



МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ
(Міненерго)

вул. Хрещатик, 30, м. Київ, 01601, тел.: (044) 531-36-93; 206-38-45
E-mail: kanc@mev.gov.ua, сайт: <https://www.mev.gov.ua>, ідентифікаційний код 37552996

На №

Національна комісія, що
здійснює державне
регулювання у сферах
енергетики та комунальних
послуг

Державна інспекція
енергетичного нагляду України

НЕК «Укренерго»

Оператори систем розподілу
(за списком)

Про внесення змін до
СОБУ МЕВ ЕЕ 40.1-00100227-01:2016

З метою забезпечення актуалізації основних напрямів побудови та експлуатації електричних мереж об'єднаної енергетичної системи України в частині розвитку розподільних електричних мереж, забезпеченні їх надійності та визначення технічних параметрів експлуатації обладнання електричних мереж, підгрупою «Технічна політика в розподільчих мережах» робочої групи з реалізації Концепції впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року та технічної політики у сфері розвитку, експлуатації електричних мереж, яка створена відповідно до наказу Міністерства енергетики України від 20 березня 2024 № 127 та до складу якої ввійшли, зокрема, уповноважені представники Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, Державної інспекції енергетичного нагляду України, НЕК «Укренерго» та операторів систем розподілу, були напрацьовані зміни до СОБУ МЕВ ЕЕ 40.1-00100227-01:2016 «Стандарт операційної безпеки функціонування об'єднаної енергетичної системи України. Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика. Частина 2. Технічна політика у сфері побудови та експлуатації розподільних електричних мереж», затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 08 лютого 2016 року № 64, які затверджені наказом Міністерства енергетики України від 04.12.2024 № 456 «Про внесення змін до СОБУ МЕВ ЕЕ 40.1-00100227-01:2016 «Стандарт операційної безпеки функціонування об'єднаної енергетичної системи України. Побудова та



UB
Міністерство енергетики України
№26/1.2-4.2-29455 від 06.12.2024
КЕП: Колісник М. О. 06.12.2024 16:58
382367105294AF970400000024E65F00D9AF0F03
Сертифікат дійсний з 05.11.2024 15:52 до 05.11.2025 15:52

№1/05-13643-24 від 09.12.2024

експлуатація електричних мереж. Технічна політика. Частина 2. Технічна політика у сфері побудови та експлуатації розподільних електричних мереж»» (далі – Наказ № 456)

На підставі зазначеного Міненерго надсилає Наказ № 456, з метою його використання в подальшій роботі.

Додаток на 81 арк.

Перший заступник Міністра

Юрій ШЕЙКО



МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

НАКАЗ

м. Київ

Про внесення змін до СОБУ МЕВ ЕЕ 40.1-00100227-01:2016 «Стандарт операційної безпеки функціонування об'єднаної енергетичної системи України. Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика. Частина 2. Технічна політика у сфері побудови та експлуатації розподільних електричних мереж»

Відповідно до Закону України «Про стандартизацію»; статті 5 Закону України «Про ринок електричної енергії»; пункту 8 Положення про Міністерство енергетики України, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 17 червня 2020 року № 507; з метою забезпечення надійного (безперебійного) постачання споживачам електричної енергії
НАКАЗУЮ:

1. Внести зміни до СОБУ МЕВ ЕЕ 40.1-00100227-01:2016 «Стандарт операційної безпеки функціонування об'єднаної енергетичної системи України. Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика. Частина 2. Технічна політика у сфері побудови та експлуатації розподільних електричних мереж», затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 08 лютого 2016 року № 64, виклавши його у новій редакції, що додається.

2. Директорату електроенергетичного комплексу та розвитку ринку електричної енергії (Кирило НОВИКОВ) забезпечити надання цього наказу до Об'єднання енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» для внесення його до реєстру нормативних документів Міністерства енергетики України в установленому порядку.

3. Контроль за виконанням цього наказу покласти на Першого заступника Міністра ШЕЙКА Юрія.

