпорядкованості.

7.3.5 Порядок управління обладнанням, що знаходиться в оперативному управлінні або віданні Оператора системи передачі, встановлюється положенням про взаємодію, яке є невід'ємним додатком до договору про надання послуг з диспетчерського управління, що укладається між Оператором системи передачі та Користувачами системи передачі, а також до договору про участь у балансуєчому ринку, що укладається між Оператором системи передачі та Постачальником послуг з балансування.

7.3.6 На підставі розроблених та затверджених Оператором системи передачі положень та інструкцій, Користувачі електричних систем розробляють власні положення та інструкції, що деталізують дії оперативного персоналу щодо обладнання, яке перебуває в їх оперативному управлінні та віданні, а також встановлюють взаємодію з оперативним персоналом суміжних об'єктів, робота яких вимагає відповідної координації дій цього персоналу.

7.3.7 Суб'єкти середнього рівня диспетчерського управління розробляють та узгоджують положення про взаємодію, яке включає, зокрема, узгодження розподілу обладнання за формами оперативної підпорядкованості щодо оперативного управління та відання.

У разі наявності розбіжностей між суб'єктами диспетчерського управління однакового рівня стосовно визначення ними суб'єкта, що здійснює управління або відання електроустановками, положення про взаємодію направляється на узгодження Оператору системи передачі, рішення якого із зазначених питань є остаточним.

7.3.8 Суб'єкти середнього та нижчого рівнів диспетчерського управління взаємодіють між собою з оперативно-технологічних питань на підставі відповідного положення, узгодженого між ними.

7.3.9 Взаємодія щодо диспетчерського управління міждержавними електричними мережами між суб'єктами, що володіють на праві власності або мають у користуванні об'єкти міждержавних електричних мереж, здійснюється в порядку, встановленому міждержавними угодами, договорами між такими суб'єктами та цим Кодексом.

7.4 Порядок взаємодії оперативного персоналу суб'єктів ОЕС України

7.4.1 Взаємодія між оперативним персоналом суб'єктів ОЕС України відповідно до його оперативної підпорядкованості регулюється цим Кодексом, договорами, положеннями та інструкціями, які мають виконуватися відповідно до договорів про надання послуг з диспетчерського управління, укладених Оператором системи передачі з Користувачами системи передачі та договорів про участь у балансуєчому ринку, які укладається між Оператором системи передачі та Постачальником послуг з балансування, а також договорів між Користувачами у випадку їх спільного володіння об'єктом диспетчерського управління або наявності суміжних об'єктів, які є технологічно залежними з точки зору диспетчерського управління.

7.4.2 Диспетчерське управління здійснюється шляхом надання розпоряджень та/або оперативних команд або шляхом застосування засобів дистанційного управління.

7.4.3 Оперативні команди надаються черговим диспетчером підпорядкованому персоналу щодо виконання конкретних дій з управління технологічними режимами роботи об'єктів ОЕС України та оперативним станом обладнання енергооб'єктів.

Підпорядкований оперативний персонал після виконання оперативних команд повинен підтвердити їх виконання.

7.4.4 Дії з оперативного управління обладнанням, яке знаходиться в оперативному віданні іншого суб'єкта, мають бути попередньо узгоджені з персоналом цього суб'єкта.

7.4.5 Розпорядження Оператора системи передачі та інших керівників відповідних рівнів диспетчерського управління щодо управління технологічними режимами роботи ОЕС

України та оперативним станом обладнання енергооб'єктів надаються у письмовому вигляді та виконуються як оперативна команда в час, визначений в такому розпорядженні.

7.4.6 Оперативні команди віддаються від диспетчера до оперативного персоналу об'єкта управління безпосередньо за ієрархічною структурою диспетчерського управління.

У разі відсутності зв'язку оперативна команда передається через будь-якого суб'єкта, включеного до системи диспетчерського управління.

7.4.7 Оперативні переговори та оперативно-диспетчерську документацію необхідно вести із застосуванням єдиної загальноживаної термінології, форм розпоряджень, повідомлень і записів.

Оперативні команди мають бути лаконічними і сформульованими так, щоб унеможливити непорозуміння й помилки під час їх отримання.

7.4.8 На всіх рівнях диспетчерського управління повинні здійснюватися автоматична фіксація всіх оперативних команд за допомогою аудіореєстраторів та реєстрація їх в оперативному журналі.

Термін зберігання оперативних журналів становить три роки.

Будь-який Користувач, задіяний в структурі диспетчерського управління, або інший учасник ринку електричної енергії може звертатися з обґрунтованим запитом про доступ до цієї інформації.

7.4.9 Усі оперативні команди Оператора системи передачі та інших суб'єктів диспетчерського управління ОЕС України відповідно до оперативної підпорядкованості мають беззаперечно виконуватися.

7.4.10 Якщо з будь-якої причини підпорядкований оперативний персонал не здатний виконати оперативну команду, видану диспетчером вищого рівня, він має негайно повідомити про це диспетчера, який віддав цю команду.

7.4.11 У разі, якщо оперативна команда, надана диспетчерським персоналом вищого рівня, вважається підпорядкованому оперативному персоналу помилковою, він повинен негайно доповісти про це особі, котра надала цю команду.

У разі підтвердження команди підпорядкований оперативний персонал зобов'язаний її виконати.

7.4.12 Оперативні команди та розпорядження, виконання яких пов'язане з порушенням правил охорони праці та створює загрозу здоров'ю і життю людей, а також виконання яких може призвести до пошкодження обладнання та/або зниження рівня безпеки ядерної установки АЕС, виконувати забороняється.

Про свою відмову щодо виконання таких оперативних команд та розпоряджень підпорядкований оперативний персонал зобов'язаний негайно повідомити оперативний персонал, який видав оперативну команду або розпорядження, а також свого безпосереднього керівника та зробити відповідний запис в оперативному журналі.

7.4.13 Якщо Оператор системи передачі або інший суб'єкт диспетчерського управління ОЕС України фіксує, що суб'єкт нижчого рівня оперативної підпорядкованості не дотримується оперативної команди, він зобов'язаний вжити всіх необхідних заходів, щоб запобігти або мінімізувати негативні наслідки невиконання оперативних команд.

7.5 Положення щодо диспетчерського управління та механізмів балансування енергосистеми в реальному часі

7.5.1 Оператор системи передачі зобов'язаний постійно підтримувати в ОЕС України баланс між сумарним попитом на електричну енергію та потужність і виробництвом електроенергії (з урахуванням експорту та імпорту) в кожний момент часу з дотриманням показників якості електроенергії.

7.5.2 Основними документами, на підставі яких здійснюється оперативне планування та балансування роботи ОЕС України, є добові диспетчерські графіки потужності виробництва та/або імпорту і споживання та/або експорту електричної енергії з погодинним розподілом.

7.5.3 Учасники ринку електричної енергії згідно з процедурою, визначеною Правилами ринку повинні подавати свої погодинні добові графіки генерації та/або споживання, або експорту, або імпорту електричної енергії на акцептування Оператору системи передачі.

7.5.4 Учасники ринку, які здійснюють виробництво електричної енергії, крім погодинних добових графіків відпуску та/або споживання електричної енергії, мають надавати Оператору системи передачі графік виробництва, який містить інформацію про планове навантаження кожного енергоблока.

7.5.5 Учасники ринку зобов'язані суворо дотримуватись заявленого добового графіка потужності виробництва і споживання електричної енергії, приймаючи всі необхідні заходи щодо його безумовного виконання.

7.5.6 У разі неможливості дотримання заявленого добового графіка потужності, учасник ринку має повідомити Оператора системи передачі або інший оперативний персонал, в оперативному управлінні або віданні якого знаходиться це електрообладнання, про причини, величину та прогнозовану тривалість такого відхилення потужності.

7.5.7 У разі відхилення від добового диспетчерського графіка потужності виробництва та/або імпорту, споживання та/або експорту електричної енергії або у разі отримання повідомлення від учасника ринку про неможливість виконання ним заявленого добового графіка потужності Оператор системи передачі враховує такі відхилення в процесі балансування енергосистеми.

7.5.8 Балансування енергосистеми – це процес постійного підтримання, із заданою точністю, відповідності між сумарним споживанням електроенергії, яке враховує втрати на її виробництво і передачу, а також експорт електричної енергії, з одного боку, та величину виробництва електроенергії на електростанціях ОЕС України та її імпорт – з другого.

7.5.9 Показником дотримання балансу електроенергії в ОЕС України є:

- для режиму паралельної роботи з енергосистемами суміжних держав – відповідність поточного значення перетоку активної потужності через визначений міждержавний перетин плановій величині, визначеній добовим диспетчерським графіком (у тому числі при нульовому значенні) в межах допустимого відхилення, що встановлюється відповідно до умов договорів про паралельну роботу;

- для режиму роздільної (ізолюваної) роботи з енергосистемами суміжних держав – відповідність поточного значення частоти її нормованому значенню.

7.5.10 В ОЕС України допустимий діапазон відхилення потужності сальдо міждержавних перетоків встановлюється договорами про паралельну роботу між Операторами суміжних енергосистем. Якщо відхилення сальдо перетоків потужності перевищує договірні величини, Оператор системи передачі повинен вжити необхідних заходів через механізми балансування, щоб відновити обсяг передачі електроенергії та потужності до рівнів, зазначених у погодженому добовому графіку.

7.5.11 Балансування енергосистеми України має забезпечуватися шляхом:

- автоматичною децентралізованою функцією регулятора частоти обертання турбін, що коригує вихідну активну потужність об'єктів регулювання (нормоване первинне регулювання);

- автоматичною зміною потужності енергоблоків (гідроагрегатів) електростанцій, керованого навантаження об'єктів регулювання, які підключені до системи автоматичного регулювання частоти та потужності ОЕС України (автоматичне вторинне регулювання частоти та потужності);

- зміною потужності енергоблоків (гідроагрегатів), керованого навантаження об'єктів регулювання за командою диспетчера Оператора системи передачі (неавтоматичне вторинне регулювання частоти та потужності);

- оперативним управлінням активною потужністю енергоблоків, керованим навантаженням об'єктів регулювання (обертовий резерв діючих потужностей та резерв розвантаження споживачів – третинне регулювання);

- оперативним управлінням потужністю енергоблоків, що знаходяться у холодному резерві (третинне регулювання).

Балансування ОЕС України може забезпечуватися шляхом використання потужностей, що розташовані поза межами ОЕС України.

7.5.12 Після вичерпання наявних резервів та недосягнення мети балансування ОЕС України, Оператор системи передачі має право оцінити поточний режим роботи енергосистеми як надзвичайна ситуація в ОЕС України.

7.5.13 Протягом дії режиму надзвичайної ситуації в ОЕС України Оператор системи передачі застосовує надзвичайні заходи, зокрема, щодо обмеження споживання електричної енергії та потужності (аварійне розвантаження) відповідно до цього Кодексу.

7.5.14 Критерії настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, порядок її оголошення та заходи, які застосовуються для захисту енергосистема в надзвичайних ситуаціях визначаються **у розділі 9 цього Кодексу.**

7.5.15 У разі виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України електроенергетичні підприємства зобов'язані діяти відповідно до цього Кодексу та виконувати оперативні команди і розпорядження Оператора системи передачі.

7.6 Положення щодо первинного, вторинного і третинного регулювання частоти та потужності

7.6.1 Первинне регулювання частоти та потужності

7.6.1.1 Первинне регулювання частоти є автоматичною децентралізованою функцією регулятора частоти обертання турбін, що коригує вихідну активну потужність енергоблоків відповідно до їхнього заданого статизму регулювання.

7.6.1.2 Первинне регулювання частоти має бути одночасною реакцією всіх енергоблоків на відхилення частоти в синхронній зоні незалежно від того, де стався дефіцит або надлишок активної потужності, який спричинив відхилення частоти.

7.6.1.3 Дія первинного регулювання енергоблоків має починатися відразу після відхилення частоти на ± 20 мГц і більше від номінального значення. Час введення в дію необхідного резерву первинного регулювання на 50% має становити не більше ніж 15 секунд, а весь сумарний необхідний резерв первинного регулювання має бути введеним у дію за час, не більший ніж 30 секунд.

7.6.1.4 Первинне регулювання має забезпечувати видачу необхідної для збалансування енергосистеми потужності з моменту виникнення відхилення частоти до її повернення до номінального рівня або доки воно не буде заміщене відповідним резервом вторинного регулювання частоти та потужності.

7.6.1.5 У разі роботи ОЕС України в ізолюваному режимі сумарний резерв первинного регулювання частоти має бути достатнім для автоматичного підтримання частоти у встановленому діапазоні та має дорівнювати щонайменше потужності найбільшого працюючого енергоблока або дефіциту потужності у випадку найбільшого розрахункового технологічного порушення.

7.6.1.6 У синхронній зоні, в яку ОЕС України входить разом з іншими енергосистемами, сумарний резерв первинного регулювання частоти має бути достатнім для автоматичного підтримання частоти у встановленому діапазоні та має дорівнювати щонайменше потужності найбільшого працюючого енергоблока або дефіциту потужності у випадку найбільшого розрахункового технологічного порушення в синхронній зоні.

7.6.1.7 У випадках, коли величина необхідної первинної регулюючої потужності в ОЕС України перевищує заданий первинний резерв (у тому числі при роботі в синхронній зоні), видача первинної регулюючої потужності електростанціями, енергоблоками (агрегатами) первинного регулювання має здійснюватися в усьому діапазоні регулювання, обмеженому тільки допустимістю режимів обладнання.

7.6.2 Вторинне регулювання частоти та потужності

7.6.2.1 Вторинне регулювання частоти та потужності включає процес зміни активної потужності електростанцій з метою компенсації небалансу потужності, що виник в енергосистемі, для забезпечення:

- відновлення частоти та/або заданих зовнішніх перетоків;
- відновлення резервів первинної регулюючої потужності, витрачених під час дії первинного регулювання;
- ліквідації перевантаження транзитних зв'язків.

7.6.2.2 Вторинне регулювання здійснюється системою автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) та за розпорядженнями Оператора системи передачі (диспетчера, що веде режим).

7.6.2.3 САРЧП за обсягами та показниками часу дії має забезпечити заміщення обсягів первинного регулювання частоти та потужності.

7.6.2.4 Порядок організації системи вторинного регулювання частоти і потужності в міждержавному енергооб'єднанні встановлюється органами оперативно-диспетчерського управління країн, енергосистеми яких працюють паралельно, з урахуванням таких основних вимог щодо дії системи вторинного регулювання:

- за номінальної частоти сумарний зовнішній перетік активної потужності зони регулювання має підтримуватися системою на заданому рівні;
- вимоги до динаміки зміни потужності енергоблока в разі залучення його до вторинного регулювання, а також швидкості зміни потужності конкретного енергоблока в межах його участі у вторинному регулюванні мають задаватися центральним регулятором не вище максимально допустимих значень для обладнання енергоблока. Вторинне регулювання енергоблока має забезпечувати можливість зміни потужності на величину всього діапазону регулювання за час, не більший ніж 15 хвилин;
- система вторинного регулювання не має реагувати на порушення балансу потужності, що виник у сусідній зоні регулювання;
- система вторинного регулювання не повинна перешкоджати дії децентралізованого первинного регулювання;
- частота і переток активної потужності під дією системи вторинного регулювання мають розпочати повернення до своїх номінальних значень через 30 секунд (у разі використання центрального регулятора САРЧП), а весь процес відновлення значень має завершитися через 15 хвилин після виникнення небалансу потужності.

7.6.2.5 Оператор системи передачі повинен забезпечити в процесі оперативного планування та підтримувати в реальному часі необхідний для збалансування ОЕС України обсяг резерву потужності вторинного регулювання.

7.6.2.6 Величина необхідного резерву вторинного регулювання частоти і потужності має бути достатньою для компенсації найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання в обсязі найбільшого розрахункового технологічного порушення в енергосистемі.

7.6.3 Третинне регулювання частоти та потужності

7.6.3.1 Третинне регулювання частоти та потужності включає оперативні або автоматичні пуск/зупинку, зміну навантаження енергоблоків (агрегатів) електростанцій, що беруть участь у третинному регулюванні, та Споживачів – учасників ринку допоміжних послуг з метою відновлення обсягу резерву вторинного регулювання частоти і потужності після його повного або часткового використання, а також для здійснення оперативної корекції режиму.

7.6.3.2 Третинне регулювання здійснюється:

- пуском/зупинкою гідрогенераторів, газотурбінних та парогазових установок;
- зміною режиму роботи агрегатів гідроакumuлюючих електростанцій;
- зміною (коригуванням) графіків навантаження Виробників електричної енергії,

- швидким пуском енергоблоків теплових електростанцій з холодного резерву;
- зміною навантаження Споживачами – учасниками ринку допоміжних послуг;
- зміною (коригуванням) графіків обміну перетоків потужності між суміжними енергосистемами.

7.6.3.3 Залежно від часу активації та швидкості повного розгортання третинне регулювання може бути швидкодіючим або повільним.

7.6.3.4 Швидкодіючий резерв третинного регулювання має бути повністю задіяний в роботу за час, що не перевищує 60 хвилин з готовністю до роботи тривалістю не менше 8 годин.

7.6.3.5 Обсяг швидкодіючого третинного резерву на навантаження в енергосистемі України має бути достатнім, щоб компенсувати втрату обсягів генерації у випадку найбільшого розрахункового технологічного порушення в енергосистемі.

7.6.3.6 Обсяг швидкодіючого третинного резерву на розвантаження в ОЕС України має бути достатнім, щоб компенсувати найбільшу можливу втрату споживання, величина якого визначається Оператором системи передачі.

7.6.3.7 Повільне третинне регулювання призначене для відновлення вторинного та швидкодіючого третинного регулювання. Воно має повністю розгортатися за період часу, що не перевищує 8 годин з моменту його активації з готовністю до роботи щонайменше 24 години.

7.6.3.8 Обсяг повільного третинного регулювання частоти та потужності на навантаження в енергосистемі України має бути достатнім, щоб компенсувати втрату обсягів генерації у випадку найбільшого розрахункового технологічного порушення в енергосистемі.

7.7 Положення щодо регулювання напруги та реактивної потужності

7.7.1 Мета та критерії регулювання напруги та реактивної потужності

7.7.1.1 Регулювання напруги та реактивної потужності це взаємопов'язані процеси, спрямовані на виконання графіків напруги у контрольних вузлах електричної мережі, які розраховані та задані для підвищення рівня стійкості та економічності роботи енергосистеми.

7.7.1.2 Регулювання напруги та реактивної потужності здійснюється в процесі автоматичної (первинне регулювання) та/або оперативної зміни режимів роботи обладнання та/або конфігурації електричної мережі (вторинне регулювання), спрямованої на утримання рівня напруги в гранично допустимих межах для контрольних точок електричної мережі на всіх рівнях (ступенях) напруги з метою забезпечення:

- нормованих рівнів напруги в точках приєднання;
- необхідного запасу стійкості ОЕС України;
- надійної роботи ізоляції обладнання;
- мінімізації втрат активної потужності в електричних мережах за рахунок оптимізації перетоків реактивної потужності.

7.7.1.3 Значення рівнів напруги в точках приєднання до вузлів електричних мереж ОЕС України мають залишатися у межах наступних припустимих діапазонів:

- нормальні допустимі відхилення напруги не мають перевищувати $\pm 5\%$ номінальної напруги в межах 95% часу за добу;
- граничні допустимі відхилення напруги не мають перевищувати $\pm 10\%$ номінальної напруги мережі в межах 5% часу за добу.

7.7.1.4 Задані рівні напруги на прикордонних підстанціях підлягають узгодженню між Операторами суміжних енергосистем. Ці значення можуть відрізнятися від меж напруги, визначених у пункті 7.7.1.3 цього підрозділу, якщо вони не порушують допустимі рівні напруги у мережі решти енергосистеми.

7.7.1.5 Робочою напругою для більшості вузлів електричних мереж є, як правило, номінальна напруга, хоча Оператор системи передачі може також визначити інше значення,

залежно від характеристик енергосистеми, балансу реактивної потужності у відповідній області магістральних мереж та загальних експлуатаційних обставин.

7.7.1.6 Максимальні значення напруги в магістральних та міждержавних мережах визначаються на підставі технічних характеристик основного обладнання та не повинні перевищувати таких рівнів:

Клас (номінальне значення) напруги, кВ	Найбільша робоча напруга, кВ
750	787
500	525
400	420
330	363
220	252
154	176
110	126
35	40.5
20	24
10	12
6	7.2

Мінімальні значення розраховуються виходячи з умов забезпечення стійкості роботи ОЕС України.

7.7.1.7 Компенсація реактивної потужності має здійснюватися як найближче до місця її споживання та джерел реактивної потужності, щоб мінімізувати додаткове навантаження мережі та втрати електроенергії у електричних мережах, а також не допустити зниження їх пропускної спроможності.

7.7.1.8 Оператор системи передачі та оператори систем розподілу мають вживати необхідних заходів (з оперативного управління та при складанні планів розвитку електричних мереж) оперативного управління для підтримання в усіх вузлах електричних мереж балансу між реактивною потужністю, що виробляється та споживається.

7.7.1.9 Рівні напруги на прикордонних підстанціях міждержавних електричних мереж підлягають узгодженню між Операторами енергосистем суміжних держав.

7.7.1.10 Взаємоузгоджені робочі рівні напруги на прикордонних підстанціях мають підтримуватися якомога ближчими до заданих значень, а перетоки реактивної потужності по міждержавних лініях електропередачі мають підтримуватися на рівні, як найближчому до нуля.