Міністр

Герман ГАЛУЩЕНКО



UB
Міністерство енергетики України
№456 від 04.12.2024
КЕП: Галущенко Г. В. 04.12.2024 11:25
3ED5083160DBC59B040000007CDD0600BFB5FF00
Сертифікат дійсний з 01.05.2023 17:01 до 01.05.2025 17:01

ЗАТВЕРДЖЕНО

**Наказ Міністерства енергетики та
вугільної промисловості України
08 лютого 2016 року № 64
(у редакції наказу Міністерства
енергетики України
від 04.12.2024 № 456)**

**Стандарт операційної безпеки
функціонування об'єднаної енергетичної системи України**

**Побудова та експлуатація електричних мереж.
Технічна політика**

**Частина 2. Технічна політика у сфері побудови та експлуатації
розподільних електричних мереж**

**Київ
2024**

Зміст

Вступ	5
I. Сфера застосування.	6
II. Терміни та визначення понять.	7
III. Позначення та скорочення.	12
IV. Нормативні посилання.	13
V. Цілі і завдання технічної політики в розподільних електричних мережах.	18
VI. Основні напрями і зміст технічної політики в розподільних електричних мережах.	19
1. Загальні вимоги до розподільних електричних мереж.	20
2. Вимоги до вибору системи напруги.	21
3. Вимоги до схем побудови розподільних електричних мереж.	22
4. Підстанції та силове обладнання.	24
4.1. Підстанції 110 (150) кВ/10 кВ, 20 кВ.	24
4.1.1. Загальні вимоги.	24
4.1.2. Вимоги до будівель підстанцій 110 (150) кВ.	26
4.1.3. Розподільні установки та комутаційні апарати 110 (150) кВ та 10, 20 кВ.	26
4.1.4. Силові трансформатори 110 (150) кВ та трансформатори власних потреб 10 кВ, 20 кВ.	27
4.1.5. Обмеження струмів короткого замикання та компенсації ємнісних струмів замикання на землю.	28
4.2. Технічні вимоги до розподільних пунктів 10 кВ, 20 кВ.	29
4.2.1. Загальні вимоги.	29
4.2.2. Вимоги до будівлі розподільних пунктів, побудованої окремо.	29
4.2.3. Розподільні установки та обладнання 10 кВ, 20 кВ.	29
4.3. Трансформаторні підстанції 10 кВ, 20 кВ.	30
4.3.1. Загальні вимоги до трансформаторних підстанцій 10 кВ, 20 кВ.	30
4.3.2. Розподільні установки та обладнання 10 кВ, 20 кВ та 0,4 кВ.	31
4.3.3. Силові трансформатори 10 кВ, 20 кВ.	31
4.4. Вимірювальні трансформатори.	32
4.5. Обмежувачі перенапруги нелінійні.	32
4.6. Статичні пристрої компенсації реактивної потужності.	33
4.7. Діагностика і моніторинг технічного стану основного обладнання підстанцій.	34
4.8. Організація системи оперативного живлення вторинних кіл обладнання підстанцій.	34
4.9. Екологічна безпека навколишнього середовища підстанцій.	35
4.10. Перспективні технології та технічні рішення.	35
4.11. Обмеження для використання обладнання.	36
5. Повітряні лінії електропередавання.	36
5.1. Загальні вимоги до повітряних ліній електропередавання напругою 0,4–110 (150) кВ.	36

5.2. Опори.	37
5.3. Фундаменти.	37
5.4. Проводи і грозозахисні троси.	37
5.5. Ізолятори та лінійна арматура.	38
5.6. Засоби автоматики і захисту повітряних ліній електропередавання 10–150 кВ.	38
5.7. Захист повітряних ліній електропередавання від грозових перенапруг.	39
5.8. Діагностика повітряних ліній електропередавання.	39
5.9. Екологічна безпека навколишнього середовища повітряних ліній електропередавання.	40
5.10. Обмеження з використання технологій та обладнання на повітряних ліній електропередавання.	40
6. Кабельні лінії електропередавання.	41
6.1. Загальні вимоги до кабельних ліній електропередавання.	41
6.2. Силові кабелі.	41
6.3. Вимоги до кабельної арматури.	42
6.4. Захист від перенапруги кабельних ліній електропередавання.	42
6.5. Діагностика кабельних ліній електропередавання.	42
6.6. Вимоги до технологій прокладання кабельних ліній електропередавання.	43
6.7. Обмеження із застосування технологій та устаткування кабельних ліній електропередавання.	43
7. Пристрої релейного захисту і автоматики.	43
7.1. Основні завдання з удосконалення та розвитку релейного захисту та автоматики.	43
7.2. Основні вимоги до пристроїв релейного захисту і автоматики в мережах 10–110 (150) кВ.	44
7.3. Селективний захист від однофазного замикання на землю в мережах 6–35 кВ.	45
8. Моніторинг і керування якістю електроенергії.	46
9. Автоматизовані системи керування об'єктами розподільних електричних мереж.	46
9.1. Основні завдання у сфері автоматизації.	47
9.2. Базові принципи автоматизації.	47
9.3. Автоматизована система технологічного керування.	48
9.4. Автоматизовані системи диспетчерсько-технологічного керування.	48
9.5. Автоматизовані системи обліку електроенергії.	51
9.6. Мережі зв'язку в розподільних електричних мережах.	52
9.7. Інші інформаційні системи та системи автоматизованого керування розподільних електричних мереж.	54
10. Режим роботи розподільних електричних мереж і керування ними.	55
10.1. Розрахунки режимів роботи.	55
10.2. Регулювання напруги.	56
11. Експлуатація розподільних електричних мереж.	56
11.1. Вимоги щодо організації експлуатації мереж.	56

11.2. Організація технічного обслуговування та ремонтів.	57
11.2.1. Загальні вимоги.	57
11.2.2. Організація та проведення комплексного технічного обслуговування і ремонтів.	58
11.3. Підготовка виробничого персоналу.	60
11.4. Диспетчерське керування.	60
11.4.1. Загальні положення.	60
11.4.2. Розподіл диспетчерського керування.	61
VII. Реалізація технічної політики в розподільних електричних мережах.	62
1. Державні цільові програми.	62
2. Схеми перспективного розвитку розподільних електричних мереж.	62
2.1. Мета розроблення схем розвитку розподільних електричних мереж.	62
2.2. Основні вимоги до схем розвитку розподільних електричних мереж.	62
3. Плани розвитку розподільних електричних мереж.	64
3.1. Мета розроблення планів розвитку розподільних електричних мереж.	64
3.2. Основні вимоги до планів розвитку розподільних електричних мереж.	64
3.3. Основні шляхи розвитку розподільних електричних мереж.	66
3.3.1. Заходи з підвищення надійності мереж.	66
3.3.2. Заходи щодо зниження технологічних витрат електроенергії.	67
3.3.3. Заходи щодо підвищення пропускнуєї здатності розподільних електричних мереж.	70
4. Інвестиційні програми.	70
VIII. Керування технічною політикою.	70
1. Основні методи керування технічною політикою.	70
2. Заходи з забезпечення впровадження нової техніки та нових технологій.	71
3. Удосконалення проєктування об'єктів розподільних електричних мереж.	72
Додаток А. Рекомендовані характеристики автоматизованих систем об'єктів розподільних електричних мереж.	73
Додаток Б. Рекомендовані характеристики об'єктів розподільних електричних мереж.	77

Вступ

Цей Стандарт розроблено з метою забезпечення надійного (безперебійного) постачання споживачам електричної енергії. Стандарт встановлює основні напрями побудови та експлуатації електричних мереж об'єднаної енергосистеми України в частині розвитку розподільних електричних мереж, забезпеченні їх надійності та визначення технічних параметрів експлуатації обладнання електричних мереж.

Згідно з Законом України «Про ринок електричної енергії» та Положенням про Міністерство енергетики України, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 17 червня 2020 року № 507, Міністерство енергетики України є центральним органом виконавчої влади, який здійснює формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі.

Технічна політика у сфері побудови та експлуатації електричних мереж є складовою державної політики в електроенергетичному комплексі. В основі проведення технічної політики в електроенергетичному комплексі лежить забезпечення надійного і ефективного функціонування об'єднаної енергосистеми України та ефективного управління інноваційним розвитком об'єктів електроенергетики.

Головними стратегічними цілями технічної політики Міністерства енергетики України, є підвищення технічного рівня, надійності та екологічної безпеки об'єктів електричних мереж.

Електричні мережі об'єднаної енергосистеми України складаються з високовольтих (магістральних і міждержавних) електричних мереж та розподільних (місцевих) електричних мереж. У зв'язку із зазначеним існує потреба у актуалізації галузевого нормативно-правового акта з питань технічної політики у сфері побудови та експлуатації магістральних і розподільних електричних мереж, який, складається з двох частин:

технічна політика у сфері побудови та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж;

технічна політика у сфері побудови та експлуатації розподільних електричних мереж.