7.7.2 Планування графіків напруги і реактивної потужності та заходів з їх регулювання

7.7.2.1 Оператор системи передачі, виходячи з умов стійкості енергосистеми та оптимізації електричних режимів, визначає перелік контрольних точок для яких розробляється графік напруги та/або реактивної потужності.

7.7.2.2 Оператор системи передачі, спільно з Операторами системи розподілу, мають розробляти до 20 числа кожного місяця, на три наступні місяці, графіки напруги, що містять задані значення напруги та/або реактивної потужності в контрольних вузлах електричної мережі, які включають також окремі точки приєднання Користувачів, що приймають участь у первинному та вторинному регулюванні напруги та/або реактивної потужності, та доводити ці графіки до всіх задіяних у регулюванні сторін.

7.7.2.3 Оператори систем розподілу задають графіки напруги в контрольних точках електричної мережі, включаючи мережі Користувачів, до яких приєднані інші Споживачі.

7.7.2.4 Уразі неочікуваних, непередбачуваних та/або раптових змін у роботі енергосистеми або її частини, Оператор системи передачі має право вносити зміни в графіки напруги та/або реактивної потужності та надавати оновлені графіки всім задіяним у регулюванні сторонам.

7.7.2.5 Планування заходів регулювання напруги та реактивної потужності є процесом з оптимізації ресурсів реактивної потужності енергосистеми, який, враховуючи статистичні, фактичні та прогнозні данні щодо очікуваного діапазону джерел реактивної потужності і вимог щодо її споживання, визначає оптимальні уставки та робоче положення відповідних пристроїв регулювання напруги та реактивної потужності, таких як: автоматичні регулятори напруги, перемикачі відгалужень, шунтувальні реактори, батареї конденсаторів тощо.

7.7.2.6 Перелік заходів щодо виконання графіків напруги має передбачати дії оперативного персоналу відповідного підпорядкування в розрахункових режимах роботи електричної мережі та у разі раптових змін у її роботі.

7.7.2.7 Планування заходів регулювання напруги та реактивної потужності здійснюється в процесі оперативного планування відповідно до вимог, викладених **в розділі 6 цього Кодексу**.

7.7.2.8 Оператор системи передачі, спільно з Операторами системи розподілу планують заходи регулювання напруги та реактивної потужності так, щоб забезпечити достатні резерви виробництва реактивної енергії в часи високого споживання електричної енергії, а також адекватні резерви компенсаторів реактивної потужності в часи низького споживання електричної енергії, щоб мінімізувати перетоки реактивної потужності через електричні мережі та підтримувати рівні напруги в енергосистемі в межах необхідних діапазонів.

7.7.2.9 Результатом процесу планування заходів регулювання напруги та реактивної потужності є забезпечення необхідних резервів реактивної потужності для цілей первинного та вторинного регулювання напруги та реактивної потужності.

7.7.3 Механізми регулювання напруги та реактивної потужності

7.7.3.1 Регулювання напруги та реактивної потужності в електричній мережі здійснюється шляхом первинного та/або вторинного регулювання.

7.7.3.2 Первинне регулювання напруги та реактивної потужності – це автоматичне регулювання, яке забезпечується такими пристроями:

- регуляторами напруги автотрансформаторів (трансформаторів) під навантаженням;
- синхронних компенсаторів (далі – СК), батарей статичних конденсаторів (далі – БСК), шунтуючих реакторів (далі – ШР).

7.7.3.3 Первинне регулювання напруги та реактивної потужності спирається на автоматичне реагування регулюючих пристроїв на задані уставки напруги чи реактивної потужності.

7.7.3.4 Вторинним регулюванням напруги та реактивної потужності є неавтоматичне регулювання, яке здійснюється Оператором системи передачі та/або Операторами систем розподілу шляхом оперативного керування за допомогою таких засобів:

- використання резервів реактивної потужності енергоблоків (агрегатів) електростанцій;
- переведення генеруючого обладнання в режим СК;
- зміни відгалужень трансформаторів;
- включення/відключення будь-яких приєднаних до електричної мережі компенсаційних пристроїв реактивної потужності;
- перерозподілу перетоків активної потужності;
- зміни конфігурації електричної мережі;
- зміни величини виробництва або споживання реактивної потужності.

7.7.3.5 У разі вичерпання регульовального діапазону генераторів, СК, а також інших перерахованих у пунктах 7.7.3.2 та 7.7.3.4 цього підрозділу заходів регулювання напруги для забезпечення рівня напруги в межах допустимих значень можливе також використання зарядної потужності високовольтної лінії електропередачі шляхом виведення її в резерв або за одностороннього її відключення, за умови збереження надійності роботи енергосистеми.

7.7.3.6 Оператор системи передачі має забезпечувати за рахунок власних засобів підтримання визначених рівнів напруги та реактивної потужності в контрольних вузлах системи передачі шляхом:

- зміни оперативного стану (вкл./вик.) обладнання компенсації реактивної потужності (ШР, СК, БСК), які безпосередньо приєднані до системи передачі;
- зміни під навантаженням положень відгалужень трансформаторів та автотрансформаторів системи передачі;
- зміни режимів роботи та уставок пристроїв автоматичного регулювання напруги синхронних та статичних компенсаторів реактивної потужності;
- перерозподілу потоків активної потужності в енергосистемі та використання зарядної потужності окремих ліній системи передачі, за рахунок їх увімкнення (вимкнення).

7.8 Критерії, що застосовуються Оператором системи передачі для диспетчеризації генеруючих потужностей та використання міждержавних перетинів

7.8.1 До основних критеріїв, що застосовуються Оператором системи передачі для диспетчеризації генеруючих потужностей, відносяться:

- удосконалення системи прогнозування обсягів виробництва та споживання електроенергії на різні часові відрізки (доба у погодинному розрізі, тиждень, місяць, сезон, рік);
- забезпечення оптимальних параметрів режиму роботи ОЕС України (частота електричного струму, рівень напруги в контрольних точках електричної мережі, перетоки потужності в контрольованих перетинах, струмове навантаження елементів мережі);
- забезпечення достатніх резервів первинного, вторинного і третинного регулювання частоти та активної потужності в енергосистемі;
- забезпечення достатніх обсягів оперативних режимних та технічних засобів регулювання напруги та реактивної потужності;
- розвиток і забезпечення функціонування систем автоматичного регулювання частоти та потужності, системної та протиаварійної автоматики;
- забезпечення ефективного функціонування технологічної інфраструктури ринку електричної енергії та ринку допоміжних послуг.

7.8.2 До основних критеріїв, що застосовуються Оператором системи передачі для використання міждержавних перетинів, відносяться:

- підтримання на належному рівні існуючих та розвиток додаткових потужностей міждержавних перетинів для забезпечення довгострокової спроможності системи передачі задовольнити обґрунтований попит на передачу електричної енергії у відповідному напрямку та у відповідний період часу;
- мінімізація ризику виникнення перевантажень в системі передачі та мережевих обмежень міждержавних перетинів;
- не обмеження пропускної спроможності міждержавних перетинів з метою врегулювання обмежень всередині ОЕС України, окрім випадків порушення операційної безпеки функціонування енергосистеми.

7.8.3 Спільними для обох функціональних напрямів діяльності Оператора системи передачі та інших учасників ринку електричної енергії, зазначених у цьому пункті, є такі критерії:

- здійснення диспетчеризації встановлених генеруючих потужностей та використання міждержавних перетинів виключно на основі економічних критеріїв та з урахуванням технічних обмежень енергосистеми;

- дотримання усіма учасниками ринку електричної енергії правил та критеріїв безпеки постачання електроенергії та стандартів операційної безпеки функціонування ОЕС України;
- застосування недискримінаційних, конкурентних та прозорих ринкових механізмів при плануванні та реалізації графіків навантаження генеруючих потужностей та використання пропускнуої спроможності міждержавних перетинів;
- урахування існуючих та прогнозних показників попиту та пропозиції електричної енергії та обґрунтованих припущень щодо розвитку генерації, споживання електричної енергії (в тому числі обсягів міждержавних комерційних обмінів електричною енергією) та планів розвитку суміжних енергосистем при плануванні розвитку системи передачі ОЕС України.

7.8.4 Участь Користувачів електричних систем у регулюванні частоти та активної потужності, напруги та реактивної потужності здійснюється на засадах надання послуг з балансування та допоміжних послуг відповідно до вимог цього Кодексу, Правил балансування ринку та Правил ринку допоміжних послуг.

Розділ 8 УПРАВЛІННЯ СИСТЕМНИМИ ОБМЕЖЕННЯМИ

8.1 Характеристика системних обмежень

8.1.1 Системні обмеження – обставини, обумовлені необхідністю забезпечення функціонування ОЕС України в межах гранично допустимих значень, за яких можливе відхилення від оптимального розподілу навантаження генеруючих потужностей відповідно до їх договірних обсягів відпуску електричної енергії та/або оптимального розподілу навантаження генеруючих потужностей відповідно до пропозицій (заявок) на балансуєчому ринку

8.1.2 Зазначені обмеження мають кількісне значення щодо передачі електроенергії та потужності між окремими об'єктами та вузлами електричної мережі ОЕС України.

8.1.3 Системні обмеження (далі – обмеження) в ОЕС України діляться на два типи – тимчасові та постійно діючі (до моменту усунення).

8.1.4 Тимчасові обмеження виникають внаслідок виведення з роботи окремих елементів мережі для технічного обслуговування або в результаті технологічних порушень та нездатності елементів, які залишаються в роботі, забезпечити передачу електроенергії в максимальному режимі навантаження.

Тимчасові обмеження усуваються шляхом оптимізації та координації графіків технічного обслуговування елементів мережі та відповідних Користувачів (Виробники, Споживачі), а також підвищення надійності роботи мережі (запобігання технологічним порушенням).

8.1.5 Постійно діючі обмеження виникають, в основному, внаслідок не завершення проектних схем видачі потужності електростанцій та передачі електроенергії від джерел її виробництва до центрів споживання, а також продовжують виникати внаслідок випереджального розвитку інфраструктури споживання перед розвитком електричних мереж.

Постійно діючі обмеження усуваються шляхом будівництва нових елементів електричних мереж та реконструкції діючої мережі із збільшенням її пропускнуої здатності.

Усунення постійно діючих обмежень у більшості випадків призводить до усунення тимчасових обмежень там, де ці типи обмежень можуть виникати одночасно.

8.2 Мета та загальні принципи управління обмеженнями в системі передачі

8.2.1 Метою управління обмеженнями є підтримання на належному рівні надійної роботи енергосистеми та задоволення у максимальній мірі, наскільки це можливо, вимог Користувачів системи передачі щодо обсягів передачі електричної енергії.

8.2.2 Управління обмеженнями включає процес оцінки відповідності пропускнуої спроможності елементів мережі вимогам стійкості енергосистеми, струмовим

навантаженням мережевих елементів та вжиття необхідних заходів щодо недопущення виходу відповідних показників режиму роботи мережі за гранично допустимі рівні стійкості енергосистеми та струмові навантаження мережевих елементів.

8.2.3 У процесі диспетчерського управління енергосистемою в реальному часі Оператор системи передачі має підтримувати заплановане завантаження в міждержавних перетинах і завантаження внутрішніх контрольованих перетинів у межах, що не перевищує максимально припустимий по статичній стійкості та/або за умовами струмового навантаження обладнання системи передачі.

8.3 Заходи з управління системними обмеженнями

8.3.1 Системні обмеження, як правило пов'язані з перевантаження електричних мереж системи передачі, яке може виникати з таких причин:

- невідповідність прогнозного графіка споживання електричної енергії та потужності його фактичному значенню через помилки під час прогнозування або невідповідність фактичних погодних умов прогнозом;
- порушення Виробниками заданого Оператором системи передачі графіка навантаження;
- аварійне відключення електроенергетичного обладнання системи передачі або електростанцій;
- порушення погодженого режиму роботи енергосистем суміжних держав або міждержавних перетинів.

8.3.2 У разі, коли Оператор системи передачі фіксує або прогнозує можливість виникнення струмового перевантаження, яке обмежує пропускну здатність контрольованого перетину, він повинен вжити всіх заходів, необхідних для його недопущення або ліквідації та відновлення повної пропускну здатності перетинів.

8.3.3 Оператор системи передачі повинен мінімізувати ризик виникнення перевантажень в системі передачі, постійно аналізуючи протягом усієї доби і характерних періодів поточні і очікувані режими роботи енергосистеми та вживати всіх необхідних заходів щодо недопущення їх виникнення шляхом:

- оперативної зміни конфігурації електричної мережі;
- перерозподілу навантаження між електростанціями та залучення резервних потужностей електростанцій;
- переведення ГАЕС з насосного у генераторний режим і навпаки;
- тимчасового обмеження споживання електроенергії і потужності;
- отримання допомоги від суміжних енергосистем у вигляді взаємоузгодженого тимчасового скорочення графіків міждержавних перетоків потужності та електроенергії відносно до встановленої експортно-імпортними контрактами величини, або взаємоузгодженого припинення перетоків.

8.3.4 Участь Користувачів електричних систем у регулюванні системних обмежень (регулюванні активної потужності) здійснюється на засадах надання послуг з балансування та допоміжних послуг відповідно до вимог цього Кодексу, Правил балансуючого ринку та Правил ринку допоміжних послуг.

8.3.5 У разі, якщо при виникненні обмежень для їх врегулювання на ринку електричної енергії недостатньо або відсутні допоміжні послуги, Оператор системи передачі може застосувати тимчасові обмеження споживання електроенергії або аварійні відключення Споживачів.

8.4 Управління обмеженнями у разі оголошення форс-мажору

8.4.1 У разі виникнення форс-мажору (обставин непереборної сили), оголошеного в порядку, встановленому законодавством, Оператор системи передачі на додачу до офіційного оголошення має оголосити стан форс-мажору в ОЕС України.

8.4.2 Стан форс-мажору в ОЕС України виникає за обставин:

- форс-мажору, оголошеного органами державної влади або місцевого самоврядування;
- форс-мажору в енергосистемі, оголошеного центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі;
- форс-мажору в енергосистемах суміжних держав, який суттєво впливає на функціонування ОЕС України.

8.4.3 У разі оголошення стану форс-мажору в ОЕС України Оператор системи передачі вводить План захисту системи передачі та ОЕС України в повному обсязі або окремих його частин та діє відповідно до його положень в порядку, **визначеному у розділі 9 цього Кодексу**.

8.4.4 Оператор системи передачі не несе відповідальності перед учасниками ринку електричної енергії за збитки, які вони можуть отримати в результаті введення будь-яких обмежень та дій відповідно до Плану захисту.

8.5 Аналіз системних обмежень

8.5.1 Оператор системи передачі має скласти та контролювати перелік мережевих елементів та перетинів, що накладають обмеження в нормальному режимі та/або при проведенні ремонтних робіт, з урахуванням можливих аварійних відключень обладнання, що накладаються на ремонтний режим.

8.5.2 Перелік мережевих елементів та перетинів, що накладають обмеження, має містити опис режимів роботи електричної мережі, при яких виникають обмеження, визначення причин виникнення обмежень, а також оперативні вказівки щодо їх врахування.

8.5.3 Оператор системи передачі має проводити аналіз обмежень в системі передачі та розробляти пропозиції до Плану розвитку системи передачі та Плану розвитку ОЕС України для їх врегулювання.

8.5.4 Оператор системи передачі має врегульовувати та усувати обмеження в нормальному та ремонтному режимах роботи мережі шляхом застосування пропорційних та недискримінаційних методів відповідно до Правил ринку та цього Кодексу.

8.5.5 Оператор системи передачі не має обмежувати міждержавну пропускну спроможність з метою розв'язання обмежень в ОЕС України, окрім випадків порушення операційної безпеки.

Оператор системи передачі повинен інформувати учасників ринку про обмеження пропускну спроможності та про причини таких обмежень.

8.5.6 Оператор системи передачі розробляє Правила управління обмеженнями та порядок розподілу пропускну спроможності міждержавних перетинів та подає їх на затвердження Регулятора.

8.5.7 Оператор системи передачі має оприлюднювати на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет:

- вимоги до безпеки, технічної експлуатації та планування режимів роботи міждержавних перетинів;
- інформацію про наявність обмежень пропускну спроможності, методи управління обмеженнями та плани щодо їх усунення у майбутньому;
- інші дані щодо робото спроможності мережі, доступу до мережі та використання мережі.

8.5.8 Моніторинг дій Оператора системи передачі щодо управління обмеженнями здійснює Регулятор.

Розділ 9 ЗАХИСТ ОЕС УКРАЇНИ В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

9.1 Критерії настання надзвичайної ситуації в ОЕС України та порядок її оголошення

9.1.1 Ситуація в ОЕС України в цілому або в окремих її частинах вважається надзвичайною за наявності хоча б однієї з таких ознак (критеріїв):

- падіння частоти нижче 49,6 Гц або її підвищення понад 50,5 Гц;
- порушення режиму допустимих перетоків потужності у контрольних перетинах електричних мереж;
- перевантаження (перевищення допустимих струмових навантажень) елементів мережі на величину понад 20% від тривало допустимого навантаження;
- падіння або підвищення напруги понад гранично допустимі величини у контрольних перетинах електричних мереж;

Клас (номінальне значення) напруги, кВ	Аварійний рівень напруги, кВ	
	Мінімум і нижче	Максимум і вище
750	700	787
500	465	525
400	372	420
330	310 (315) *	363
220	210	252
110 (міждержавні мережі)	**	126

Примітки:

1. * – залежить як від класу напруги, так і від конкретної лінії електропередачі в ОЕС України та визначається згідно відповідної інструкції за умовами забезпечення статичної стійкості енергосистеми.
2. ** – визначається договорами між Оператором системи передачі та суб'єктами суміжних енергосистем, що володіють на праві власності або мають у користуванні зазначені об'єкти міждержавних електричних мереж.
3. На час зупинки всіх енергоблоків будь-якої електростанції, шини якої є контрольною точкою з напруги, рівень напруги у цій точці для цілей цього пункту не є визначальним.

9.1.2 Попереднє рішення про класифікацію ситуації як надзвичайна та запровадження надзвичайних заходів в ОЕС України в цілому або в окремих її частинах, які застосовуються на період дії режиму надзвичайної ситуації, приймає диспетчерський персонал Оператора системи передачі на підставі її відповідності одному з критеріїв, зазначених у **пункті 9.8.1 цього розділу**.

9.1.3 Диспетчерський персонал Оператора системи передачі негайно робить відповідний запис в оперативному журналі, оцінює масштаби ситуації та ризики загрози ситуації для безпечної роботи енергосистеми, застосовує відповідні протиаварійні та надзвичайні заходи, доповідає про ситуацію своєму адміністративному керівництву та усіма доступними каналами зв'язку повідомляє Користувачів електричних мереж ОЕС України, яких стосується або може стосуватися режим надзвичайної ситуації, про її настання та заходи, які вживаються і яких необхідно вживати до моменту ліквідації надзвичайної ситуації.

9.1.4 Остаточне рішення щодо класифікації, адекватності запроваджених надзвичайних заходів режиму надзвичайної ситуації та офіційного оголошення про неї приймає Оператор системи передачі.

9.1.5 Невідкладно після настання надзвичайної ситуації Оператор системи передачі має повідомити про це центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику з нагляду (контролю) у сфері електроенергетики, Регулятора та місцеві органи виконавчої влади, на територію яких поширюється дія режиму надзвичайної ситуації (а у разі її настання у неробочий час – протягом однієї години першого робочого дня), а також опублікувати відповідне оголошення на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет та, при необхідності, в інших засобах масової інформації, до якого додається наступна інформація:

- критерій (критерії), за яким ситуація була класифікована як надзвичайна;
- час та місце виникнення надзвичайної ситуації;
- частина ОЕС України, на яку поширюється дія режиму надзвичайної ситуації;
- надзвичайні заходи, які застосовуються на період дії режиму надзвичайної ситуації;
- заходи, які необхідно вживати Користувачам електричних мереж ОЕС України для мінімізації наслідків надзвичайної ситуації;
- заходи безпеки для населення.

9.1.6 Центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, повідомляє Секретаріат Енергетичного Співтовариства про ухвалення рішення про застосування надзвичайних заходів, а також про зміст заходів, що плануються, та причини вжиття таких заходів.

У разі якщо вжиття надзвичайних заходів на національному рівні не забезпечить відновлення безпеки постачання електроенергії, центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, звертається до Секретаріату Енергетичного Співтовариства для вжиття необхідних заходів на міжнародному рівні.

9.1.7 Запобігання надзвичайним ситуаціям для найбільш ймовірних сценаріїв їх виникнення, розвитку та ліквідації, а також відновлення нормального режиму роботи енергосистеми здійснюється відповідно до плану захисту ОЕС України в порядку, викладеному в **підрозділі 9.2 цього розділу**.

9.1.8 У разі введення режиму надзвичайного стану відповідно до Закону України «Про правовий режим надзвичайного стану» або особливого періоду відповідно до Закону України «Про мобілізаційну підготовку та мобілізацію» Оператор системи передачі та інші суб'єкти електроенергетики зобов'язані діяти згідно положень, які регламентують функціонування електроенергетики в режимі надзвичайного стану або в умовах особливого періоду, визначених цими Законами.

9.1.9 Інформація щодо виникнення, розвитку та ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України (фіксація, класифікація, повідомлення, оголошення, надзвичайні заходи, акт розслідування тощо) має бути належним чином задокументована та передана Адміністратору Кодексу для відображення у відповідній базі даних.

9.2 План захисту системи передачі та ОЕС України в надзвичайних ситуаціях

9.2.1 Для запобігання виникненню аварійних та надзвичайних ситуацій, протидії їх негативним наслідкам для ОЕС України і суміжних енергосистем, що працюють паралельно з енергосистемою України, у разі виникнення таких ситуацій Оператор системи передачі зобов'язаний розробляти План захисту системи передачі та ОЕС України (далі – План захисту), який має передбачати всі необхідні протиаварійні заходи для найбільш ймовірних сценаріїв виникнення, розвитку та ліквідації зазначених ситуацій.

9.2.2 Протиаварійні заходи Плану захисту мають визначати, але не обмежуватися ними, такі положення:

- загальний порядок дій та взаємодії диспетчерського та оперативно-виробничого персоналу Оператора системи передачі та об'єктів електроенергетики, приєднаних до електричних мереж ОЕС України, під час ліквідації аварійних режимів;

- розподіл обов'язків і відповідальності між Оператором системи передачі та кожною стороною, яка задіяна в Плані захисту;

- порядок видачі системних попереджень та дій суб'єктів централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України у разі отримання системного попередження;

- заходи щодо захисту енергосистеми шляхом впливу на обладнання електричних мереж, включаючи зміни схем електричних з'єднань, режимів роботи обладнання, що регулюється, та застосування аварійного розвантаження;

- заходи захисту енергосистеми автоматичними пристроями і системами захисту;

- конкретні надзвичайні заходи, які Оператор системи передачі застосовує на період дії режиму кожної надзвичайної ситуації в ОЕС України, для найбільш ймовірних сценаріїв виникнення, розвитку та ліквідації таких ситуацій;

- порядок відновлення режимів роботи енергосистеми в процесі ліквідації надзвичайної ситуації;

- порядок фіксації суб'єктами, які задіяні у Плані захисту, часу та обсягів виконання відповідних заходів у їх оперативних документах та передачі інформації про виконані заходи між рівнями оперативної підпорядкованості органів диспетчерського управління ОЕС України.

Оператор системи передачі може розширювати перелік положень та заходів Плану захисту за результатами моделювання роботи енергосистеми в умовах надзвичайної ситуації, проведення випробувань та тестувань щодо дій в умовах надзвичайної ситуації, а також практики застосування Плану в різних ситуаціях та відповідного досвіду операторів енергосистем, з якими ОЕС України працює паралельно.

9.2.3 Оператор системи передачі та суб'єкти електроенергетики, задіяні в Плані захисту, розробляють виробничі (щодо захисту об'єктів, які перебувають в їхньому оперативному управлінні та оперативному віданні) та посадові інструкції персоналу, в яких деталізуються і конкретизуються положення і заходи Плану захисту.

Інструкції зазначених суб'єктів електроенергетики мають бути узгоджені з Оператором системи передачі.

9.2.4 Інструкції із захисту окремих об'єктів електроенергетики та ОЕС України в цілому мають визначати критерії щодо ознак та величин, що характеризують аварійні режими, та відповідні оперативні та автоматичні дії і заходи, у разі:

- втрати стійкості енергосистеми або її частини;
- підвищення або зниження частоти;
- підвищення або зниження напруги;
- порушення режиму допустимих перетоків у контрольних перетинах енергосистеми;
- перевантаження (перевищення допустимих струмових навантажень) елементів електричної мережі;
- асинхронних режимів.

9.2.5 Оперативні протиаварійні заходи із захисту енергосистеми застосовуються:

- для запобігання виникненню аварійного режиму;
- після спрацювання автоматичних пристроїв системної автоматики, якщо їхня дія виявилась неефективною і нормальний режим роботи енергосистеми не був відновлений.

9.2.6 Автоматичні протиаварійні заходи із захисту енергосистеми здійснюються пристроями релейного захисту та автоматики (далі – РЗА) обладнання електричних мереж, а також системами протиаварійної автоматики (далі – ПА) ОЕС України.

Пристрої РЗА та ПА діють без втручання оперативного персоналу та мають відповідати вимогам нормативно-технічних документів щодо чутливості, швидкодії, вибірконості та надійності.

9.2.7 Основним завданням протиаварійної автоматики в енергосистемі України є:

- попередження часткового чи повного знеструмлення енергосистеми;
- попередження втрати стійкості електростанцій, енергосистеми або її частини;
- усунення асинхронних режимів;
- обмеження зниження/підвищення частоти;
- обмеження зниження/підвищення напруги.

9.2.8 Автоматичне запобігання та/або ліквідація порушення стійкості ОЕС України забезпечуються такими, але не виключно, видами ПА:

- автоматичне запобігання порушенню стійкості (АЗПС);
- автоматична ліквідація асинхронних режимів (далі – АЛАР);
- автоматичне обмеження зниження/підвищення частоти (далі – АОЗЧ/АОПЧ);
- автоматичне обмеження зниження/підвищення напруги (далі – АОЗН/АОПН);
- автоматичне обмеження перевантаження обладнання (АОПО);
- автоматичне частотне розвантаження (далі – АЧР);
- спеціальна автоматика відключення навантаження (далі – САВН);
- автоматичне виділення блока електростанції на власні потреби (далі – АВВП);
- автоматичне відділення на збалансоване навантаження електростанцій (далі – АВЗН);
- автоматика частотна ділильна (далі – АЧД).

9.2.9 Пристрої ПА, які призначено для автоматичного запобігання порушенню стійкості (АЗПС) виявляють наявність аварійного збурення за фактом фіксації, а саме:

- перевищення заданого порога зміни електричних параметрів контрольованої мережі (потужності, струму або кута між векторами фаз напруги);
- перевищення заданого значення частоти чи напруги або швидкості їх зміни в точках електричної мережі, що контролюються;
- наявність та параметри несиметрії електричної мережі;
- спрацювання пристроїв релейного захисту;
- вимикання/вмикання вимикачів, що контролюються протиаварійною автоматикою.

За означеними параметрами та/або подіями або їх сукупністю пристроями АЗПС формуються керуючі дії та передаються на виконавчі пристрої.

Аварійне збурення зазначених параметрів і подій, керуючі дії ПА та реакція на них виконавчих пристроїв мають автоматично фіксуватися в реальному часі спеціальними засобами (регістраторами аварійних подій).

9.2.10 АОЗЧ або АОПЧ має забезпечувати живучість ОЕС України в разі аварійного виникнення в енергосистемі чи окремих її частинах дефіциту або надлишку активної потужності, внаслідок чого частота відхиляється за межі мінімального або максимального допустимого значення.

АЧР є одним із видів АОЗЧ і спрямоване на ліквідацію дефіциту активної потужності в енергосистемі або її окремій частині за рахунок відключення частини споживачів в заздалегідь визначених обсягах та черговості.

9.2.11 АОЗН або АОПН має забезпечувати автоматичне регулювання напруги за допомогою використання оперативно керованих енергоблоків, перемикачів відгалужень автотрансформаторів під навантаженням, пристроїв повздовжнього та поперечного регулювання, засобів компенсації реактивної потужності, а також включення/відключення шунтуючих реакторів або ліній електропередачі.

9.2.12 Пристрої АЛАР мають забезпечувати виявлення та ліквідацію асинхронних режимів окремих генераторів, електростанцій та/або частин енергосистеми та установлюватися на елементах мережі, що пов'язують окремі частини енергосистеми, по яких можливий асинхронний режим в точках, що забезпечують мінімізацію небалансу після ділення, і діяти на припинення асинхронного режиму зміною балансу активної потужності або ділення енергосистеми на несинхронно працюючі частини із заборонаю всіх видів автоматичного повторного включення вимкнених повітряних ліній.

9.2.13 САВН має забезпечувати:

- збереження стійкості в контрольованих внутрішніх і міждержавних перетинах під час їхньої роботи з недостатнім (нижче нормативного) запасом стійкості при відключенні найбільш завантажених повітряних ліній (далі – ПЛ) перетину або генерації в дефіцитній частині;

- ліквідацію (попередження) технологічних порушень в електроенергетичній системі в разі неприпустимого зниження напруги;

- ліквідацію неприпустимого струмового перевантаження обладнання електричних мереж напругою 110 кВ і вище.

9.2.14 АВВП та АВЗН мають забезпечити живучість електростанції, оснащеної цією автоматикою, для подальшого розвороту блоків інших електростанцій ОЕС України.

9.2.15 Основні керуючі дії систем ПА, що забезпечують запобігання та/або ліквідацію порушення стійкості ОЕС України, відповідно до призначення системи ПА спрямовуються на:

- розвантаження/завантаження за активною та реактивною потужністю генеруючих потужностей;

- відключення/включення генераторів;

- вимкнення навантаження;

- ділення енергосистеми;

- виділення енергоблока на власні потреби;

- виділення електростанції на збалансоване навантаження.

9.2.16 Оперативний персонал енергопідприємств та енергооб'єктів не повинен втручатися в роботу пристроїв РЗА та ПА.

Планом захисту має бути визначений порядок дій оперативного персоналу у разі відмови автоматичних пристроїв ПА.

9.2.17 Суб'єкти ринку електричної енергії зобов'язані надавати право використовувати наявні у них засоби телекомунікації та джерела резервного живлення об'єктів електроенергетики у разі включення таких засобів та обладнання до Плану захисту.

9.2.18 План захисту або окремі його частини вводиться Оператором системи передачі у випадках загрози або виникнення в ОЕС України аварійної або надзвичайної ситуацій.

9.2.19 У разі настання обставин надзвичайної або непереборної сили природного та/або соціального характеру, що за своїм спрямуванням та розвитком можуть спричинити надзвичайну ситуацію в ОЕС України, Оператор системи передачі має вжити заходів щодо запобігання надзвичайній ситуації або мінімізації її наслідків шляхом:

- надання відповідного системного попередження суб'єктам централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України за ієрархічною

структурою та, у разі потреби, інформування відповідних центральних та місцевих органів виконавчої влади про характер імовірної загрози, силу її впливу та прогнозовану тривалість;

- приведення резервних пунктів управління, каналів зв'язку, джерел резервного живлення в стан підвищеної готовності;

- приведення схеми електричної мережі до схеми нормального режиму.

Дії щодо виконання означених заходів, які є заходами раннього попередження та реагування, а також порядок взаємодії з центральними органами виконавчої влади, на які покладені функції координації з ліквідації наслідків впливу обставин надзвичайної або непереборної сили, мають бути визначені відповідними інструкціями та положеннями суб'єктів централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України.

9.2.20 Оператор системи передачі зобов'язаний у разі необхідності, але не рідше ніж один раз на три роки, переглядати та оновлювати План захисту.

Необхідність позачергового внесення змін і доповнень до Плану захисту та відповідних інструкцій і положень, розроблених на його основі, постає у разі, якщо при виникненні, розвитку та ліквідації аварійної або надзвичайної ситуації були зафіксовані обставини, не передбачені Планом захисту, або дії автоматичних пристроїв чи диспетчерського та оперативно-виробничого персоналу будь-якого рівня управління згідно Плану захисту за результатами розслідування відповідного технологічного порушення виявились недостатньо ефективними.

9.2.21 Виконання Плану захисту є обов'язковим для всіх суб'єктів електроенергетики, задіяних у ньому, а відмова від участі у Плані захисту або неналежне виконання передбачених у ньому положень і заходів, яке завдало шкоди енергосистемі або іншим Користувачам, є умовами, за яких такому суб'єкту може бути відмовлено у доступі до електричних мереж ОЕС України.

9.3 Захист енергосистеми в разі відхилення частоти

9.3.1 При падінні частоти застосовуються такі заходи

9.3.1.1 Якщо частота в ОЕС України падає нижче 49,8 Гц, незважаючи на вичерпання резерву первинного регулювання та дію автоматичного вторинного регулювання, Оператор системи передачі має невідкладно:

- з'ясувати причини зниження частоти та оцінити потреби в регулюванні потужності для її відновлення;

- підняти навантаження генераторів, використовуючи обертовий резерв;

- розгорнути необхідний резерв третинного регулювання.

9.3.1.2 Якщо частота в ОЕС України падає нижче 49,6 Гц, незважаючи на заходи, вжиті відповідно до **підпункту 9.3.1.1 цього підрозділу**, Оператор системи передачі має застосувати такі заходи:

- запуск резервних гідроагрегатів;

- перемикання реверсивних агрегатів ГАЕС із режиму закачування до режиму виробництва;

- переведення гідроагрегатів у режим генерації активної потужності, якщо вони працювали в режимі синхронних компенсаторів;

- збільшення генерації електричної потужності теплових електростанцій, що працюють в теплофікаційному режимі, за рахунок зменшення теплового навантаження у допустимих межах експлуатації теплових мереж;

- завантаження енергоблоків до максимально допустимих меж;

- тимчасове перевантаження елементів електричних мереж до максимально допустимих меж;
- введення в роботу зупинених генеруючих потужностей, котли та турбіни яких ще перебувають у гарячому стані;
- відкладення планового технічного обслуговування генеруючих потужностей;
- введення (протягом часу аварійної готовності) в роботу обладнання електричних мереж, що впливає на величину та надійність видачі потужності електростанцій;
- підготовку схеми мережі 110/150 кВ для застосування спеціальних графіків аварійного відключення.

9.3.1.3 Якщо частота в ОЕС України не відновлюється до значення, рівного або більшого ніж 49,6 Гц, незважаючи на попередньо вжиті першочергові заходи, Оператор системи передачі через 15 хвилин (час, необхідний для вживання першочергових заходів і оцінювання ходу ліквідації технологічного порушення) має задіяти заходи щодо примусового зменшення величини споживаної потужності (аварійне розвантаження).

9.3.1.4 Якщо частота в ОЕС України падає до значення, рівного або меншого ніж 49,2 Гц, оперативний персонал енергооб'єктів повинен самостійно, не чекаючи розпорядження диспетчера вищого рівня управління, приступити до її підвищення шляхом відключення споживачів згідно з графіками аварійних відключень.

9.3.1.5 Якщо частота в ОЕС України падає до значення, рівного або меншого ніж 49,0 Гц, відновлення частоти має здійснюватися в найкоротший термін засобами ПА, що передбачають, але не виключно:

- відключення споживачів;
- відключення від мережі або виділення на збалансоване навантаження певних видів генерації;
- ділення ОЕС України на несинхронні зони.

9.3.1.6 Якщо, незважаючи на всі заходи, вжиті відповідно до **підпунктів 9.3.1.1-9.2.1.5 цього підрозділу** частота в ОЕС України або окремих її частинах падає та залишається на рівні, нижчому ніж 49,0 Гц, Оператор системи передачі має проводити відокремлення від електричних мереж дефіцитних енергорайонів.

9.3.1.7 Здійснення оперативних та автоматичних заходів, передбачених у цьому пункті, має відбуватися відповідно до Плану захисту, який повинен визначати порядок застосування означених заходів, обсяги та послідовність їх впровадження.

9.3.2 При підвищенні частоти застосовуються такі заходи

9.3.2.1 Якщо частота в ОЕС України підвищується до значення, вищого ніж 50,2 Гц, незважаючи на дію автоматичного вторинного регулювання, Оператор системи передачі має невідкладно:

- з'ясувати причини підвищення частоти та оцінити потреби в регулюванні потужності для її відновлення;
- знизити навантаження генераторів, використовуючи обертовий резерв;
- зупинити гідроагрегати ГАЕС, працюючі в генераторному режимі, та/або запустити їх у режим закачування;
- розвантажити енергоустановки відновлювальних джерел електричної енергії;
- визначити можливість тимчасового перевантаження елементів електричних мереж до максимально допустимих меж.

9.3.2.2 Якщо, незважаючи на попередньо вжиті заходи, частота в ОЕС України підвищується вище 50,5 Гц, її відновлення має здійснюватися в найкоротший термін засобами ПА, що передбачають, але не виключно:

- відключення працюючих гідроагрегатів;
- відключення енергоустановок відновлювальних джерел електричної енергії;
- відключення енергоблоків теплових і атомних електростанцій.

9.3.2.3 Якщо, незважаючи на дію ПА, частота в ОЕС України підвищується вище 50,5 Гц, оперативний персонал відповідного рівня повинен самостійно, не чекаючи розпорядження диспетчера вищого рівня, приступити до зниження частоти шляхом відключення генеруючого обладнання.

9.3.2.4 Здійснення оперативних та автоматичних заходів, передбачених у цьому пункті, має відбуватися відповідно до Плану захисту, який повинен визначати порядок застосування означених заходів, обсяги та послідовність їх впровадження.

9.4 Захист енергосистеми в разі відхилення напруги

9.4.1 Якщо напруга в контрольних точках ОЕС України знижується до рівня, який спричиняє аварійний режим роботи енергосистеми, а дії засобів первинного та вторинного регулювання напруги не привели до відновлення нормального режиму роботи, Оператор системи передачі має невідкладно з'ясувати причини зниження напруги та обрати один або декілька з таких заходів регулювання:

- переведення реверсивних агрегатів ГАЕС з насосного режиму в режим генерації;
- відключення частини шунтуючих реакторів;
- зміна розподілу активної та реактивної потужності в ОЕС України;
- підвищення напруги трансформаторами (автотрансформаторами), обладнаними регуляторами напруги під навантаженням (далі – РПН), або трансформаторами поперечного (повздовжнього) регулювання напруги;
- збільшення видачі реактивної потужності генеруючим обладнанням;
- запит про підтримку реактивною потужністю із суміжних енергосистем;
- переведення гідрогенераторів в режим синхронного компенсатора;
- зміна режиму роботи статичними пристроями компенсації реактивної потужності;
- аварійне розвантаження величини споживаної потужності.

9.4.2 Якщо напруга в контрольних точках ОЕС України підвищується до рівня, який спричиняє аварійний режим роботи енергосистеми, а дії засобів первинного та вторинного регулювання напруги не привели до відновлення нормального режиму роботи, Оператор системи передачі має невідкладно з'ясувати причини підвищення напруги та обрати один або декілька з таких заходів регулювання:

- переведення реверсивних агрегатів ГАЕС з режиму генерації в насосний режим;
- включення шунтуючих реакторів;
- зміна розподілу активної та реактивної потужності в ОЕС України;
- зниження напруги трансформаторами (автотрансформаторами), обладнаними РПН, або трансформаторами поперечного (повздовжнього) регулювання напруги;
- зменшення видачі реактивної потужності генеруючим обладнанням та/або переведення його в режим споживання реактивної потужності;
- відключення гідрогенераторів, працюючих в режимі синхронного компенсатора;
- зміна режиму роботи статичними пристроями компенсації реактивної потужності.

9.4.3 Здійснення оперативних та автоматичних заходів, передбачених у цьому пункті, має відбуватися відповідно до Плану захисту, який повинен визначати порядок застосування означених заходів, обсяги та послідовність їх впровадження, а також перелік контрольних точок, в яких оцінюється рівень та тривалість відхилення напруги.

9.5 Захист енергосистеми шляхом регулювання споживання електричної енергії

9.5.1 При розробленні Плану захисту Оператор системи передачі має розглядати заходи з примусового зменшення величини споживаної потужності для упередження порушення сталої роботи енергосистеми.

9.5.2 При практичній реалізації Плану захисту шляхом застосування різних, але рівних за кінцевим ефектом заходів, перевага має надаватися заходам, що не передбачають аварійні обмеження споживання електроенергії.

9.5.3 Заходи з примусового зменшення величини споживаної потужності для упередження порушення сталої роботи енергосистеми (аварійне розвантаження) застосовуються у разі перевищення допустимих струмових навантажень елементів мережі або порушення режимів граничних перетоків контрольованих перетинів, та/або порушення балансу виробництва та споживання потужності в ОЕС України або окремих її частинах, що супроводжується зниженням частоти і напруги та призводить до аварійного режиму.

9.5.4 Заходи, визначені у пункті 9.5.3 цього розділу, можуть реалізовуватись шляхом:

- автоматичного відключення навантаження (АЧР, САВН, локальні пристрої ПА);
- обмеження (часткового зменшення) величини споживання потужності та електричної енергії Споживачем на вимогу Оператора системи передачі;
- оперативного (ручного) відключення навантаження.

Зазначені у цьому пункті способи аварійного розвантаження енергосистеми можуть застосовуватись окремо або одночасно в будь-якій комбінації.

9.5.5 Заходи з примусового обмеження споживання потужності та електроенергії Споживачами мають бути розроблені та застосовуватись згідно з відповідною інструкцією.

Ця інструкція має бути розроблена Оператором системи передачі, затверджена в установленому порядку центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та містити, зокрема, але не виключно:

- визначення обсягів аварійного обмеження Споживачів для подолання аварійних режимів в межах заходів, визначених Планом захисту;
- критерії віднесення споживачів до певної групи та категорії надійності електропостачання щодо застосування до них заходів примусового обмеження та обсягів обмеження;
- порядок застосування заходів примусового обмеження споживання.

Переліки споживачів та обсяг їх аварійного розвантаження мають бути оформлені відповідно до інструкції та щорічно переглядатися.

Переліки мають складатися за територіальним принципом з урахуванням меж здійснення ліцензованої діяльності Операторами систем розподілу.

9.6 Захист енергосистеми у разі порушення синхронного режиму роботи окремих частин ОЕС України та/або електростанцій

9.6.1 Асинхронний режим роботи в ОЕС України виникає у разі порушення статичної або динамічної стійкості, спричиненого одним або декількома з таких факторів:

- перевантаження елементів перетинів основної мережі понад рівень, максимально допустимий за умов стійкості;
- аварійне відключення значної генеруючої потужності;
- коротке замикання в електромережі, не усунене у встановлений термін внаслідок відмови комутаційних апаратів або пристроїв РЗА;

- відмова або недостатня ефективність дій ПА;
- несинхронне включення ліній електропередачі або генераторів;
- робота енергосистеми або її частини з недопустимо низькою напругою на генераторах і в основній її мережі;
- відключення одного або кількох завантажених елементів перетинів основної мережі;
- робота з недопустимо низькою частотою.