Технічна політика у сфері побудови та експлуатації електричних мереж визначає основні напрями функціонування і розвитку магістральних, міждержавних та розподільних (місцевих) мереж у короткостроковій і довгостроковій перспективі через сукупність взаємозалежних технічних вимог, які, акцентуючи увагу на найбільш прогресивні технічні рішення, визначають перелік і межі застосування тих або інших технічних рішень, устаткування і технологій, спрямованих на підвищення технічного рівня процесів передавання, перетворення та розподілу електроенергії, рівня керування, експлуатації і перспективного розвитку електричних мереж.

Технічну політику рекомендовано використовувати при розробленні нормативно-технічних документів і нормативно-правових актів, що визначатимуть пріоритети та правила застосування технічних рішень у ході реалізації програм нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів електроенергетики.

I. Сфера застосування

Цей Стандарт визначає технічну політику у сфері побудови та експлуатації розподільних електричних мереж (далі – технічна політика) і встановлює основні напрями і шляхи підвищення ефективності функціонування та розвитку розподільних (місцевих) електричних мереж напругою від 0,4 кВ до 110 (150) кВ об'єднаної енергосистеми України.

Технічна політика встановлює сукупність управлінських, технічних і організаційних заходів на найближчу та довгострокову перспективу, спрямованих на створення електромережі як інтелектуальної системи передачі, розподілу і постачання електричної енергії від виробників електричної енергії до споживачів, інтегрованої з комунікаціями та інформаційними технологіями, та такої, що забезпечує поліпшене функціонування енергосистеми з якісним обслуговуванням її користувачів.

Технічну політику рекомендовано для застосування:

операторам систем розподілу та оператору системи передачі, при узгодженні технічних вимог приєднання користувачів і схем розвитку їх електричних мереж, а також центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики;

науково-дослідними, проєктними, ремонтними, будівельними, монтажними та налагоджувальними організаціями, які виконують роботи із забезпечення функціонування розподільних електричних мереж у рамках договірних відносин (угод) з ліцензіатами та з іншими власниками об'єктів розподільних електричних мереж;

під час розроблення і реалізації:

державних і галузевих програм розвитку розподільних електричних мереж;

схем перспективного розвитку розподільних електричних мереж;

інвестиційних програм операторів систем розподілу;

проєктів нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів електричних мереж (включаючи системи керування, зв'язку, захисту, діагностики тощо);

програм науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт у сфері електромережевого будівництва;

проєктів нормативно-правових актів, технічних рішень тощо.

Технічну політику рекомендовано застосовувати також у разі:

видачі обґрунтованих технічних умов для нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів розподільних електричних мереж;

освоєння нових технологій будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів розподільних електричних мереж;

виготовлення нових видів обладнання, конструкцій і матеріалів для електромережевого будівництва;

розроблення автоматизованих систем керування технологічними процесами та обліку електричної енергії, контролю показників якості

електричної енергії, систем діагностики обладнання, передавання інформації та зв'язку тощо;

проведення експертизи технічних умов для нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів розподільних електричних мереж;

проведення експертизи виконуваних проєктів та вибраного для використання обладнання об'єктів розподільних електричних мереж.

Технічна політика не містить норм щодо регулювання економічної діяльності суб'єктів природних монополій у сфері електроенергетики та суб'єктів господарювання, які діють на суміжних ринках, установлення яких відповідно до законодавства покладено на Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.

II. Терміни та визначення понять

У цьому Стандарті терміни вживаються у таких значеннях:

автоматизована система керування технологічними процесами підстанції – програмно-технічний комплекс автоматизації підстанції, який інтегрує у своєму складі підсистеми збору й передавання інформації з параметрами роботи устаткування підстанції, його діагностики і моніторингу оперативного та технологічного стану, керування колами первинної та вторинної комутації, релейного захисту і автоматики, інженерних систем підстанції і який забезпечує обслуговуючому персоналу автоматизацію виконання їх завдань із керування технологічними процесами підстанції в повному обсязі;

автоматизована система контролю показників якості електроенергії – ієрархічна система, яка являє собою сукупність програмних засобів та технічних пристроїв та персоналу, який експлуатує їх, що виконує функції проведення вимірювань, збору, оброблення, передачі та зберігання результатів вимірювань показників якості електричної енергії;