9.6.2 Характерними ознаками асинхронного режиму є:

- глибоке коливання струму, потужності та напруги;
- перепад частот у асинхронно працюючих частинах енергосистеми;
- практично повна відсутність активної потужності в лініях електропередачі, які поєднують асинхронно працюючі частини енергосистеми;
- періодична зміна кута між несинхронною електрорушійною силою генераторів несинхронно працюючих частин енергосистеми від нуля до 360 градусів.

9.6.3 У разі виникнення в енергосистемі коливань струму, потужності та напруги диспетчер повинен відрізнити синхронні коливання від асинхронного режиму та вжити, відповідно до інструкції з захисту енергосистеми у разі порушення синхронного режиму, заходи для припинення синхронних коливань. В ситуації з виникненням синхронних коливань ділення енергосистеми не здійснюється.

9.6.4 У разі асинхронного режиму електростанцій, які обладнано автоматикою ліквідації асинхронного режиму (АЛАР), такий режим має ліквідуватися автоматикою через відключення енергоблока, який вийшов із синхронізму.

9.6.5 У разі порушенні стійкості окремих частин енергосистеми асинхронний режим має ліквідуватися АЛАР через відділення цих частин від основної мережі в точках встановлення пристроїв АЛАР.

9.6.6 У разі відмови або відсутності пристроїв АЛАР черговий персонал електростанцій та підстанцій самостійно (через 1–2 хвилини) виконує розділення енергосистеми відповідно до інструкцій плану захисту енергосистеми.

9.6.7 Ділення енергосистеми під час асинхронного режиму здійснюється з урахуванням необхідності збереження після ділення в окремих частинах мінімальних небалансів потужності.

9.6.8 Ліквідація асинхронного режиму в енергосистемі засобами ПА та порядок дій оперативного персоналу у разі відмови такої автоматики мають бути визначені Планом захисту.

Планом захисту також мають бути визначені дії оперативного персоналу у разі виникнення синхронних коливань в енергосистемі.

9.7 Відновлення режиму роботи енергосистеми в процесі ліквідації технологічних порушень

9.7.1 План захисту має містити заходи щодо відновлення режиму роботи енергосистеми після настання технологічних порушень, передбачених **пунктами 9.3-9.6 цього розділу**.

9.7.2 Відновлення режиму роботи енергосистеми після застосування заходів Плану захисту у випадках, передбачених **пунктами 9.3-9.6 цього розділу**, має на меті досягнення такого стану ОЕС України:

- з'єднання частин енергосистеми у разі їх відокремлення АЛАР або в інший спосіб при реалізації заходів з подолання надзвичайної ситуації;
- включення всіх відключених споживачів або зняття обмеження щодо споживання ними електроенергії та потужності;

- досягнення необхідного рівня запасу стійкості енергосистеми;
- відновлення унормованих обсягів резерву з первинного і вторинного регулювання частоти та потужності, а також інших видів допоміжних послуг.

9.7.3 У випадку, якщо для ліквідації технологічного порушення, яке спричинило порушення режиму роботи енергосистеми, запроваджувався режим надзвичайної ситуації в ОЕС України в порядку, передбаченому цим Кодексом, він діє до досягнення стану енергосистеми, визначеного **пунктом 9.7.2 цього розділу**.

9.7.4 Відновлення режиму роботи енергосистеми до стану, визначеного **пунктом 9.7.2 цього розділу**, є підставою для скасування Оператором системи передачі стану надзвичайної ситуації в ОЕС України.

9.8 Відновлення режиму роботи енергосистеми після системної аварії

9.8.1 У разі, якщо реалізація надзвичайних заходів Плану захисту виявилася неефективною, розвиток надзвичайної ситуації може призвести до системної аварії.

9.8.2 Залежно від масштабів аварії може мати місце часткове (місцеве) знеструмлення, коли зупинено роботу лише частини енергосистеми, або повне знеструмлення, коли знеструмлено всю енергосистему. В обох випадках пріоритетними є дії з якнайшвидшого повного відновлення нормального режиму роботи енергосистеми.

9.8.3 Оператор системи передачі має забезпечувати вжиття всіх необхідних заходів, які дозволили б швидко та ефективно відновити роботу енергосистеми в разі часткового чи повного знеструмлення.

9.8.4 Відновлення роботи енергосистеми може бути здійснено за рахунок:

- всіх наявних електростанцій, здатних до пуску із зупиненого стану без зовнішнього електропостачання для подачі живлення в частину енергосистеми України (електростанції пуску після системної аварії);
- всіх наявних електростанцій (енергоблоків), здатних до продовження живлення своїх власних потреб після відключення від електричної мережі;
- всіх наявних електростанцій, здатних до продовження живлення виділеного вузла навантаження;
- елементів системи передачі та систем розподілу, які мають забезпечити синхронізацію окремих частин ОЕС України, та підключення до них вузлів навантаження;
- технічних можливостей суміжних енергосистем;
- наявних засобів телекомунікації та джерел резервного живлення Користувачів електричних систем за визначеним Оператором системи передачі переліком.

9.8.5 Відновлення роботи енергосистеми шляхом використання електропостачання із зовнішнього джерела можна здійснювати лише за наявності розгалужених електричних зв'язків з суміжними енергосистемами та укладених з Операторами цих енергосистем гарантованих угод щодо забезпечення електропостачання в разі знеструмлення.

9.8.6 Рішення щодо відновлення енергосистеми шляхом пусків після системної аварії приймається оперативним персоналом Оператора системи передачі, Операторів системи розподілу та електростанцій самостійно та негайно без будь-яких попередніх умов. Тому цей процес вимагає детального планування заходів відновлення роботи енергосистеми та послідовностей дій, а також існування енергоблоків, здатних до роботи на власне навантаження і до пуску після системної аварії.

9.8.7 Відновлення режиму роботи енергосистеми України після системної аварії має здійснюватися відповідно до Плану відновлення роботи ОЕС України після системної аварії (далі – План відновлення), який є складовою частиною Плану захисту.

9.8.8 План відновлення розробляється Оператором системи передачі, доводиться до всіх визначених ним учасників та підлягає регулярному перегляду та оновленню не рідше ніж один раз на три роки, а також під час:

- введення в експлуатацію нових енергетичних потужностей;
- виведення з експлуатації енергетичних потужностей;
- приєднання нових споживачів до магістральних мереж;
- зміни конфігурації магістральних мереж, що впливає на план відновлення роботи енергосистеми.

9.8.9 План відновлення має передбачати прогностичні найбільш ймовірні варіанти ліквідації системної аварії в ОЕС України, у тому числі на тлі негативного впливу явищ природного та техногенного характеру.

9.8.10 Відновлення роботи ОЕС України має бути гнучким і передбачати альтернативні шляхи ліквідації системної аварії, а також обов'язкове резервування (дублювання) обладнання, що задіяне у ліквідації системної аварії.

9.8.11 Шляхи відновлення після аварії визначаються відповідно до таких критеріїв:

- мають існувати не менше ніж два шляхи відновлення з двох незалежних джерел для кожного об'єкта;
- пропускна спроможність шляху відновлення має забезпечувати мінімальну потужність, необхідну для відновлення роботи об'єкта;
- не має виникати ніякого самозбудження синхронних енергоблоків у разі включення розвантаженої магістральної лінії;
- не має виникати ніяких небезпечних збільшень рівнів напруги у вузлах під час визначення шляхів відновлення;
- релейні захисти мають мати необхідну чутливість;
- має бути забезпечений належний резерв енергетичної потужності для підтримування частоти в енергосистемі в припустимих межах;
- має забезпечуватися необхідне балансування навантаження.

9.8.12 Оператор системи передачі має встановити порядок отримання інформації від суб'єктів електроенергетики, включених до Плану відновлення, щодо оперативного та технічного стану генеруючих потужностей, елементів електричних мереж та засобів телекомунікації, які беруть участь у відновленні режиму роботи енергосистеми.

9.8.13 План відновлення роботи енергосистеми має містити:

- можливі варіанти відновлення за допомогою: електростанцій, здатних до пуску із зупиненого стану без зовнішнього електропостачання для подачі живлення в енергосистему (електростанції пуску після системної аварії); електростанцій (енергоблоків), здатних до продовження живлення своїх власних потреб після відключення від електричної мережі; електростанцій, здатних до продовження живлення виділеного вузла навантаження; суміжних енергосистем;
- вимоги щодо балансування навантаження з метою підтримання відповідних рівнів напруги та частоти в кожному окремому вузлу енергосистеми;
- вимоги щодо забезпечення необхідної чутливості релейного захисту елементів мережі, які беруть участь у відновленні;
- вимоги до засобів телекомунікації;
- вимоги до диспетчерських центрів та підстанцій щодо їх забезпечення автономними резервними джерелами електропостачання з визначенням мінімального часу забезпечення безперервної роботи цих об'єктів від автономних джерел;
- вказівки щодо дій персоналу у разі часткової або повної втрати зв'язку.

9.8.14 Усі варіанти відновлення режиму роботи енергосистеми, що складають План відновлення, з основними параметрами роботи за цими варіантами попередньо

опрацьовуються в деталях між Оператором системи передачі і відповідними сторонами, які беруть участь в його здійсненні.

9.8.15 Оператор системи передачі та кожен з суб'єктів, що беруть участь у відновленні режиму роботи енергосистеми, мають складати відповідні місцеві плани дій та/або об'єктові інструкції, які визначають координацію дій власного оперативного персоналу з оперативним персоналом інших суб'єктів, які беруть участь у цьому процесі, та послідовність дій з відновлення на підпорядкованих об'єктах.

9.8.16 Місцевий план дій має містити окремі вказівки щодо відновлення режиму роботи енергосистеми в умовах відсутності зв'язку з Оператором системи передачі.

9.8.17 У разі внесення Оператором системи передачі змін до Плану відновлення кожен з суб'єктів, що беруть участь у відновленні режиму роботи енергосистеми має привести у відповідність до цих змін місцеві плани та/або об'єктові інструкції у термін, встановлений Оператором системи передачі.

9.8.18 План відновлення роботи енергосистеми є конфіденційним документом, тому Оператор системи передачі визначає режим доступу до Плану відновлення або його частин Користувачів електричних систем з урахуванням їх участі у відновленні режиму роботи енергосистеми.

Користувачі електричних систем не можуть відмовити Оператору системи передачі в наданні інформації, необхідної для розробки Плану відновлення, з міркувань конфіденційності інформації.

9.8.19 Оператор системи передачі на підставі проектних рішень складає перелік наявних електростанцій, здатних до пуску із зупиненого стану без зовнішнього електропостачання.

Ці станції мають підтримувати здатність до пуску із зупиненого стану без зовнішнього електропостачання, а у разі включення таких станцій до Плану відновлення мають надавати допоміжну послугу із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій відповідно до діючих нормативно-технічних документів.

9.8.20 Користувачі електричних систем мають в найкоротший термін повідомляти Оператора системи передачі про аварійні режими, настання явищ незворотної та непереборної сили, які можуть призвести до надзвичайної ситуації, наслідком якої може бути системна аварія.

У разі наявності у Оператора системи передачі інформації, яка свідчить про настання системної аварії він має задіяти План відновлення та оформити настання аварії відповідним чином з фіксацією в оперативних документах із зазначенням основних причин, часу настання та орієнтовного терміну дії системної аварії та передати інформацію для відповідного реагування суб'єктам централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України.

9.8.21 Впровадження Плану відновлення здійснюється за розпорядженням Оператора системи передачі.

9.8.22 Користувачі електричних систем, що отримали таке розпорядження, мають діяти відповідно до місцевого плану та/або об'єктової інструкції.

У разі повного знеструмлення обладнання та за відсутності зв'язку Оператор системи передачі та Користувачі електричних систем, які задіяні у відновленні режиму роботи енергосистеми, мають діяти відповідно до місцевого плану та/або об'єктової інструкції.

9.8.23 У разі, якщо за оцінкою Оператора системи передачі ситуація потребує дій, що не передбачені Планом відновлення, Оператор системи передачі має право вносити зміни в порядок та послідовність дій при відновленні режиму роботи енергосистеми та надати відповідні розпорядження Користувачам електричних систем, які задіяні у цьому процесі.

9.8.24 Оператор системи передачі завершує роботу за Планом відновлення після заживлення власних потреб всіх електростанцій та включення генераторів більшості електростанцій на синхронну роботу в ОЕС України та оформлює таке завершення відповідним записом в оперативній документації.

9.8.25 Подальша робота з ліквідації наслідків технологічного порушення, що призвело до системної аварії, здійснюється відповідно до Плану захисту та досягнення критеріїв, визначених у пункті 9.7.2 цього розділу.

9.8.26 Участь Користувачів електричних систем у відновленні режиму роботи енергосистеми після системної аварії здійснюється на засадах надання допоміжних послуг відповідно до вимог цього Кодексу та Правил ринку допоміжних послуг.

Розділ 10 НАДАННЯ/ВИКОРИСТАННЯ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ ОПЕРАТОРУ/ОПЕРАТОРОМ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ

10.1 Мета надання/використання допоміжних послуг

10.1.1 Допоміжні послуги надаються Постачальниками допоміжних послуг та придбаваються/використовуються Оператором системи передачі з метою забезпечення сталої та надійної роботи ОЕС України, дотримання операційної безпеки енергосистеми та якості електричної енергії відповідно до встановлених стандартів.

10.1.2 Ринок допоміжних послуг функціонує у складі ринку електричної енергії України. Учасниками ринку допоміжних послуг є:

- Оператор системи передачі, який купує та/або використовує допоміжні послуги;
- Постачальники допоміжних послуг, які пропонують та/або надають допоміжні послуги.

Види допоміжних послуг та вимоги до учасників ринку щодо надання допоміжних послуг визначаються Правилами ринку допоміжних послуг (далі – Правила ринку).

10.1.3 На ринку допоміжних послуг вони надаються/використовуються для забезпечення:

- регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України, а саме: забезпечення резервів підтримки частоти (первинне регулювання), резервів відновлення частоти (вторинне регулювання), резервів заміщення (третинне регулювання), відповідно до положень розділу 7 та розділу 8 цього Кодексу;
- підтримання параметрів надійності та якості електричної енергії в ОЕС України – регулювання напруги та реактивної потужності відповідно до положень розділу 7 цього Кодексу;
- відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій відповідно до положень розділу 9 цього Кодексу.

10.1.4 Якщо в процесі функціонування ринку електричної енергії Правилами ринку встановлюються інші допоміжні послуги для забезпечення регулювання частоти та активної потужності, підтримання балансу потужності та енергії в ОЕС України та підтримання параметрів надійності та якості електричної енергії в ОЕС України, Оператор системи передачі вносить відповідні доповнення до переліку допоміжних послуг в порядку, визначеному розділом 15 цього Кодексу.

10.2 Характеристики та порядок надання/використання допоміжних послуг

10.2.1 Будь-яка допоміжна послуга, яка надається та використовується на ринку допоміжних послуг, є технологічним продуктом і має бути:

- ідентифікованою за технічними параметрами;

- вимірюваною в режимі реального часу та за обсягом надання/використання.

10.2.2 Допоміжні послуги надаються/використовуються на договірних засадах на підставі двосторонніх договорів між Оператором системи передачі та Постачальниками допоміжних послуг, укладених на основі типових договорів, затверджених Регулятором.

Укладення зазначеного договору ініціює Оператор системи передачі після попереднього узгодження з Постачальником видів та обсягів допоміжних послуг, які той зобов'язується пропонувати та надавати у відповідні проміжки часу.

10.2.3 Виробники електричної енергії та інші учасники ринку допоміжних послуг зобов'язані пропонувати та надавати допоміжні послуги Оператору системи передачі у випадках та у порядку, визначених Правилами ринку.

10.2.4 Постачальник допоміжних послуг має відповідати встановленим Правилами ринку вимогам щодо надання допоміжних послуг та бути зареєстрованим у Оператора системи передачі за видами допоміжних послуг в порядку, визначеному цими Правилами.

10.2.5 Укладення договору про надання допоміжних послуг є обов'язковою умовою надання Користувачу доступу до системи передачі.

Не укладення договору відповідно до вимог цього Кодексу є правопорушенням на ринку електричної енергії.

10.2.6 Учасники ринку допоміжних послуг мають зберігати усі дані щодо укладених двосторонніх договорів з надання/придбання допоміжних послуг протягом не менше п'яти років.

Такі дані мають містити інформацію про умови договорів, зокрема: строк дії, умови купівлі-продажу та розрахунків, строки постачання, обсяги та ціни, реквізити сторін, враховуючи відповідну інформацію за договорами, виконання зобов'язань за якими не завершено.

10.2.7 Допоміжні послуги придбаються Оператором системи передачі на конкурентних засадах.

10.2.8 Обсяги резерву активної потужності енергоблоків, а також обсяги інших видів допоміжних послуг визначаються Оператором системи передачі за результатами оцінювання безпеки енергосистеми та безпеки постачання електричної енергії на відповідний період для всіх прогнозованих режимів згідно з порядком, встановленим **у розділі 6 цього Кодексу**.

10.2.9 У разі, якщо обсяг запропонованої Постачальниками допоміжної послуги менший, ніж потреба Оператора системи передачі у цій послугі, або якщо допоміжна послуга надається Постачальниками допоміжних послуг, частка яких на ринку цих послуг або окремої частини ОЕС України з наявними системними обмеженнями перевищує встановлену Регулятором величину, Оператор системи передачі має право звертатися до Регулятора з пропозиціями щодо врегулювання цих питань.

10.2.10 Оператор системи передачі надає Адміністратору розрахунків інформацію щодо обсягів та цін придбаних ним допоміжних послуг, а також щодо фактично наданих допоміжних послуг, для розрахунку відповідних платежів.

Інформація щодо обсягів та вартості придбаних допоміжних послуг підлягає оприлюдненню Оператором системи передачі у порядку, визначеному Правилами ринку.

10.3 Вимоги до електроенергетичного обладнання Постачальника допоміжних послуг, необхідні для забезпечення належного надання відповідних допоміжних послуг

10.3.1 Постачальник допоміжних послуг має забезпечити технічний стан та характеристики електроенергетичного обладнання (чутливість датчиків, швидкодія виконавчих механізмів, діапазон регулювання, тривалість надання послуги, можливість участі у відновленні функціонування ОЕС України після системних аварій тощо) у межах,

визначених заводською документацією на це обладнання (з урахуванням терміну експлуатації) та підтверджених відповідним його випробуванням.

10.3.2 Електроенергетичне обладнання Постачальника допоміжних послуг має бути обладнане засобами автоматичного контролю та фіксації параметрів кожної допоміжної послуги, а також передачі цих даних Оператору системи передачі в режимі реального часу.

10.3.3 Технічні вимоги до електроенергетичного обладнання Постачальника допоміжних послуг з кожного виду послуг формуються Оператором системи передачі на основі відповідних вимог **розділу 3 цього Кодексу**.

10.3.4 Електроенергетичне обладнання Постачальника допоміжних послуг має відповідати технічним вимогам Оператора системи передачі, що в обов'язковому порядку має бути підтверджено відповідними випробуваннями.

Вимоги щодо проведення випробувань та порядок їх проведення викладено **у розділі 4 цього Кодексу**.

10.3.5 Зміни режиму роботи генеруючого обладнання для потреб регулювання напруги та реактивної потужності здійснюються Оператором системи передачі на засадах Правил ринку.

10.3.6 Регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК включає також послугу з використанням генеруючого обладнання Виробників електричної енергії, на якому протягом періоду надання цієї послуги не виробляється активна електрична енергія.

10.3.7 Інформація про вимоги до Постачальників допоміжних послуг має бути оприлюднена Оператором системи передачі на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет.

10.4 Порядок відбору Постачальників допоміжних послуг

10.4.1 На підставі переліку допоміжних послуг, визначеного Правилами ринку, що мають в обов'язковому порядку пропонуватись та надаватись на ринку допоміжних послуг, Оператор системи передачі визначає розрахункові прогнозні потреби ОЕС України у кожному виді допоміжної послуги на відповідний термін (доба, тиждень, місяць, сезон, рік).

10.4.2 Оператор системи передачі надає Постачальникам допоміжних послуг, з якими укладені відповідні договори, та які зареєстровані у нього в установленому порядку, інформацію про потреби у послугах, їх обсягах та термінах придбання/надання по кожному виду допоміжних послуг.

10.4.3 Оператор системи передачі здійснює відбір Постачальників допоміжних послуг за кожним видом послуг виключно за технологічними критеріями.

10.4.4 Інформація про короткострокові потреби у допоміжних послугах (доба, тиждень) має надаватися не пізніше, ніж за одну добу до моменту їх придбання/надання засобами зв'язку органів централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

10.4.5 Постачальники допоміжних послуг готують пропозиції (заявки) щодо їх надання на наступну добу у погодинному розрізі та направляють Оператору системи передачі у визначені ним терміни вищезазначеними засобами зв'язку.

10.4.6 Оператор системи передачі акцептує отримані пропозиції (заявки) та на їх основі розробляє погодинний графік придбання/надання допоміжних послуг на наступну добу у складі графіку покриття навантаження ОЕС України та доводить його до Постачальників допоміжних послуг у встановленому порядку.

10.4.7 Інформація про довгострокові потреби у допоміжних послугах (місяць, сезон, рік) та пропозиції (заявки) Постачальників щодо їх надання мають надаватися у терміни та засобами зв'язку, які Оператор системи передачі та Постачальники допоміжних послуг узгоджують між собою у кожному конкретному випадку.

10.4.8 Інформація про довгострокові потреби ОЕС України у допоміжних послугах (місяць, сезон, рік), їхніх обсягах та термінах придбання/надання має оприлюднюватися Оператором системи передачі на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет.

10.5 Контроль за виконанням Постачальниками допоміжних послуг своїх обов'язків та перевірка роботи їх електроустановок

10.5.1 Оператор системи передачі має здійснювати на постійній основі моніторинг роботи електроустановок постачальників допоміжних послуг відповідно до порядку, встановленого Правилами ринку, з метою оцінювання якості надання цих послуг в процесі експлуатації обладнання.

Оцінювання якості надання допоміжних послуг здійснюється на підставі відповідних Правил, які розробляються Оператором системи передачі та затверджуються Регулятором.

10.5.2 Правила оцінювання якості надання допоміжних послуг, зокрема, мають містити:

- перелік параметрів, що відслідковуються в процесі моніторингу для кожного виду допоміжних послуг;
- вимоги до засобів вимірювання;
- вимоги до збору, обробки, передачі та зберігання даних;
- методи обробки даних вимірювання (моніторингу) з метою оцінювання якості надання допоміжних послуг.

Правила також визначають підстави для призначення Оператором системи передачі позапланового випробування обладнання Постачальників допоміжних послуг за даними моніторингу.

10.5.3 Постачальники допоміжних послуг мають відповідно до визначеного Оператором системи передачі графіка привести у відповідність до вимог Правил оцінювання якості надання допоміжних послуг свої засоби здійснення моніторингу та забезпечити їх постійне функціонування. Наявність у Користувача електричних мереж засобів моніторингу надання допоміжних послуг є основною вимогою щодо отримання ним статусу Постачальника допоміжних послуг.

10.5.4 Випробування електроустановок постачальників допоміжних послуг проводиться, як правило, після проведення капітального ремонту або реконструкції чи модернізації обладнання, якщо Оператор системи передачі не встановлює іншого регламенту, керуючись положеннями цього Кодексу та Правил оцінювання якості надання допоміжних послуг.

10.5.5 У разі, якщо Постачальник допоміжних послуг необґрунтовано не дотримується договірних зобов'язань щодо видів та обсягів допоміжних послуг, Оператор системи передачі повинен вжити заходів, які є у його компетенції, для усунення цих порушень та інформувати про це орган виконавчої влади, що реалізує державну політику з нагляду (контролю) у сфері електроенергетики з метою здійснення відповідної перевірки такого Постачальника та, при необхідності, ініціює проведення Постачальником позачергових випробувань його обладнання.

10.5.6 Постачальники допоміжних послуг зобов'язані надавати на запит Оператора системи передачі інформацію, необхідну для перевірки оперативно-диспетчерських рішень та поведінки під час подання ними відповідних заявок (пропозицій), а також іншу інформацію, яка має безпосереднє відношення до виконання договірних зобов'язань на ринку допоміжних послуг, а також проводити випробування своїх електроустановок (чергового та позачергового) відповідно до вимог цього Кодексу.

10.6 Взаємодія Оператора системи передачі та Постачальників допоміжних послуг

10.6.1 Оперативно-технологічна взаємодія Оператора системи передачі та Постачальників допоміжних послуг здійснюється відповідним оперативним персоналом та технічними засобами, передбаченими цим Кодексом для організації та реалізації функції централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління в ОЕС України.

10.6.2 Адміністративна взаємодія Оператора системи передачі та Постачальників допоміжних послуг здійснюється на загальних принципах взаємодії суб'єктів ринку електричної енергії.

Розділ 11 УМОВИ ТА ПРАВИЛА НАДАННЯ ПРІОРИТЕТІВ ОБ'ЄКТАМ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ, ЩО ВИКОРИСТОВУЮТЬ ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

11.1 Загальні положення

11.1.1 Умови та правила надання пріоритетів об'єктам електроенергетики, що використовують відновлювальні джерела енергії (далі – пріоритети), поширюються на електроустановки, які для виробництва електричної енергії використовують енергію сонця, вітру, геотермальну, хвиль та припливів, гідравлічну (лише для мікро-, міні- та малих ГЕС), біомаси, газу з органічних відходів, газу каналізаційно-очисних станцій, біогазів.

11.1.2 До пріоритетів, які надаються енергоустановкам об'єктів електроенергетики, **зазначеним у пункті 11.1.1 цього розділу**, відносяться:

- включення до диспетчерського графіка навантаження на наступну добу усіх заявлених генеруючих потужностей;
- першочергове навантаження генеруючих потужностей при реалізації диспетчерського графіка навантаження;
- відтермінування, наскільки це можливо за умов забезпечення операційної безпеки мережі, розвантаження або відключення генеруючих потужностей.

11.1.3 Пріоритети надаються Оператором системи передачі та Операторами систем розподілу, до електричних мереж яких приєднані вищезазначені електроустановки, та які знаходяться в оперативному підпорядкуванні відповідного рівня диспетчерського управління.

11.1.4 Пріоритети не надаються у випадках:

- порушень операційної безпеки мережі, настання аварійних або надзвичайних ситуацій, якщо заходи, необхідні для нормалізації режиму роботи ОЕС України, передбачають неповне навантаження, розвантаження або відключення цих електроустановок;
- порушення суб'єктами електроенергетики, які експлуатують відповідні електроустановки, умов надання пріоритетів.

У разі застосування заходів з неповного навантаження, розвантаження або відключення електроустановок об'єктів електроенергетики, що використовують відновлювальні джерела енергії, вони мають проводитись на недискримінаційній пропорційній основі, якщо інше не обумовлюється конкретними режимними обставинами.

11.1.5 У випадку обмежень виробництва електричної енергії з відновлювальних джерел енергії з метою забезпечення операційної безпеки мережі та безпеки електропостачання, Оператор системи передачі або Оператор системи розподілу мають надавати Регулятору інформацію щодо таких обмежень із зазначенням заходів, які вони планують здійснити для запобігання таких обмежень.

11.2 Умови надання пріоритетів

11.2.1 Пріоритети надаються суб'єктам електроенергетики, які експлуатують відповідні енергогенеруючі потужності, при виконанні ними наступних умов:

- електроустановки об'єктів електроенергетики, що використовують відновлювальні джерела енергії, приєднані до системи передачі або системи розподілу у відповідності з технічними умовами, виданими відповідним Оператором;

- технологічне обладнання засобів диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, регулювання видачі активної та реактивної потужності, пристрої релейного захисту і автоматики та протиаварійної автоматики функціонують у повному обсязі, визначеному технічними умовами на приєднання електроустановок до електричних мереж та проектною документацією на ці установки, та експлуатуються згідно з вимогами цього Кодексу та відповідних нормативно-технічних документів.

11.2.2 Електроустановки об'єктів електроенергетики, що використовують відновлювальні джерела енергії, сумарною встановленою потужністю 200 МВт і вище мають приєднуватися до електричних мереж з дотриманням критерію надійності роботи мережі (N-1).

11.3 Положення щодо надання пріоритетів

11.3.1 При плануванні диспетчерського графіка навантаження ОЕС України на наступну добу Оператор системи передачі приймає та акцептує усі заявлені обсяги генеруючих потужностей, що використовують відновлювальні джерела енергії.

11.3.2 При реалізації диспетчерського графіка навантаження Оператор системи передачі забезпечує першочергове навантаження зазначених генеруючих потужностей.

11.3.3 Оперативний персонал об'єктів електроенергетики, що використовують відновлювальні джерела енергії, має завчасно, наскільки це можливо, інформувати персонал відповідного Оператора про прогнозовані зміни до поточного диспетчерського графіка навантаження, викликані погодними умовами та/або іншими факторами, які впливають на зміну навантаження електроустановок.

11.3.4 Перевищення величини генеруючої потужності понад заявлених обсягів допускається лише за умов дотримання параметрів операційної безпеки мережі за погодженням з Оператором системи передачі.

11.3.5 У разі порушень операційної безпеки мережі, настання аварійних або надзвичайних ситуацій в ОЕС України та необхідності застосування заходів з обмеження виробництва електричної енергії з відновлювальних джерел енергії Оператор системи передачі інформує оперативний персонал відповідних об'єктів електроенергетики, надає їм команди на зниження навантаження, а також приступає до розвантаження або відключення електроустановок, приєднаних до системи передачі, засобами, які знаходяться в його оперативному управлінні.

Розділ 12 ІНФОРМАЦІЙНО-ТЕХНОЛОГІЧНА СИСТЕМА ТА ОБМІН ІНФОРМАЦІЄЮ

12.1 Загальні принципи та вимоги до побудови інформаційно-технологічної системи управління

12.1.1 Інформаційно-технологічне забезпечення Оператора системи передачі та інших суб'єктів оперативно-технологічного управління ОЕС України має забезпечити стійку та надійну роботу енергосистеми та ефективне функціонування ринку електричної енергії України.

12.1.2 Інформаційно-технологічна система управління ОЕС України має відповідати таким основним принципам організації й побудови:

- збір нормованих обсягів первинних контрольованих параметрів з багатоцільовим їх використанням;
- дублювання збору особливо відповідальних параметрів;
- організація пунктів первинного збору, оброблення та зберігання інформації;
- взаємодія систем автоматичного регулювання процесів у нормальних і аварійних режимах в енергосистемі з автоматизованим оперативно-технологічним і комерційним керуванням (з урахуванням людського фактору під час керування);
- побудова системи оброблення телеметричної інформації (телеінформації) з автоматичним формуванням математичної моделі, адекватної поточному стану електроенергетичної системи;
- включення повного набору розрахункових модулів, що забезпечують виконання розрахунків усіх технологічних завдань, у тому числі й оптимізаційного характеру, з різним ступенем деталізації розрахункових схем;
- забезпечення автоматичного синтезу та насичення параметрами розрахункової схеми електричної мережі під час проведення розрахунків «на добу наперед»;
- організація роботи енергосистеми з урахуванням системних обмежень та обмежень щодо режиму роботи генеруючого обладнання.

12.1.3 Інформаційні системи, що функціонують у складі інтегрованої системи управління ОЕС України, мають різні призначення, структуру, склад апаратного та програмного забезпечення, але всі вони мають реалізовуватися з урахуванням таких загальних вимог:

- висока надійність функціонування систем;
- масштабованість системи, що дозволяє розвивати її в разі збільшення обсягів оброблюваних даних та/або в разі розширення кола розв'язуваних завдань;
- висока швидкодія системи, що забезпечує прийнятний час реакції на фоні оброблення великих обсягів даних;
- наявність потужної комунікаційної інфраструктури, що зв'язує суб'єкти ОЕС України;
- забезпечення функціонування розподілених та інтегрованих баз даних;
- ведення загальних довідників з використанням єдиної системи ідентифікації суб'єктів ОЕС України та об'єктів її технологічної інфраструктури, класифікатора енергетичних підприємств і організацій, загальноукраїнського класифікатора підприємств та організацій тощо;
- захист від несанкціонованого доступу і забезпечення інформаційної безпеки передачі та зберігання даних, включаючи повний антивірусний захист.

12.1.4 До складу інформаційно-технологічної системи управління Оператора системи передачі входять окремі системи формування, обробки, передачі та відображення даних:

- автоматизована система диспетчерського управління (далі – АСДУ);
- автоматизована система управління технологічним процесом (далі – АСУ ТП) енергооб'єкта;
- система моніторингу та контролю параметрів роботи ОЕС України;
- система прогнозування та оперативного планування режиму роботи ОЕС України;
- автоматизована інформаційна система щодо складу та стану основного високовольтного обладнання та пристроїв захисту, автоматики, управління, вимірювань та обліку електричної енергії системи передачі;
- автоматизована інформаційна система поточних метеорологічних даних та прогнозів.

12.1.5 Ефективне функціонування ринку електричної енергії України має забезпечуватися, відповідно до Правил ринку, створенням та розвитком таких, але не виключно, систем:

- комерційного обліку електричної енергії;
- розподілу пропускної спроможності міждержавних електричних мереж;
- планування роботи ОЕС України на добу постачання;
- купівлі-продажу допоміжних послуг;
- адміністрування та здійснення розрахунків між учасниками ринку.

12.1.6 Власники складових частин системи формування, обробки, передачі та відображення даних, побудованої за багаторівневим та ієрархічним принципами, повинні забезпечити їх стале функціонування та розвиток.

12.1.7 Функціонування системи формування, обробки, передачі та відображення даних передбачає регламентований обмін інформацією (обов'язок передавати та право отримувати необхідну інформацію).

12.1.8 Суб'єкти ринку електричної енергії повинні забезпечити доступ громадськості до інформації та/або її оприлюднення в обсягах, визначених Законом України «Про ринок електричної енергії України», уповноваженими центральними органами виконавчої влади, Регулятором, Правилами ринку та цим Кодексом.

12.1.9 Інформація, обмін якою здійснюється в процесі функціонування ОЕС України та ринку електричної енергії, та яка формує відповідні бази даних має бути достовірною, повною, актуальною, безперервною, доступною для використання усіма заінтересованими сторонами, а також захищеною від несанкціонованого доступу.

12.1.10 Достовірність інформації досягається використанням первинних датчиків, що забезпечують нормований клас точності її отримання, та застосуванням методів і технологій обробки та передачі інформації, які забезпечують незмінність даних в процесі їх відображення та зберігання.

12.1.11 Інформація є повною, якщо вона забезпечує можливість реалізації покладеного на систему технологічного завдання та створює можливості для контролю і відновлення первинних даних у разі їх втрати.

12.1.12 Актуальність і безперервність інформації забезпечуються належним рівнем відповідності інформації вимогам поточного часу, періодичністю зняття інформації та послідовністю її передачі, а також обробки інформації для виконання кінцевого завдання.

12.1.13 Створення інформаційних систем має передбачати спроможність їх подальшого розвитку в разі збільшення обсягів даних, які обробляються, та/або в разі розширення кола розв'язуваних завдань.

12.2 Загальні вимоги щодо формування телекомунікаційних мереж технологічного зв'язку та обміну інформацією

12.2.1 Оператор та Користувачі системи передачі зобов'язані створювати власні телекомунікаційні мережі з урахуванням таких вимог:

- забезпечення взаємного резервування напрямків, трактів і каналів зв'язку шляхом надання один одному цих напрямків, трактів і каналів для технологічного та диспетчерського зв'язку;

- забезпечення взаємного резервування напрямків, трактів і каналів зв'язку шляхом надання один одному каналів технологічного та диспетчерського зв'язку на період проведення спеціальних робіт на власних каналах, які потребують їхнього закриття, а також у разі аварійних чи надзвичайних ситуацій;

- забезпечення максимально можливої уніфікації та єдності мереж телекомунікації між собою;

- інформування один одного щодо напрямків розвитку власних телекомунікаційних мереж та погодження проектів і планів реконструкції або технічного переоснащення в порядку, встановленому відповідними нормативно-технічними документами;

- надання дозволу один одному, на договірних засадах, установлювати обладнання на власних об'єктах з метою організацій транзитного зв'язку та забезпечення безперешкодного доступу персоналу для проведення технічного обслуговування цього обладнання.

Будівництво, реконструкція і технічне переоснащення телекомунікаційних мереж не мають призводити до зниження надійності та якості зв'язку.

12.2.2 Оператор і Користувачі системи передачі зобов'язані створювати на своїх об'єктах системи збору та передачі інформації, що призначені для:

- здійснення перспективного та оперативного планування;
- виконання розрахунків планових режимів та їх оперативної корекції;
- оперативно-диспетчерського контролю та управління режимом роботи енергосистеми, у тому числі автоматизованої системи централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління Оператора системи передачі;
- системної автоматики та релейного захисту;
- складання оперативно-диспетчерської звітності;
- виконання завдань організаційно-економічного управління.

12.2.3 До складу технічних засобів збору та передачі інформації мають, зокрема, входити:

- вимірювальні перетворювачі електричних і неелектричних величин;
- сигнальні та виконавчі пристрої;
- апаратура та пристрої передачі телеінформації, у тому числі телевимірювань, телесигналізації, телеуправління, телерегулювання і протиаварійної автоматики;
- сервери, що використовуються для збору, передачі інформації та її зберігання.

12.2.4 Канали зв'язку, які використовуються в системах збору та передачі інформації на всіх рівнях централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України, утворюють відомчу телекомунікаційну мережу центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування державної політики в електроенергетичному комплексі.

12.2.5 У відомчу телекомунікаційну мережу входять магістральні кабельні та радіорелейні лінії, багатоканальні системи височастотного зв'язку по фазних проводах і тросах ліній електропередачі, орендовані канали загальнодержавної та відомчих мереж зв'язку, місцеві провідні лінії та засоби радіозв'язку.

12.2.6 Визначення обсягів інформації, необхідних для управління енергетичними об'єктами і вибір технічних засобів передачі здійснюються Оператором системи передачі з урахуванням:

- значення енергооб'єкта в енергетичній системі;
- обсягу автоматизації енергооб'єкта;
- структури диспетчерського та виробничо-господарського управління;
- вимог з боку автоматизованих і автоматичних систем управління.

12.2.7 Засоби зв'язку вибираються Оператором системи передачі виходячи із забезпечення енергетичних об'єктів необхідними каналами телефонного зв'язку для потреб диспетчерського та виробничо-господарського управління, а також каналами телемеханіки, передачі даних, системної автоматики і релейного захисту.

Ці засоби зв'язку мають відповідати мінімальним вимогам до засобів технологічного та диспетчерського зв'язку на об'єктах ОЕС України, встановленим відповідними нормативно-технічними документами, перелік яких оприлюднюється Оператором системи передачі, як Адміністратором Кодексу, на його офіційному веб-сайті в мережі Інтернет.

12.2.8 Для голосового зв'язку, у частині процесів експлуатації системи та контролю за нею, передбачається використання таких телекомунікаційних засобів:

- звичайний голосовий зв'язок (у нормальних умовах експлуатації енергосистеми) – лінія спеціального призначення, інша ніж використовується для обміну даними в реальному часі, та/або орендована телекомунікаційна лінія загального користування та/або мобільний телефонний зв'язок;

- екстрений голосовий зв'язок (експлуатація енергосистеми в аварійних умовах та/або в разі часткового чи повного порушення роботи енергосистеми) – лінія спеціального призначення лише для цих цілей, розташована в диспетчерському пункті та/або центрі аварійного управління, орендована лінія загального користування, спеціально призначена для цих цілей, та мобільний телефон спеціального призначення лише для цих цілей.

12.3 Вимоги до систем зв'язку з боку системи управління

12.3.1 Оператор та Користувачі системи передачі повинні забезпечити виконання вимог, які пред'являє до систем зв'язку інформаційно-технологічна система управління ОЕС України, а саме:

- забезпечення високої надійності мережі передачі даних;
- забезпечення високої пропускної здатності;
- організація корпоративної цифрової системи зв'язку;
- забезпечення інтегрованого використання високошвидкісних каналів для передачі мови, телеінформації, даних автоматизованої системи обліку електроенергії та комерційної інформації, оперативно-технологічної інформації АСДУ Оператора системи передачі.

12.3.2 Висока надійність мережі передачі даних системами зв'язку має відповідати таким вимогам:

- забезпечення коефіцієнта готовності та часу відновлення роботоздатності мережі згідно з нормами, встановленими відповідними нормативними документами;
- забезпечення усталеної роботи мережі в разі виникнення збоїв за рахунок резервування каналів зв'язку (у тому числі резервування орендованих каналів супутниковими сегментами);
- дублювання основного устаткування тощо.

12.3.3 Забезпечення високої пропускної здатності систем зв'язку має здійснюватися за рахунок:

- використання сучасних комунікаційних технологій;
- оренди міжміських цифрових каналів зв'язку;
- організації оптоволоконного зв'язку між Оператором та Користувачами системи передачі з однієї сторони, та міжміськими телефонними станціями – з іншої;
- виділених телефонних каналів для передачі даних між энергооб'єктами шляхом модернізації існуючих високочастотних каналів по лініях електропередачі, радіоканалах, транкінговій радіомережі та відомчих оптоволоконних каналах зв'язку тощо.

12.3.4 Оператор та Користувачі системи передачі зобов'язані будувати організацію корпоративної цифрової системи зв'язку, яка має забезпечувати:

- передачу даних у пакетному режимі;
- організацію телефонного та факсимільного зв'язку;
- організацію каналів передачі телемеханічної інформації;

- одночасну передачу даних і голосу;
- вірогідність і цілісність переданої інформації;
- можливість транспортування даних з гарантованою якістю передачі;
- взаємодія з регіональними мережами суб'єктів ринку електричної енергії;
- механізми, які забезпечують пріоритетність трафіку, що гарантує припустимі величини затримки для критичного трафіку;
- наявність механізмів мережної безпеки.

12.4 Відповідальність за функціонування системи інформаційно-технологічного управління

12.4.1 Оператор та Користувачі системи передачі, задіяні в централізованому диспетчерському (оперативно-технологічному) управлінні ОЕС України в реальному часі, є власниками комунікаційної інфраструктури, що використовується для цих потреб і несуть відповідальність за експлуатацію, технічне обслуговування та модернізацію її засобів.

У разі технічного обслуговування та/або модернізації цих засобів ступінь їх загального резервування та надійності не повинен зменшуватися.

12.4.2 Користувачі системи передачі, які прийняли на баланс програмно-технічні комплекси та засоби зв'язку і передачі даних, що входять до складу інформаційно-технологічної системи управління ОЕС України або ті, що забезпечують її функціонування, несуть адміністративну або матеріальну відповідальність згідно із законодавством України та Правилами ринку за збиток, заподіяний іншому суб'єктові ринку електричної енергії через неправильне функціонування цієї системи, якщо збій у роботі інформаційно-технологічної системи виник з їх вини.