автоматизована система обліку електроенергії – ієрархічна система, яка являє собою сукупність програмних засобів, технічних пристроїв та персоналу, який експлуатує їх, яка функціонально поєднує метрологічно атестовані засоби обліку електричної енергії, обчислювально-інформаційний комплекс, систему зв'язку та забезпечення єдиного часу, і виконує функції проведення вимірювань, збору, оброблення, передавання та зберігання результатів вимірювань обсягів та параметрів переданої та спожитої електричної енергії, формування балансів електроенергії різного ступеня деталізації, а також проведення розрахунків із учасниками оптового ринку електричної енергії України і споживачами;

автоматизована система технологічного керування – комплекс засобів автоматизації, на базі сучасних програмно-технічних засобів обчислювальної техніки та інформаційних технологій, що забезпечує обслуговуючому персоналу автоматизацію виконання їх завдань з виробничо-технічного і оперативно-диспетчерського керування об'єктами електричних мереж;

архітектура системи (програмно-апаратних комплексів, автоматизованих систем керування тощо) – концепція взаємозв'язку складників системи, що

охоплює логічну, фізичну, технічну, програмну, інформаційну й організаційну структури системи та принципи її функціонування;

відкрита розподільна установка – розподільна установка, складена із вимикачів, роз'єднувачів, вимірювальних трансформаторів, шинопроводів та іншого обладнання, яке розташоване просто неба і в якій, як основне ізолююче середовище, використовується повітря;

гібридний розподільний модуль елегазовий/екогазовий – компактна розподільна установка, яка складається з вимикачів, роз'єднувачів, заземлювачів, вимірювальних трансформаторів та інших елементів у загальному баку, заповненому газом (елегазом або екогазом), який є ізоляційним і (або) дугогасним середовищем;

діагностика – методи й засоби визначення технічного стану устаткування та обладнання об'єктів електричних мереж;

екогаз – газ, який використовується в обладнанні як ізоляційне середовище і який не має негативного впливу на атмосферу;

закрита розподільна установка – розподільна установка, складена із вимикачів, роз'єднувачів, вимірювальних трансформаторів, шинопроводів та іншого обладнання, яке розташоване в закритому приміщенні і в якій, як основне ізолююче середовище, використовується повітря;

капітальний ремонт – комплекс робіт з відновлення характеристик основних фондів та обладнання об'єктів електричних мереж;

клас перегородки комірки – клас перегородки для збірки, що забезпечує наявність безперервних металевих перегородок та/або шторок (якщо застосовуються), які повинні бути заземлені, між відкритими доступними відсіками та струмопровідними частинами головного ланцюга;

комірки типу «metal-enclosed» – розподільна установка та апаратура управління в металевій оболонці (metal-enclosed), вузли розподільної установки та апаратури управління із зовнішньої металевої оболонки, які мають бути заземлені та повністю зібрані, крім зовнішніх з'єднань;

комплектна розподільна установка елегазова/екогазова – розподільна установка, складена із модулів різного функціонального і технічного призначення, які містять в собі відповідні елементи – вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори, шинопроводи та інші, розміщені усередині корпусів, заповнених газом (елегазом або екогазом), який є ізоляційним і (або) дугогасним середовищем;

мережеве резервування – здатність окремих елементів мережі, або їх сукупності підтримувати на належному рівні надійність електропостачання споживачів в післяаварійних режимах за рахунок схеми з'єднань, та/або за рахунок автоматичного перемикачів, що забезпечує перерозподіл навантаження;

метрологічне забезпечення електричних вимірювань – установлення та застосування наукових і організаційних основ, технічних засобів, правил і норм, необхідних для досягнення необхідної точності вимірювань;

міські розподільні електричні мережі – розподільні електричні мережі, які: розташовані в містах чисельністю населення більш ніж 50 тисяч;

розташовані в зонах, з забудовою висотою 4 поверхи і вище в містах чисельністю населення до 50 тисяч відповідно до Закону України «Про порядок вирішення окремих питань адміністративно-територіального устрою України» та ДБН Б.2.2-12:2019 «Планування та забудова територій», затверджений наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 26 квітня 2019 року № 104;

розташовані на території, що входить до 15 км приміської зони міст з населенням більш ніж 800 тисяч, та 10 км приміської зони міст з населенням від 250 тисяч до 800 тисяч;

модернізація устаткування або обладнання – зміна конструкції діючого устаткування та обладнання, яка забезпечує покращення його показників призначення, підвищення надійності, зниження енергетичних, матеріальних витрат і трудових ресурсів під час експлуатації, технічного обслуговування та ремонту;