12.5 Основні вимоги до організації систем збору і передачі інформації для диспетчерських пунктів Оператора системи передачі

12.5.1 Оператор системи передачі повинен створювати на своєму центральному диспетчерському пункті та диспетчерських пунктах своїх підрозділів (регіональних електроенергетичних систем) системи збору та передачі інформації на основі вимог, встановлених відповідними нормативно-технічними документами, виходячи із прийнятого на даний період складу завдань АСДУ енергосистемою і функцій диспетчерського управління, з урахуванням рівня розвитку засобів збору та передачі інформації та комплексів технічних засобів АСДУ.

12.5.2 Системи збору та передачі телеметричної інформації мають відповідати таким вимогам:

- клас точності багатфункціональних перетворювачів, які використовуються в тракті телеметричної інформації, сумарний час на вимірювання та передачу телеметричної інформації з об'єкта на диспетчерський пункт, а також імовірність появи похибки телеметричної інформації мають відповідати нормам і вимогам, установленим чинними нормативними документами з питань загальних технічних умов для комплексів та пристроїв телемеханіки;

- протокол передавання телеметричної інформації має відповідати рекомендаціям Міжнародної електротехнічної комісії;

- усі телевимірювання та телесигнали мають передаватися з позначками часу.

12.5.3 З об'єктів безпосереднього оперативного управління диспетчера Оператора системи передачі або диспетчерів його регіональних електроенергетичних систем телеметрична інформація може передаватися одночасно у двох напрямках з використанням одного передавального комплексу телемеханіки.

12.5.4 Для ретрансляції телеметричної інформації з диспетчерського пункту нижчого рівня на диспетчерський пункт вищого рівня, а також у зворотному напрямку та між диспетчерськими пунктами одного рівня, якщо це доцільно з техніко-економічних обґрунтувань, необхідно застосовувати пристрої телемеханіки для кожного рівня.

Число пунктів ретрансляції телеметричної інформації, як правило, має бути не більше одного.

12.5.5 Оператор та Користувачі системи передачі повинні передбачати на своїх диспетчерських пунктах управління автоматичне введення в оперативно-інформаційні комплекси телеметричної інформації від пристроїв телемеханіки та виведення інформації з оперативно-інформаційних комплексів на пристрої відображення, а також установлювати систему гарантованого електроживлення пристроїв телемеханіки та зв'язку.

12.5.6 Передавання великих потоків телеметричної інформації здійснюється двома незалежними каналами зв'язку.

12.5.7 Телеметрична інформація для АСДУ визначається Оператором системи передачі в обсязі, необхідному для виконання таких комплексів завдань:

- перспективного та оперативного планування режимів роботи енергосистеми;
- оперативно-диспетчерського контролю та управління з можливістю оперативної корекції сталого режиму;
- автоматичного регулювання частоти, потужності та напруги у вузлах енергосистеми;
- обліку електроенергії та аналізу роботи енергосистеми.

12.5.8 Кожен Користувач системи передачі, а також постачальник послуг з балансування та допоміжних послуг повинен погоджувати з Оператором системи передачі склад та обсяг телеметричної інформації для АСДУ.

12.5.9 Передавання телеметричної інформації на диспетчерські пункти Оператора системи передачі та його регіональних електроенергетичних систем здійснюється, як правило, за допомогою комплексних пристроїв телемеханіки з можливістю подання інформації як безпосередньо від пристроїв телемеханіки, так і від комплексу технічних засобів АСДУ, що перебувають на диспетчерському пункті.

12.5.10 Для оперативно-диспетчерського контролю та управління режимом роботи енергосистеми передбачається телесигналізація та телевимірювання, які передаються, як правило, шляхом ретрансляції з диспетчерських пунктів регіональних електроенергетичних систем, а також безпосередньо з об'єктів, що перебувають в оперативному управлінні диспетчера Оператора системи передачі.

12.5.11 Телеметрична інформація, яку передають з енергооб'єктів і диспетчерських пунктів регіональних електроенергетичних систем на центральний диспетчерський пункт Оператора системи передачі для системи автоматичного регулювання частоти і потужності, має також використовуватися для централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління та контролю.

12.5.12 Засоби телемеханіки на диспетчерських пунктах регіональних електроенергетичних систем призначаються для оперативно-технологічного управління обладнанням енергетичних об'єктів, що перебувають у безпосередньому оперативному управлінні й оперативному віданні диспетчерського персоналу цих енергосистем, а також для контролю за роботою цього обладнання. Ці засоби обслуговуються персоналом енергосистем.

12.5.13 З енергетичного об'єкта, на якому організовується центр протиаварійного керування, за необхідності, передбачається ретрансляція телеінформації на диспетчерський пункт Оператора системи передачі для оперативно-диспетчерського контролю та управління, а також – створення координуючих систем протиаварійної автоматики.

12.6 Вимоги щодо організації обміну інформацією між Оператором системи передачі та Користувачами системи передачі

12.6.1 Оператор системи передачі забезпечує розроблення інструкцій, згідно з якими визначається формат (макет), обсяг і зміст інформації урахуванням використання цієї інформації для кожної з операцій, визначених у **пункті 12.2.2 цього розділу**.

12.6.2 Оператор системи передачі організовує міжрівневий обмін інформацією за допомогою систем збору та передачі даних, побудованих на базі відкритих промислових стандартів і протоколів, що забезпечують:

- безпосередній обмін даними між програмами або обмін через буферні бази даних або через електронну пошту;
- можливість негайного або відстроченого (до заданого моменту часу або до певної події) контролю прийнятих даних, підготовки та автоматичної передачі діагностичних повідомлень про виявлені помилки на адресу відправника;
- перетворення прийнятих даних у формат зберігання (якщо необхідність перетворення формату визначена в описі інформаційного потоку), а також запис у базу даних;
- вибірку даних із бази даних, перетворення даних з формату зберігання у формат передачі (якщо необхідність перетворення оголошена в описі потоку) і організація передачі даних у режимі автоматичного розсилання заданому адресатові або на запит з боку одержувача переданих даних.

12.6.3 Обмін даними оперативного контролю в реальному часі здійснюється з високим пріоритетом і повним резервуванням, з використанням резервованих високонадійних ліній спеціального призначення (це може бути лінія, яка належить енергетичній компанії або відомча телекомунікаційна мережа) між усіма точками обміну даними, з пріоритетом використання більш швидкісних ліній.

12.6.4 Обмін даними оперативного планування щодо графіків і прогнозу мережових обмежень здійснюється з середнім пріоритетом і повним резервуванням, з використанням лінії спеціального призначення з нижчим пріоритетом або як резервні варіанти з використанням електронної пошти та web-сайту.

12.6.5 Обмін іншими даними оперативного планування здійснюється з середнім пріоритетом і повним резервуванням, з використанням електронної пошти та/або web-сайту, а також лінії спеціального призначення з нижчим пріоритетом у разі недоступності електронної пошти та за умови, що вимоги до обміну даними, зазначені в **пунктах 12.6.3 та 12.6.4 цього розділу**, дозволятимуть використання лінії спеціального призначення для цих цілей.

12.6.6 Обмін загальними даними здійснюється з низьким пріоритетом і без резервування, з використанням електронної пошти, факсу, звичайної пошти тощо.

12.6.7 Оператор та Користувачі системи передачі під час передавання та зберігання даних мають дотримуватися вимог інформаційної безпеки, які передбачають:

- конфіденційність – інформація захищається від несанкціонованого доступу;
- контроль доступу – інформація доступна тільки для того, кому вона призначена;
- аутентифікацію – можливість однозначно ідентифікувати автора документа;
- цілісність – інформація захищається від несанкціонованої модифікації;
- невідречення – відправник (автор) документа не має права відмовлятися від виконаної дії.

12.6.8 Інформаційна безпека передачі та зберігання даних забезпечується підсистемою криптографічного захисту даних шляхом використання електронних цифрових підписів, сертифікатів, паролів доступу, відкритих і закритих ключів доступу тощо.

12.7 Зв'язок під час роботи в реальному часі

12.7.1 Засоби зв'язку, які використовуються для централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України в реальному часі, обмежуються для загального використання й мають забезпечувати високу надійність і гарантовану пропускну спроможність з обов'язковим резервуванням каналів зв'язку.

Існуючі системи зв'язку загального використання можна використовувати для управління в реальному часі лише в тому разі, коли жодні спеціалізовані засоби зв'язку не працюють.

12.7.2 Оператор системи передачі несе відповідальність за розроблення та оновлення інструкцій щодо вимог до передачі оперативної інформації в реальному часі.

12.7.3 Для передачі даних в реальному часі мають використовуватися високошвидкісні магістралі з коефіцієнтом готовності для кожного напрямку передачі, не меншим ніж 0,998.

12.7.4 Диспетчерські пункти мають бути обладнані спеціалізованим розподільним щитом диспетчерського зв'язку для голосового обміну даними під час управління в режимі реального часу.

12.7.5 Увесь голосовий зв'язок між оперативним персоналом Оператора та Користувачів системи передачі має постійно записуватися з обох сторін.

Ці записи архівуються та зберігаються впродовж, як мінімум, п'яти років.

12.7.6 Технічні вимоги до комунікаційної інфраструктури, яку використовують усі причетні сторони для потреб оперативно-технологічного управління в реальному часі, визначаються Оператором системи передачі.

12.8 Вимоги до єдиної системи точного часу в ОЕС України

12.8.1 Використання єдиної системи точного часу підвищує надійність функціонування ОЕС України завдяки можливості з високою точністю та оперативністю аналізувати перехідні режими, які можуть виникати в енергосистемі, і розробляти адекватні режимні та протиаварійні заходи щодо їх недопущення та ліквідації.

12.8.2 Оператор системи передачі несе відповідальність за впровадження системи єдиного часу в роботі ОЕС України, за рахунок установа в усіх важливих точках енергосистеми автоматичних пристроїв реєстрації перехідних режимів, які мають можливість синхронізуватися між собою за сигналом точного часу.

12.8.3 Оператор системи передачі зобов'язаний передавати синхронізуючий сигнал точного часу з АСДУ.

12.8.4 Оператор системи передачі та інші Користувачі системи передачі мають забезпечити у точках установки пристроїв реєстрації перехідних режимів підтримку точності часу в межах максимально допустимого відхилення, що встановлюється відповідними нормативними документами.

12.9 Порядок оброблення та зберігання даних

12.9.1 Оброблення даних включає процеси перевірки та звірки, а також їх реєстрацію, архівацію та зберігання.

12.9.2 Сторона, яка володіє даними або надає їх, зобов'язана виконувати перевірку та звірку даних перед поданням їх стороні, яка має одержувати або використовувати ці дані.

Успішно перевірені та звірені дані мають відповідним чином позначатися.

12.9.3 У разі незадовільної перевірки та/або звірки оброблення даних має бути призупинено до успішного проведення цих процедур.

12.9.4 У разі повторної незадовільної перевірки та/або звірки даних суб'єкт їх надання має припинити оброблення цих даних і звернутися за допомогою до Координатора обміну даними, призначеного Регулятором, або, в разі відсутності такого Координатора, безпосередньо до Оператор системи передачі.

12.9.5 Кожна сторона, яка володіє даними, надає та одержує дані, а також користується даними, має право реєструвати, зберігати та архівувати дані відповідно до власних процедур з урахуванням збереження конфіденційності даних.

12.10 Конфіденційність даних та поводження з конфіденційною інформацією

12.10.1 Конфіденційність даних забезпечується багаторівневою системою визначення конфіденційності даних чи документів.

Варіантами конфіденційності є:

- для службового (внутрішнього) користування;
- конфіденційно;
- суворо конфіденційно.

12.10.2 Відсутність позначки конфіденційності означає, що відповідні дані чи документи є відкритими для доступу будь-якій стороні, включаючи громадськість.

12.10.3 Позначка конфіденційності «Для службового (внутрішнього) користування» означає, що відповідні дані чи документи є відкритими для доступу попередньо визначеній групі (визначеним особам).

12.10.4 Позначка конфіденційності «Конфіденційно» означає, що відповідні дані чи документи є відкритими для доступу лише сторонам обміну даними та Координатору обміну даними, призначеному Регулятором.

12.10.5 Позначка конфіденційності «Суворо конфіденційно» означає, що відповідні дані чи документи є відкритими для доступу лише визначеним сторонам обміну даними, тоді як Оператор системи передачі може лише здійснювати моніторинг процесу обміну даними без перегляду їх змісту (наприклад, з використанням даних чи документів у зашифрованій формі).

12.10.6 Конфіденційна інформація включає:

- всю інформацію, яка є комерційною за своєю природою та в разі її розкриття може впливати на ринкові умови;
- всю інформацію, з позначками «Для службового (внутрішнього) користування», «Конфіденційно» або «Суворо конфіденційно», за умови, що сторона, яка передає цю інформацію, може обґрунтовано пояснити в письмовій формі на запит іншої сторони причини, чому цю інформацію належить трактувати як конфіденційну.

12.10.7 Усі сторони, задіяні в наданні та обміні інформацією, організовують поводження з конфіденційною інформацією в такий спосіб, щоб мінімізувати ризики зловживання конфіденційною інформацією, несанкціонованого доступу до неї або її розкриття.

12.10.8 Конфіденційність не застосовується до даних:

- широкого розповсюдження;
- які вже є в законному володінні одержувача до моменту їх одержання від сторони, яка їх розкриває;
- розкриття яких вимагається від одержувача за будь-яким законом, розпорядженням суду або наказом органів влади.

12.10.9 Правила конфіденційності не можуть обмежувати зобов'язання чи впливати на зобов'язання будь-якої задіяної сторони щодо надання інформації відповідно до

законодавства України та інших нормативно-правових актів судовим органам, центральним органам виконавчої влади та Регулятору.

12.10.10 Кожна сторона може вільно користуватися своєю індивідуальною інформацією для будь-яких цілей без обмежень до тих пір, доки вона не включатиме даних, одержаних від інших сторін.

12.10.11 Лише уповноважені сторони, які мають допуск до відповідної конфіденційної інформації, можуть користуватися цією інформацією для своїх оперативних ділових цілей, якщо не домовлено інше, або в разі запиту від уповноважених органів виконавчої влади згідно з національним чи міжнародним законодавством.

Така конфіденційна інформація розкривається лише їхнім керівникам та співробітникам, які мають допуск до конфіденційної інформації.

12.10.12 Конфіденційна інформація не повинна розкриватися в будь-який спосіб, у будь-якій мірі чи формі, повністю або частково, несанкціонованій стороні, крім випадків, коли задіяні сторони домовляються інакше – шляхом двосторонніх чи багатосторонніх договорів.

12.10.13 Якщо сторона є юридично вимушеною або очікує, що вона буде юридично вимушеною розкрити конфіденційну інформацію в будь-якому суді чи органі влади, вона має надіслати, якщо це не заборонено національним чи міжнародним законодавством, невідкладне повідомлення про це надавачу даних та/або їх власнику.

Сторони домовляються щодо змісту й обсягу конфіденційної інформації, що має розголошуватися відповідно до чинного законодавства, а також про те, що розкриття конфіденційної інформації здійснюватиметься в належний та обачний спосіб.

12.10.14 Якщо сторона користується даними від імені іншої сторони, то ці дані трактуються як індивідуальна інформація сторони, але вона залишається у володінні власника даних та/або надавача даних відповідно.

12.10.15 Кожна сторона може обробляти спільні дані для свого індивідуального користування.

Жодна зміна в даних не впливає на обмеження щодо використання цих даних.

12.10.16 Питання про порушення конфіденційності даних чи інформації може піднімати Оператор системи передачі чи будь-яка сторона, що бере участь у процесі обміну даними та/або перебуває під впливом порушення конфіденційності даних чи інформації.

12.10.17 У разі порушення конфіденційності даних застосовуються правила щодо конфіденційності, викладені у відповідному договорі (ліцензії).

12.10.18 Сторона, яку не задовольняє розв'язання питання про порушення конфіденційності даних чи інформації відповідно до **пункту 12.10.17 цього розділу**, може звертатися з запитом щодо вирішення спірного питання до Оператора системи передачі та Регулятора або вирішувати цю ситуацію в судовому порядку.

Розділ 13 НАДАННЯ ПОСЛУГ З ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА З ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО (ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО) УПРАВЛІННЯ

13.1 Загальні умови надання послуг з передачі електроенергії та з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління

13.1.1 Послуги з передачі електричної енергії та з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління надаються Оператором системи передачі на недискримінаційних засадах відповідно до вимог, встановлених законодавством та цим Кодексом.

13.1.2 Послуги з передачі електричної енергії та з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління надаються на договірних засадах на підставі двосторонніх

договорів між Оператором системи передачі та Користувачами системи передачі, укладених на основі типових договорів згідно з порядком, визначеним цим Кодексом.

Типові форми договорів про надання послуг з передачі електричної енергії та з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління затверджуються Регулятором.

13.1.3 Укладення договорів про надання послуг з передачі електричної енергії та з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління є обов'язковою умовою надання Користувачам/Замовникам доступу до системи передачі.

Не укладення зазначених договорів відповідно до вимог цього Кодексу є правопорушенням на ринку електричної енергії.

13.1.4 У разі введення надзвичайного стану відповідно до Закону України «Про правовий режим надзвичайного стану» підприємства, установи та організації електроенергетики, розташовані у місцевостях, де введено надзвичайний стан, зобов'язані виконувати розпорядження органів, які здійснюють заходи надзвичайного стану на відповідній території щодо енергопостачання споживачів, незалежно від умов укладених договорів.

13.1.5 Експлуатацію нових (реконструйованих) міждержавних ліній електропередачі, збудованих за рахунок інвестора, здійснює Оператор системи передачі за договором із власником/інвестором. Диспетчерське (оперативно-технологічне) управління новими (реконструйованими) міждержавними лініями електропередачі здійснюється Оператором системи передачі як складовою ОЕС України.

13.1.6 Управління ОЕС України під час паралельної роботи з енергосистемами суміжних країн повинно здійснюватися з урахуванням договорів з Операторами системи передачі суміжних країн та з дотриманням технічних вимог, вимог стандартів операційної безпеки.

13.2 Вимоги щодо якості надання послуг з передачі електроенергії

13.2.1 Оператор системи передачі надає Користувачам системи передачі послуги з передачі електричної енергії з дотриманням встановлених Регулятором показників якості надання цих послуг.

13.2.2 Оператор та Користувачі системи передачі зобов'язані дотримуватися вимог нормативно-правових актів, нормативно-технічних документів, стандартів операційної безпеки, а також умов укладених договорів з питань:

- операційної безпеки мережі;
- безпеки постачання електроенергії;
- технічної експлуатації електричних станцій і мереж, енергетичного обладнання і мереж електроенергетичних підприємств та Споживачів, виготовлення, монтажу, налагодження та випробування енергоустановок і мереж, виконання проектних робіт на енергоустановках і мережах.

13.2.3 У разі недотримання Оператором системи передачі показників якості послуг, визначених Регулятором та договором про надання послуг з передачі електроенергії, він має здійснювати відповідне відшкодування (компенсацію) Користувачу системи передачі.

13.2.4 Відшкодування (компенсація) Користувачу системи передачі за недотримання Оператором системи передачі показників якості послуг, **зазначених у пункті 13.2.3 цього розділу**, не здійснюється, якщо недотримання показників якості послуг відбулося з причин:

- застосування надзвичайних заходів у разі виникнення та ліквідації наслідків надзвичайної ситуації в ОЕС України, оголошеної Оператором системи передачі в порядку, визначеному цим Кодексом;

- вжиття надзвичайних заходів на ринку електричної енергії;
- недотримання Користувачем вимог документів, **зазначених у пункті 13.2.2 цього розділу**.

13.2.5 У разі, якщо недотримання Оператором системи передачі показників якості послуг з передачі електричної енергії, яке відбулося через недотримання Користувачем

вимог документів, **зазначених у пункті 13.2.2 цього розділу**, нанесло збитки іншим Користувачам системи передачі, відповідне відшкодування (компенсацію) має здійснювати цей Користувач.

13.2.6 Оператор системи передачі на основі аналізу показників якості послуг з передачі електричної енергії та причин їх недотримання розробляє заходи, спрямовані на усунення та недопущення в майбутньому цих причин та подає ці заходи на затвердження Регулятору.

Після затвердження Регулятором зазначених заходів виконання їх є обов'язковим усіма Користувачами системи передачі в частині, яка їх безпосередньо стосується

13.2.7 Оператор системи передачі зобов'язаний:

- оприлюднювати на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет інформацію щодо показників якості послуг з передачі електричної енергії та заходів, спрямованих на їх дотримання, порядку відшкодування (компенсації) за недотримання цих показників якості та встановлення розміру відшкодування (компенсації);

- зберігати інформацію, необхідну для аналізу показників якості послуг з передачі електричної енергії та причин їх недотримання.

13.2.8 Оператор системи передачі зобов'язаний припинити електроживлення Споживача, лінії електропередачі якого приєднані до системи передачі, за зверненням Електропостачальника у разі порушення Споживачем своїх договірних зобов'язань перед Електропостачальником.

Припинення та відновлення електроживлення Споживача за зверненням Електропостачальника здійснюється у порядку, визначеному **у підрозділах 13.3 та 13.4 цього розділу**.

13.3 Порядок припинення електроживлення Споживача за зверненням Електропостачальника

13.3.1 Електропостачальник має зареєструвати у Оператора системи передачі Споживачів, лінії електропередачі яких приєднані до системи передачі, на яких може поширюватись звернення щодо припинення їх електроживлення, та посадових осіб, які можуть подавати відповідне звернення від імені Електропостачальника.

13.3.2 Звернення Електропостачальника щодо припинення електроживлення Споживача подається Оператору системи передачі у письмовому вигляді із зазначенням:

- найменування і юридичної адреси Електропостачальника, та його контактних даних (телефон, факс, електронна адреса);

- номеру та дати видачі Регулятором ліцензії з постачання електричної енергії;

- найменування, юридичної адреси, переліку посадових осіб Споживача, відповідальних за безпечну експлуатацію струмоприймачів, та їх контактні дані (телефон, факс);

- причин застосування припинення електроживлення Споживача;

- дати і часу припинення електроживлення Споживача;

- орієнтовних дати і часу відновлення електроживлення Споживача;

- підтвердження, що Споживач не входить до переліку захищених Споживачів.

13.3.3 До звернення Електропостачальника додаються:

- копія його ліцензії з постачання електричної енергії;

- копія документів, які підтверджують порушення Споживачем договірних зобов'язань.

13.3.4 Оператор системи передачі перевіряє, що Споживач, звернення щодо припинення електроживлення якого подане Електропостачальником, не входить до переліку захищених Споживачів, а також можливість схеми приєднання Споживача до системи передачі забезпечити таке припинення без відключення та/або обмеження електропостачання іншим Споживачам.

13.3.5 Після виконання зазначених перевірок Оператор системи передачі письмово повідомляє Споживача про прийняття до виконання звернення Електропостачальника щодо

припинення його електроживлення, дату і час виконання цієї операції, а також попереджає Споживача про заходи, які той має вжити для забезпечення безпечного припинення електроживлення.

13.3.6 Споживач зобов'язаний письмово поінформувати Оператора системи передачі про вжиття заходів для забезпечення безпечного припинення електроживлення, а також забезпечити присутність посадових осіб, відповідальних за безпечну експлуатацію струмоприймачів, на об'єкті припинення електроживлення у час, визначений Оператором системи передачі.

13.3.7 Споживач у триденний термін від дня отримання повідомлення про припинення його електроживлення може оскаржити відповідне звернення Електропостачальника у Регулятора або в судовому порядку та повинен повідомити Оператора системи передачі про подання відповідного позову.

На час розгляду оскарження Споживача операції щодо припинення його електроживлення призупиняються.

13.3.8 Після виконання процедур, **зазначених у пунктах 13.3.3 - 13.3.7 цього розділу**, та отримання необхідних підтверджень Оператор системи передачі здійснює припинення електроживлення Споживача шляхом приведення в дію відповідних комутаційних апаратів або від'єднання струмоприймачів Споживача від системи передачі.

13.3.9 Припинення електроживлення Споживача за зверненням Електропостачальника у вихідні та святкові дні, як правило, не допускається.

13.3.10 Електропостачальник не має права звертатися до Оператора системи передачі щодо припинення електроживлення Споживача у випадках, якщо Споживач:

- не порушує своїх договірних зобов'язань перед Електропостачальником;
- відноситься до категорії захищених, до яких застосовується особливий режим відключення та/або обмеження електропостачання для запобігання виникненню надзвичайних ситуацій техногенного характеру.

13.3.11 Відповідальність за можливі економічні збитки Споживача, а також техногенні, екологічні та соціальні наслідки припинення його електроживлення, здійсненого у відповідності із зазначеним порядком, несе Споживач.

13.3.12 Нагляд (контроль) за дотриманням Оператором системи передачі встановленого відповідними нормативно-технічними документами порядку застосування заходів з припинення постачання електричної енергії Споживачам здійснює центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики.

13.4 Порядок відновлення електроживлення Споживача за зверненням Електропостачальника

13.4.1 Оператор системи передачі зобов'язаний відновити електроживлення Споживача за зверненням Електропостачальника, який надавав звернення на припинення електроживлення цьому Споживачеві, або за зверненням іншого Електропостачальника за умови надання ним документів, що підтверджують усунення Споживачем порушень, за які до нього було застосовано припинення електроживлення.

13.4.2 Звернення Електропостачальника щодо відновлення електроживлення Споживача подається Оператору системи передачі у письмовому вигляді із зазначенням:

- найменування і юридичної адреси Електропостачальника, та його контактних даних (телефон, факс, електронна адреса);
- номеру та дату видачі Регулятором ліцензії з постачання електричної енергії;
- найменування, юридичної адреси, переліку посадових осіб Споживача, відповідальних за безпечну експлуатацію струмоприймачів, та їх контактні дані (телефон, факс);
- дати і часу відновлення електроживлення Споживача.

13.4.3 До звернення Електропостачальника додаються:

- копія його ліцензії з постачання електричної енергії;
- довідка за підписом Споживача, завірена його печаткою, що протягом часу припинення електроживлення Споживач не збільшив приєднану потужність на величину, яка перевищує дозволена йому до приєднання;
- копія документів, що підтверджують усунення Споживачем порушень, за які до нього було застосовано припинення електроживлення (надається при поданні звернення іншим Електропостачальником ніж той, що подавав звернення на припинення електроживлення цьому Споживачеві).

13.4.4 Оператор системи передачі опрацьовує звернення щодо відновлення електроживлення Споживача з точки зору поточного балансу потужності в ОЕС України та гарантій безпеки постачання електричної енергії іншим Споживачам і письмово повідомляє Споживача про прийняття до виконання звернення щодо відновлення його електроживлення, дату і час виконання цієї операції, а також попереджає Споживача про заходи, які той має вжити для забезпечення безпечного відновлення електроживлення.

13.4.5 Вимоги та команди Оператора системи передачі щодо технологічних операцій, пов'язаних з відновленням електроживлення Споживача та забезпеченням їх безпечного виконання, при необхідності, дублюються каналами зв'язку засобів централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

13.4.6 Споживач зобов'язаний письмово поінформувати Оператора системи передачі про вжиття заходів для забезпечення безпечного відновлення електроживлення, а також забезпечити присутність посадових осіб, відповідальних за безпечну експлуатацію струмоприймачів, на об'єкті відновлення електроживлення у час, визначений Оператором системи передачі.

13.4.7 Після виконання процедур, **зазначених у підпунктах 13.4.4 - 13.4.6 цього підрозділу**, та отримання необхідних підтверджень Оператор системи передачі здійснює відновлення електроживлення Споживача шляхом приведення в дію відповідних комутаційних апаратів або приєднання струмоприймачів Споживача до системи передачі.

13.4.8 Відповідальність за можливі економічні збитки Споживача, а також техногенні, екологічні та соціальні наслідки відновлення його електроживлення, здійсненого у відповідності із зазначеним порядком, несе Споживач.

13.4.9 Якщо протягом часу припинення електроживлення Споживача він збільшив приєднану потужність на величину, яка перевищує дозволена йому до приєднання, то разом зі зверненням Електропостачальника Споживачем подається Заява про приєднання електроустановок до системи передачі, типова форма якої наведена в **додатку 1 до цього Кодексу**.

Відновлення електроживлення Споживача у цьому випадку, здійснюється відповідно до умов, визначених порядком приєднання Користувачів до системи передачі, викладених у **розділі 3 цього Кодексу**.

13.5 Порядок укладання договорів про надання послуг з передачі електричної енергії

13.5.1 Договір про надання послуг з передачі електричної енергії визначає організаційні, технічні та фінансові умови, на яких Оператор системи передачі здійснює передачу електричної енергії системою передачі.

Договір встановлює обов'язки та права Сторін в процесі передачі електричної енергії системою передачі від Виробників до систем розподілу та Споживачів, а також при здійсненні її експорту, імпорту та транзиту.

13.5.2 Послуги з передачі електричної енергії надаються Оператором системи передачі на підставі двостороннього договору між ним та кожним із таких суб'єктів ринку електричної енергії (Користувачів системи передачі):

- Оператор системи розподілу;
- Виробник електричної енергії, приєднаний до системи передачі;

- Гарантований покупець електричної енергії, який купує електричну енергію у виробників, яким встановлено «зелений» тариф, приєднаних до системи передачі;

- Електропостачальник;

- Трейдер;

- Споживач електричної енергії, приєднаний до системи передачі.

Кожен Користувач, зазначений у цьому переліку, не може здійснювати свою діяльність на ринку електричної енергії до укладання цього договору.

13.5.3 Оператор системи передачі укладає договір про надання послуг з передачі електричної енергії з Користувачем системи передачі після набуття ним статусу учасника ринку електричної енергії (отримання згідно з чинним законодавством України доступу до ринку електричної енергії з метою здійснення принаймні однієї з наступних функцій: виробництво, розподіл, постачання, купівля-продаж електричної енергії та/або надання допоміжних послуг).

Укладення зазначеного договору також означає, що Користувач отримує доступ до системи передачі.

13.5.4 Договір про надання послуг з передачі електричної енергії укладається за типовою формою, яка затверджується Регулятором.

Типовий договір про надання послуг з передачі електричної енергії є публічним і має оприлюднюватись на офіційному web-сайті Оператора системи передачі в мережі Інтернет.

13.5.5 Оплата послуг з передачі електричної енергії здійснюється за тарифом, який визначається Регулятором відповідно до затвердженої ним методики.

Тариф на послуги з передачі електричної енергії оприлюднюється Оператором системи передачі у порядку і в терміни, визначені нормативно-правовими актами, які регулюють функціонування ринку електричної енергії.

У разі зміни тарифу Оператор системи передачі повідомляє Користувачів про таку зміну шляхом її оприлюднення на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет.

13.5.6 Для отримання проекту договору про надання послуг з передачі електричної енергії Користувач, **зазначений у пункті 13.5.2 цього розділу**, у триденний термін після набуття ним статусу учасника ринку електричної енергії звертається до Оператора системи передачі з відповідною заявою, до якої додаються:

- копія документа, наданого Адміністратором ринку електричної енергії, який підтверджує набуття Користувачем статусу учасника ринку;

- довіреність або інші документи, що підтверджують повноваження представника Користувача, який подає і одержує відповідні документи.

13.5.7 Оператор системи передачі протягом п'яти робочих днів від дня отримання заяви надає Користувачу два примірники підписаного зі свого боку договору про надання послуг з передачі електричної енергії.

13.5.8 Користувач у разі його згоди з умовами договору про надання послуг з передачі електричної енергії підписує договір у строки, визначені законодавством України, і повертає один примірник Оператору системи передачі.

13.5.9 У разі незгоди Користувача з умовами договору про надання послуг з передачі електричної енергії всі суперечки, які виникають щодо умов цього договору, вирішуються в установленому законодавством України порядку.

13.5.10 Необгрунтована відмова Користувача від підписання договору про надання послуг з передачі електричної енергії є умовою, за якої Користувачу системи передачі, а також Споживачам електричної енергії, які уклали договори на постачання електричної енергії з Електропостачальником, що відмовився від підписання зазначеного договору, може бути відмовлено в наданні доступу до системи передачі та/або здійснено примусове від'єднання електроустановок (обладнання) Користувача (Споживача) від цих мереж.

Гарантований покупець не має права відмовлятися від підписання договору про надання послуг з передачі електричної енергії.

13.5.11 Під час отримання підписаного Користувачем договору про надання послуг з передачі електричної енергії Оператор системи передачі надає йому довідку про укладання цього договору, в якій зазначається найменування організації, з якою укладено договір про надання послуг з передачі електричної енергії, номер цього договору та дата його укладання.

13.5.12 Споживач електричної енергії, який є суб'єктом роздрібного ринку електричної енергії, має право подавати Оператору системи передачі заяву щодо підтвердження укладання договору про надання послуг з передачі електричної енергії між Оператором системи передачі та Електропостачальником, з яким Споживач уклав договір на постачання електричної енергії або користування електричною енергією.

Оператор системи передачі протягом трьох робочих днів від дня отримання такої заяви має надати Споживачу відповідну довідку.

13.5.13 Оператор системи передачі не має права відмовити Користувачу у підписанні договору про надання послуг з передачі електричної енергії, якщо він належним чином виконав усі умови Правил ринку щодо доступу до ринку електричної енергії та цього Кодексу щодо доступу до системи передачі.

13.6 Порядок укладання договорів про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління

13.6.1 Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління визначає організаційні, технічні та фінансові умови, на яких Оператор системи передачі здійснює централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління в ОЕС України.

Договір встановлює обов'язки та права Сторін в процесі оперативного та перспективного планування, експлуатації обладнання, диспетчерського управління та балансування енергосистеми в реальному часі та її захисту в надзвичайних ситуаціях, а також формування, обробки, передачі та відображення даних під час регламентованого обміну інформацією.

13.6.2 Послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління надаються Оператором системи передачі на підставі двостороннього договору між ним та кожним із таких суб'єктів ринку електричної енергії (Користувачі електричних систем):

- Оператор системи розподілу;
- Виробник електричної енергії;
- Гарантований покупець електричної енергії;
- Електропостачальник;
- Трейдер;
- Споживач, при купівлі ним електричної енергії безпосередньо у Виробника.

Кожен Користувач, зазначений у цьому переліку, не може здійснювати свою діяльність на ринку електричної енергії до укладання цього договору.

Суміжні суб'єкти ієрархічної структури централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, які мають електричні зв'язки, зобов'язані укласти між собою відповідні договори з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

13.6.3 Оператор системи передачі або інші суб'єкти ієрархічної структури централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління відповідно до їх повноважень в системі диспетчерського управління мають право визначати Користувачів, які мають укласти договори на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

Критерії щодо включення Користувачів до переліку таких, що мають укласти такі договори, визначає Оператор системи передачі.

13.6.4 Оператор системи передачі укладає договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління з Користувачем після набуття ним статусу учасника ринку електричної енергії (отримання згідно з чинним законодавством України доступу до ринку електричної енергії з метою здійснення принаймні однієї з

наступних функцій: виробництво, розподіл, постачання, купівля-продаж електричної енергії та/або надання допоміжних послуг).

13.6.5 Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління укладається за типовою формою, яка затверджується Регулятором.

Типовий договір про надання послуг з централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління є публічним і має оприлюднюватись на офіційному web-сайті Оператора системи передачі в мережі Інтернет.

13.6.6 Оплата послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління здійснюється за тарифом, який визначається Регулятором відповідно до затвердженої ним методики.

Тариф на послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління оприлюднюється Оператором системи передачі у порядку і в терміни, визначені нормативно-правовими актами, які регулюють функціонування ринку електричної енергії.

У разі зміни тарифу Оператор системи передачі повідомляє Користувачів про таку зміну шляхом її оприлюднення на своєму офіційному web-сайті в мережі Інтернет.

13.6.7 Для отримання проекту договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління Користувач, **зазначений у пункті 13.6.2 цього розділу**, у триденний термін після набуття ним статусу учасника ринку електричної енергії звертається до Оператора системи передачі з відповідною заявою, до якої додаються:

- копія документа, наданого Адміністратором ринку електричної енергії, який підтверджує набуття Користувачем статусу учасника ринку;
- довіреність або інші документи, що підтверджують повноваження представника Користувача, який подає і одержує відповідні документи.

13.6.8 Оператор системи передачі протягом п'яти робочих днів від дня отримання заяви надає Користувачу два примірники підписаного зі свого боку договору про надання послуг з централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

13.6.9 Користувач у разі його згоди з умовами договору про надання послуг з централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління підписує договір у строки, визначені законодавством України, і повертає один примірник Оператору системи передачі.

13.6.10 У разі незгоди Користувача з умовами договору про надання послуг з централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління всі суперечки, які виникають щодо умов цього договору, вирішуються в установленому законодавством України порядку.

13.6.11 Необґрунтована відмова Користувача від підписання договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління є умовою, за якої Користувачу, а також Споживачам електричної енергії, які уклали договори на постачання електричної енергії з Електропостачальником, що відмовився від підписання зазначеного договору, може бути відмовлено в наданні доступу до електричних мереж та/або здійснено примусове від'єднання електроустановок (обладнання) Користувача (Споживача) від цих мереж.

Гарантований покупець не має права відмовлятися від підписання договору про надання послуг з централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

13.6.12 Під час отримання підписаного Користувачем договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління Оператор системи передачі надає йому довідку про укладання цього договору, в якій зазначається найменування організації, з якою укладено договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, номер цього договору та дата його укладання.

13.6.13 Споживач електричної енергії, який є суб'єктом роздрібного ринку електричної енергії, має право подавати Оператору системи передачі заяву щодо підтвердження укладання договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного)

управління між Оператором системи передачі та Електропостачальником, з яким Споживач уклав договір на постачання електричної енергії або користування електричною енергією.

Оператор системи передачі протягом трьох робочих днів від дня отримання такої заяви має надати Споживачу відповідну довідку.

13.6.14 Оператор системи передачі не має права відмовити Користувачу у підписанні договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, якщо він належним чином виконав усі умови Правил ринку щодо доступу до ринку електричної енергії та цього Кодексу щодо доступу до електричних мереж.

Розділ 14 ПІДГОТОВКА ЕКСПЛУАТАЦІЙНОГО ТА ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛУ ОПЕРАТОРА СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ ТА ОБ'ЄКТІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ, З ЯКИМИ ВЗАЄМОДІЄ ОПЕРАТОР СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ

14.1 Організація роботи з персоналом

14.1.1 На всіх об'єктах електроенергетики, незалежно від їхньої відомчої належності та форм власності, необхідно забезпечувати комплектування робочих місць висококваліфікованим персоналом, здійснювати професійне навчання працівників на виробництві, включаючи первинну професійну підготовку, перепідготовку і підвищення кваліфікації, проводити перевірку знань працівників та їх атестацію.

14.1.2 Працівники під час прийняття на роботу і в процесі роботи повинні проходити інструктажі, навчання з питань охорони праці та пожежної безпеки, з надання першої медичної допомоги потерпілим від нещасних випадків і правил поведінки у разі виникнення аварійних ситуацій.

Працівники зобов'язані постійно підтримувати належний рівень своєї кваліфікації та поточну психофізіологічну працездатність, а керівники об'єктів електроенергетики мають створювати для цього необхідні умови.

14.1.3 Діяльність у сфері професійного розвитку працівників об'єктів електроенергетики має здійснюватися за такими основними напрямками:

- розроблення поточних та перспективних планів професійного навчання працівників;
- визначення видів, форм і методів професійного навчання працівників;
- розроблення та виконання робочих навчальних планів і програм професійного навчання працівників;
- організація професійного навчання працівників;
- добір педагогічних кадрів та фахівців для проведення професійного навчання працівників безпосередньо у роботодавця;
- ведення первинного та статистичного обліку кількості працівників, зокрема тих, які пройшли професійне навчання;
- стимулювання професійного зростання працівників;
- забезпечення підвищення кваліфікації працівників безпосередньо на виробництві або в навчальних закладах, як правило, не рідше ніж один раз на п'ять років;
- визначення періодичності атестації працівників та організація її проведення;
- проведення аналізу результатів атестації та здійснення заходів щодо підвищення професійного рівня працівників.

14.1.4 Керівники об'єктів електроенергетики зобов'язані організовувати роботу щодо професійного навчання працівників на виробництві відповідно до вимог чинного законодавства України та галузевих нормативних документів, застосовуючи при цьому такі обов'язкові форми:

- професійну та/або спеціальну підготовку або перепідготовку за новою посадою (професією) із стажуванням та дублюванням на робочому місці;
- підтримування і підвищення кваліфікації;
- навчання персоналу та роботу з охорони праці і пожежної безпеки;

- перевірку знань та атестацію;
- допуск до самостійної роботи;
- інструктажі з питань охорони праці, технічної експлуатації та пожежної безпеки, у тому числі вступні, первинні, повторні (періодичні), цільові, позапланові;
- безперервне професійне навчання на виробництві для підвищення кваліфікації;
- контрольні тренування (протиаварійні та протипожежні) та тренажерна підготовка;
- навчання прийомом надання першої допомоги потерпілим;
- щорічне спеціальне навчання на виробництві для працівників, що зайняті на роботах з підвищеною небезпекою та підвищеною пожежною небезпекою, або там, де є потреба у професійному доборі.

Під час професійного навчання працівників на виробництві необхідно враховувати їх початковий рівень професійної освіти, кваліфікацію і досвід роботи, займану посаду та особливості робочого місця, вимоги до професій, встановлені відповідними нормативно-правовими документами.

14.1.5 Загальне керівництво процесом підготовки, підтримання та підвищення кваліфікації персоналу об'єктів електроенергетики має здійснювати технічний керівник, а контроль за його здійсненням – керівник підприємства (відокремленого підрозділу).

Персональна відповідальність інших посадових осіб підприємства за роботу з персоналом визначається їх посадовими інструкціями і розпорядчими документами, що затверджуються керівництвом енергооб'єкта.

14.1.6 З метою профілактики і запобігання виробничого травматизму на підприємствах електроенергетики можуть вводитися особливі умови безпечного виконання робіт. Положення про введення особливих умов безпечного виконання робіт готується центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування державної політики в електроенергетичному комплексі, та приймається у встановленому порядку.

14.2 Організація проведення спеціального навчання

14.2.1 Працівники, які забезпечують виробничі процеси в електроенергетиці (оперативний, оперативно-виробничий і адміністративно-технічний персонал), зобов'язані мати спеціальну освіту і до початку самостійного виконання роботи проходити первинну професійну підготовку, спеціальне навчання та перевірку знань згідно із законодавством, включаючи нормативно-правові акти органу виконавчої влади, що забезпечує формування державної політики в електроенергетичному комплексі, інших органів виконавчої влади.

14.2.2 Первинна професійна підготовка проводиться одночасно зі спеціальним навчанням, залежно від посади, перед допуском до самостійної роботи за такими напрямками:

- професійна підготовка на робочому місці в обсязі, визначеному посадовою інструкцією;
- навчання з питань охорони праці;
- навчання з питань пожежної безпеки.

14.2.3 Спеціальне навчання і перевірка знань (атестація) проводиться щодо підготовки персоналу (працівників) об'єктів електроенергетики, який забезпечує виробничі процеси, виконує роботу з важкими та шкідливими умовами праці та/або підвищеної небезпеки, а також персоналу, задіяного в системі диспетчерського (оперативно-технологічного) управління режимами роботи ОЕС України.

Критерії зазначених умов праці та переліки робіт і посад, які відповідають цим критеріям, визначаються і затверджуються центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування державної політики у сфері промислової безпеки та охорони праці.

Допуск до роботи працівників електроенергетики, які не пройшли відповідної підготовки, забороняється.

14.2.4 Працівники, зайняті на роботах з підвищеною небезпекою або там, де є потреба у професійному доборі, повинні щороку проходити спеціальне навчання і перевірку знань відповідних нормативно-правових актів з охорони праці.

До виконання робіт підвищеної небезпеки та тих, що потребують професійного добору, допускаються особи за наявності висновку психофізіологічної експертизи.

14.2.5 Спеціальне навчання персоналу (працівників) об'єктів електроенергетики може проводитись за формальною і неформальною формами професійного навчання на вибір керівників цих об'єктів з урахуванням специфіки роботи персоналу та прийнятих на підприємстві форм і методів забезпечення професійного розвитку працівників.

Формальне професійне навчання – набуття працівниками професійних знань, умінь і навичок у навчальному закладі або безпосередньо на виробництві відповідно до вимог державних стандартів освіти, за результатами якого видається документ про освіту встановленого зразка.

Неформальне професійне навчання – набуття працівниками професійних знань, умінь і навичок, не регламентоване місцем набуття, строком та формою навчання.

14.2.6 Первинна професійна підготовка та спеціальне навчання проводяться за індивідуальними програмами теоретичного і практичного навчання, в яких, крім навчання за напрямками, **зазначеними в пункті 14.2.2**, у разі необхідності повинно бути передбачено стажування і дублювання на робочому місці за спеціально підготовленою програмою.

Для персоналу з технічної експлуатації, а також оперативного персоналу об'єктів електроенергетики проходження стажування і дублювання є обов'язковим.

14.2.7 У разі проведення спеціального навчання в спеціальних навчальних закладах воно здійснюється за програмами цих закладів, а в разі навчання в умовах виробництва – за програмами, затвердженими керівником підприємства.

Програми спеціального навчання з пожежної безпеки мають бути узгодженими з місцевими органами державного пожежного нагляду.

14.2.8 Спеціальне навчання працівників може проводитись в умовах виробництва у випадках, коли на його проведення не потрібно отримання ліцензії або коли за наявності умов, установлених відповідними нормативними документами, об'єкт електроенергетики може отримати ліцензію на проведення спеціального навчання для окремих професій.

14.2.9 Працівники об'єктів електроенергетики, які мають повну вищу, базову вищу або професійно-технічну освіту, а також працівники, яких переводять на інше робоче місце або які мали перерву в роботі, у тому числі більше одного року, можуть проходити спеціальне навчання безпосередньо на об'єктах без додаткового навчання в спеціальних навчальних закладах.

14.2.10 Навчання працівників проводиться як традиційними методами (лекції, семінари, консультації, практичні заняття тощо), так і з використанням сучасних видів навчання (модульного, дистанційного тощо), а також з використанням таких технічних засобів навчання як:

- автоматизовані навчальні курси і системи;
- аудіовізуальні засоби;
- комп'ютерні тренажери;
- навчально-тренувальні комплекси.

Програмні засоби, які використовуються в процесі професійної підготовки персоналу, мають відповідати функціональним, програмно-технічним нормам придатності та, як правило, бути стандартними.

14.2.11 Перевірку знань працівників проводять комісії, які призначаються наказом керівника підприємства або розпорядчим документом відповідного центрального органу виконавчої влади.

14.3 Вимоги щодо підготовки персоналу Оператора системи передачі

14.3.1 Оператор системи передачі зобов'язаний комплектувати робочі місця, що забезпечують експлуатацію та технічне обслуговування обладнання системи передачі, висококваліфікованими працівниками, які мають спеціальну професійну освіту

енергетичного профілю та стаж роботи за спеціальністю, згідно з вимогами відповідних нормативних документів.

14.3.2 Перелік посад працівників Оператора системи передачі, які забезпечують експлуатацію та технічне обслуговування обладнання системи передачі, затверджується Оператором системи передачі.

14.3.3 Підготовка персоналу, який забезпечує експлуатацію та технічне обслуговування обладнання електричних мереж, включає безперервний процес підбору, підготовки, перепідготовки і підвищення кваліфікації, контролю знань працівників та їх атестації.

14.3.4 Допуск до самостійної роботи оперативних і оперативно-виробничих працівників вперше або у зв'язку з переведенням їх на іншу роботу за профілем експлуатації та технічного обслуговування обладнання системи передачі, а також після перерви в роботі понад 6 місяців, необхідно здійснювати тільки після проходження ними:

- інструктажів з питань експлуатації та технічного обслуговування обладнання, охорони праці та пожежної безпеки;
- професійної підготовки;
- тренажерної підготовки;
- навчання на робочому місці (стажування);
- перевірки знань у обсязі, обов'язковому для даної посади;
- виконання професійних обов'язків на робочому місці (дублювання) з обов'язковим проходженням протиаварійних і протипожежних тренувань;
- одержання або відновлення чинності ліцензії (у визначених законодавством випадках).

14.3.5 Оперативний та оперативно-виробничий персонал під час приймання на роботу має проходити психофізіологічний і фаховий відбір у встановленому законодавством України порядку, а у визначених законодавством випадках – також і спеціальну перевірку.

14.3.6 Професійна підготовка, спеціальне навчання та перевірка знань працівників, які забезпечують експлуатацію та технічне обслуговування обладнання електричних мереж, проводиться в обсягах, необхідних для виконання покладених на них обов'язків, передбачених посадовою інструкцією.

14.3.7 Оператор системи передачі має право визначати перелік посад та встановлювати кваліфікаційні вимоги до працівників Користувачів, які забезпечують експлуатацію та технічне обслуговування обладнання, безпосередньо приєднаного до системи передачі, щодо яких ним погоджуються програми підготовки до самостійної роботи, а також брати участь у перевірці знань цих працівників у складі комісій, створених відповідно до положень цього Кодексу.

14.4 Вимоги щодо підготовки працівників об'єктів електроенергетики, задіяних у системі централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України

14.4.1 Керівники об'єктів електроенергетики зобов'язані комплектувати робочі місця, що відносяться до системи централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України, висококваліфікованими працівниками, які мають спеціальну професійну освіту енергетичного профілю та стаж роботи за спеціальністю, згідно з вимогами відповідних нормативних документів.

14.4.2 Перелік посад працівників об'єктів електроенергетики, які забезпечують функціонування системи централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України, затверджується керівниками цих об'єктів за погодженням з Оператором системи передачі.

14.4.3 Підготовка персоналу, який забезпечує діяльність системи централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, включає безперервний процес

підбору, підготовки, перепідготовки і підвищення кваліфікації, контролю знань працівників та їх атестації.

14.4.4 Допуск до самостійної роботи оперативних і оперативно-виробничих працівників вперше або у зв'язку з переведенням їх на іншу роботу за профілем функціонування системи централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України, а також після перерви в роботі понад 6 місяців, необхідно здійснювати тільки після проходження ними:

- інструктажів з питань експлуатації та технічного обслуговування обладнання, охорони праці та пожежної безпеки;
- професійної підготовки;
- тренажерної підготовки;
- навчання на робочому місці (стажування);
- перевірки знань у обсязі, обов'язковому для даної посади;
- виконання професійних обов'язків на робочому місці (дублювання) з обов'язковим проходженням протиаварійних і протипожежних тренувань;
- одержання або відновлення чинності ліцензії (у визначених законодавством випадках).

14.4.5 Оперативний та оперативно-виробничий персонал під час приймання на роботу має проходити психофізіологічний і фаховий відбір у встановленому законодавством України порядку, а у визначених законодавством випадках – також і спеціальну перевірку.

14.4.6 Професійна підготовка, спеціальне навчання та перевірка знань працівників, які забезпечують функціонування системи централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України, проводиться в обсягах, необхідних для виконання покладених на них обов'язків, передбачених посадовою інструкцією, а також з питань:

- технічної експлуатації обладнання електричних станцій і мереж;
- оперативно-технологічного управління виробництвом, передачею і розподілом електричної енергії з урахуванням режимів централізованого теплопостачання;
- функціонування ринку електричної енергії України.

14.4.7 Оператор системи передачі має право визначати перелік посад та встановлювати кваліфікаційні вимоги до працівників, задіяних у системі централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України середнього та нижчого рівня, щодо яких ним погоджуються програми підготовки до самостійної роботи, а також брати участь у перевірці знань цих працівників у складі комісій, створених відповідно до положень цього Кодексу.

14.5 Атестація персоналу (працівників)

14.5.1 Категорії працівників, які підлягають атестації, та періодичність її проведення визначаються керівником об'єкту електроенергетики у встановленому законодавством України порядку.

14.5.2 Атестація проводиться за рішенням керівника об'єкту електроенергетики, яким затверджуються положення про проведення атестації, склад атестаційної комісії, графік проведення атестації. Інформація про проведення атестації доводиться до відома працівників не пізніше ніж за два місяці до її проведення.

Атестація працівника проводиться не частіше ніж один раз на три роки і тільки в його присутності.

14.5.3 Не допускається проведення оцінки професійного рівня та кваліфікації працівника за ознаками, що безпосередньо не пов'язані з виконуваною ним роботою.

14.5.4 Порядок формування атестаційної комісії, регламент її роботи та прийняття рішення встановлюється відповідно до вимог чинного законодавства України та галузевих нормативних документів.

14.5.5 Атестаційна комісія приймає рішення про відповідність або невідповідність працівника займаній посаді або виконуваній роботі.

14.5.6 У разі прийняття рішення про відповідність працівника займаній посаді або виконуваній роботі комісія може рекомендувати керівнику об'єкту електроенергетики зарахувати його до кадрового резерву, присвоїти чергову категорію, встановити надбавку до заробітної плати або збільшити її розмір, організувати стажування на більш високій посаді або направити на підвищення кваліфікації з метою просування по роботі.

14.5.7 У разі прийняття рішення про невідповідність працівника займаній посаді або виконуваній роботі комісія може рекомендувати керівнику об'єкту електроенергетики перевести працівника, за його згодою, на іншу посаду чи роботу, що відповідає його професійному рівню, або направити на навчання з подальшою (не пізніше ніж через рік) повторною атестацією. Рекомендації комісії з відповідним обґрунтуванням доводяться до відома працівника у письмовій формі.

У разі відмови працівника від переведення на іншу посаду чи роботу, що відповідає його кваліфікаційному рівню, або від професійного навчання за рахунок коштів підприємства керівник об'єкту електроенергетики за результатами атестації має право звільнити працівника відповідно до Кодексу законів про працю України.

14.5.8 Результати атестації можуть бути оскаржені працівником у порядку, встановленому законодавством.

Розділ 15 АДМІНІСТРУВАННЯ КОДЕКСУ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ ТА ВНЕСЕННЯ ЗМІН ДО НЬОГО

15.1 Адміністратор Кодексу системи передачі

15.1.1 Адміністратором Кодексу є Оператор системи передачі.

15.1.2 Функції Адміністратора Кодексу системи передачі включають:

- підтримання актуальної редакції Кодексу;
- оприлюднення Кодексу;
- оприлюднення переліку чинних нормативно-технічних документів, які забезпечують виконання вимог Кодексу;
- моніторинг дотримання Кодексу Користувачами системи передачі;
- моніторинг дотримання стандартів операційної безпеки;
- ведення та актуалізація реєстрів Користувачів, передбачених Кодексом;
- надання Користувачам системи передачі інформації та/або консультацій щодо виконання чи реалізації положень Кодексу;
- створення та ведення інформаційних баз даних щодо моніторингу дотримання вимог Кодексу Користувачами системи передачі, змін і доповнень до Кодексу тощо;
- розгляд та узагальнення пропозицій щодо внесення змін і доповнень до Кодексу;
- надання Регулятору щорічного звіту про свою діяльність як Адміністратора Кодексу.

15.1.3 Адміністратор Кодексу системи передачі має право:

- здійснювати моніторинг дотримання вимог Кодексу Користувачами системи передачі;
- вживати заходів щодо дотримання вимог Кодексу Користувачами системи передачі;
- надавати Регулятору інформацію щодо порушення вимог Кодексу Користувачами системи передачі та пропозиції щодо усунення таких порушень;

15.1.4 Адміністратор Кодексу системи передачі зобов'язаний:

- здійснювати моніторинг законодавчих та інших нормативно-правових актів, які встановлюють нові або змінюють існуючі положення, що регулюються Кодексом, та готувати відповідні зміни і доповнення до Кодексу;
- готувати та подавати на затвердження Регулятору зміни і доповнення до Кодексу;
- здійснювати моніторинг чинних нормативно-технічних документів, які забезпечують виконання вимог Кодексу та оприлюднювати перелік цих документів на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет постійно поновлюючи його.
- оприлюднювати актуальну редакцію Кодексу щоразу після внесення до нього змін і доповнень на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет;

- вести та підтримувати в актуальному стані реєстри Користувачів, приєднаних до системи передачі, з якими Оператор системи передачі взаємодіє в процесі надання послуг з передачі електроенергії, централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, надання допоміжних послуг та/або реалізації інших положень цього Кодексу, а саме переліки Користувачів:

- ✓ яким надано доступ та приєднано до системи передачі;
- ✓ яким відмовлено в наданні доступу до системи передачі;
- ✓ з якими укладені договори про надання послуг з передачі електроенергії, централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, надання допоміжних послуг;
- ✓ які допускають порушення вимог Кодексу;
- ✓ яким може бути припинено та відновлено електроживлення за зверненням Електропостачальника;
- ✓ віднесених до категорії захищених, до яких застосовується особливий режим відключення та/або обмеження електропостачання для запобігання виникненню надзвичайних ситуацій техногенного характеру.

- створити та вести інформаційні бази даних щодо:

- ✓ змін і доповнень до Кодексу;
- ✓ пропозицій Користувачів про внесення змін і доповнень до Кодексу та рішень, прийнятих згідно цих пропозицій Оператором системи передачі та/або Регулятором;
- ✓ умов та порядку надання доступу та приєднання Користувачів до системи передачі;
- ✓ операційної безпеки мережі;
- ✓ стандартів операційної безпеки;
- ✓ випадків порушення вимог Кодексу та вжитих заходів щодо їх дотримання;
- ✓ випадків виникнення та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій в ОЕС України, застосування надзвичайних заходів, аналізу причин виникнення надзвичайних ситуацій, реалізації заходів, спрямованих на усунення та недопущення в майбутньому причин виникнення надзвичайних ситуацій;
- ✓ випадків недотримання показників якості послуг з передачі електричної енергії, аналізу причин їх виникнення, реалізації заходів, спрямованих на усунення та недопущення в майбутньому причин недотримання цих показників.

- інформувати Користувачів системи передачі про зупинення дії окремих положень Кодексу у разі виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України та про надзвичайні заходи, які застосовуються протягом дії режиму надзвичайної ситуації;

- надавати Користувачам системи передачі на їх запити роз'яснень щодо інтерпретації, необхідного порядку виконання чи реалізації окремих положень Кодексу;

- надавати Регулятору щорічний звіт про свою діяльність як Адміністратора Кодексу, який включається до річного звіту Оператора системи передачі.

15.2 Порядок внесення змін і доповнень до Кодексу системи передачі

15.2.1 Зміни і доповнення до Кодексу вносяться за ініціативою Оператора системи передачі та/або за пропозиціями учасників ринку електричної енергії та затверджуються Регулятором.

15.2.2 Пропозиції учасників ринку електричної енергії щодо внесення змін і доповнень до Кодексу мають бути обґрунтованими авторами та направлені в письмовому вигляді до відповідних державних органів та/або Адміністратора Кодексу.

15.2.3 Оператор системи передачі реєструє подані пропозиції в спеціальному журналі Адміністратора Кодексу, узагальнює їх та готує проект змін і доповнень до Кодексу, погоджує його в установленому порядку та подає на затвердження Регулятору.

15.2.4 У разі, якщо пропозиції учасників ринку електричної енергії щодо внесення змін і доповнень до Кодексу відносно одних і тих же положень Кодексу суперечать одна

одній, Оператор системи передачі інформує про наявні розбіжності авторів цих пропозицій та пропонує їм подати узгоджені пропозиції.

15.2.5 У випадку незгоди Оператора системи передачі з пропозиціями учасників ринку електричної енергії щодо змін і доповнень до Кодексу, він інформує авторів цих пропозицій з відповідними обґрунтуваннями та пропонує їх відхилити.

Пропозиції, які суперечать чинному законодавству або нормативно-правовим актам Кабінету Міністрів України, відхиляються Оператором системи передачі без погодження з їх авторами, про що робиться запис в журналі реєстрації пропозицій Адміністратора Кодексу, а також надається письмове повідомлення про відхилення авторам цих пропозицій.

15.2.6 Якщо відносно пропозицій, зазначених у пункті 15.2.4 цього розділу та у частині першій пункту 15.2.5 цього розділу не досягнуто згоди між Оператором системи передачі та/або їх авторами, такі пропозиції передаються Регулятору для прийняття остаточного рішення.

15.2.7 Зміни і доповнення до Кодексу, обумовлені законодавчими та іншими нормативно-правовими актами, вносяться в строки, визначені цими актами, усі інші – в строки, визначені Оператором системи передачі (Регулятором), але не рідше одного разу на рік.

15.2.8 Інформація про внесення змін і доповнень до Кодексу оприлюднюється Оператором системи передачі на своєму офіційному веб-сайті в мережі Інтернет.

Розділ 16 ПЕРЕХІДНІ ТА ПРИКІНЦЕВІ ПОЛОЖЕННЯ

16.1 Взаємозв'язки (взаємодії) Кодексу з іншими пов'язаними нормативно-технічними документами

16.1.1 Кодекс системи передачі є нормативно-правовим актом, направленим на нормативне забезпечення функціонування і розвитку системи передачі ОЕС України в сучасних умовах відповідно до законодавства України та Енергетичного Співтовариства.

16.1.2 Чинні нормативно-технічні документи (ГОСТ, ГКД, ДСТУ, СОУ, правила експлуатації, інструкції тощо), а також розпорядчі документи з питань, які висвітлені у Кодексі, з часом, згідно визначеної черговості, повинні бути приведені у відповідність до вимог Кодексу.

16.1.3 Будь-які документи, які розробляються (оновлюються) на виконання положень Кодексу (правила, положення, місцеві інструкції тощо) або стосуються положень, врегульованих Кодексом, не можуть містити вимоги, граничні параметри, норми тощо, які входять у протиріччя (зміна, відміна або послаблення) з положеннями Кодексу.

Якщо зазначені документи мають нормативні посилання, відмінні від положень Кодексу, необхідно керуватись положеннями Кодексу, а такі документи мають бути переглянуті (уточнені) в першочерговому порядку.

16.1.4 Вимоги Кодексу набувають чинності з моменту його затвердження та реєстрації у встановленому порядку, крім положень, щодо яких законодавством України встановлені інші терміни.

16.1.5 Деталізація вимог Кодексу має бути здійснена шляхом внесення змін у діючі та розроблення нових нормативно-технічних документів.

16.1.6 Вимоги Кодексу щодо взаємовідносин Оператора системи передачі та Користувачів системи передачі мають бути відображені в діючих договорах або при укладанні нових договорів між ними.

Остаточний максимальний термін перегляду або укладання договорів визначається Оператором системи передачі у разі, якщо терміни не встановлені Законом України «Про ринок електричної енергії України».

16.2 Дії при непередбачуваних обставинах

16.2.1 При виникненні обставин, які не обумовлені положеннями цього Кодексу, але можуть негативно впливати на операційну безпеку мережі та призводити до серйозних порушень в її роботі, Оператор системи передачі в найкоротші терміни проводить консультації з тими Користувачами системи передачі, чиїх інтересів це стосується, з метою досягнення домовленості про те, що і як повинно бути зроблено для запобігання розвитку та/або ліквідації наслідків цих непередбачуваних обставин.

16.2.2 У разі, якщо таких домовленостей не можна досягти протягом місяця, Оператор системи передачі бере на себе відповідальність за проведення необхідних дій щодо попередження непередбачуваних обставин або ліквідації їхніх наслідків з максимальним урахуванням інтересів Сторін, яких це стосується.

16.2.3 Кожен Користувач системи передачі повинен діяти згідно з інструкціями та виконувати всі розпорядження Оператора системи передачі щодо виходу із ситуації, яка склалася, з урахуванням того, що ці інструкції та розпорядження відповідають дійсним на даний момент технічним і технологічним можливостям системи передачі.

16.2.4 Оператор системи передачі негайно повідомляє Регулятора про:

- непередбачувані обставини, які виникли;
- дії, які у зв'язку з цим було виконано;
- заходи, яких необхідно вжити для запобігання повторенню подібної ситуації в майбутньому.

16.2.5 Після локалізації наслідків зазначених обставин та аналізу причин їх виникнення Оператор системи передачі готує пропозиції щодо змін і доповнень до відповідних положень Кодексу, проводить консультації із зацікавленими суб'єктами ринку електричної енергії та подає зміни і доповнення до Кодексу на затвердження Регулятору у встановленому порядку.