моніторинг – безперервний контроль параметрів устаткування та обладнання об'єктів електричних мереж, режимів їх роботи із застосуванням автоматизованих систем, які забезпечують збір, зберігання та оброблення інформації в режимі реального часу;

моральне старіння – стан, за якого стає економічно доцільним виведення з експлуатації діючих машин та устаткування, ще до їх фізичного зносу та заміна на машини і устаткування підвищеної ефективності;

науково-дослідні роботи – роботи, які вимагають для досягнення поставленого завдання одержання нових знань про процеси, технології та властивості об'єктів і матеріалів і розроблення нових технічних рішень;

нове будівництво – будівництво об'єктів електричних мереж з метою створення нових виробничих потужностей, яке здійснюють на спеціально відведених земельних ділянках;

об'єкти розподільних електричних мереж (об'єкти електричних мереж) – лінії електропередавання, підстанції, розподільні пункти та інші електроустановки номінальною напругою до 150 кВ включно, які використовують для передавання та розподілу електричної енергії;

обчислювально-інформаційний комплекс – сукупність функціонально об'єднаних метрологічно атестованих програмних, інформаційних і технічних засобів, призначених для рішення завдань збору та оброблення даних вимірювань, які надходять від засобів вимірювання, а також збору, оброблення, зберігання і відображення результатів вимірювань;

оперативно-диспетчерське (диспетчерсько-технологічне) керування – комплекс робіт з централізованого керування технологічними режимами роботи об'єктів електричних мереж та енергорозподільних пристроїв споживачів і виробників електричної енергії, якщо ці об'єкти й пристрої впливають на електроенергетичний режим роботи енергетичної системи і їх включено відповідним суб'єктом оперативно-диспетчерського керування в електроенергетиці до переліку об'єктів, які підлягають такому керуванню;

пілотний проєкт – проєкт, який передбачає впровадження нової техніки або технології на окремому об'єкті з метою апробації технічних рішень та ефективності цієї техніки або технології до її широкого застосування;

проєктна документація – графічні і текстові матеріали, що визначають об'ємно-планувальні, конструктивні та технічні рішення для замовлення обладнання, будівництва, реконструкції, капітального ремонту та технічного переоснащення об'єктів електричних мереж, а також освоєння та благоустрою земельних ділянок;

прохідна підстанція – підстанція, яка приєднується до електричної мережі за допомогою двох заходів в розтин одноколової лінії електропередавання або одного кола багатоколової лінії електропередавання;

радіальна лінія електропередавання – лінія електропередавання, яка з'єднує тупикову підстанцію з джерелом живлення;

реклоузер – комутаційний апарат, який об'єднує в собі декілька видів протиаварійної автоматики та який без участі оператора забезпечує децентралізоване керування автоматикою розподільних електричних мереж;

реконструкція – перебудова існуючих об'єктів електричних мереж, пов'язана із зміною основних техніко-економічних показників цих об'єктів, підвищенням їх технічного рівня та надійності, розширенням виробничих площ, поліпшенням умов експлуатації та охорони навколишнього середовища;

розподільна електрична мережа – функціонально поєднаний комплекс об'єктів електричних мереж номінальною напругою 0,4–110 (150) кВ, а також засобів керування та автоматики, який використовують для передачі, розподілу, виробництва на об'єктах розподіленої генерації та постачання електричної енергії споживачам;

сільські розподільні електричні мережі – розподільні електричні мережі, які не належать до міських розподільних електричних мереж;

технічне переоснащення – комплекс заходів щодо підвищення техніко-економічного рівня існуючих об'єктів електричних мереж на основі впровадження передової техніки і технології, механізації та автоматизації виробництва, модернізації та заміни застарілого і фізично зношеного устаткування новим, більш продуктивним, а також щодо удосконалення інженерних конструкцій та допоміжних систем. Технічне переоснащення діючих об'єктів електричних мереж здійснюють, як правило, без розширення виробничих площ за проєктами і кошторисами на окремі об'єкти або види робіт;

фізичне старіння – поступове незворотне змінювання властивостей об'єкта, спричинене хімічними та (або) фізичними процесами, що самочинно протікають в матеріалах;

цифрова підстанція – підстанція, обладнана комплексом цифрових пристроїв (терміналів) для вирішення завдань релейного захисту та автоматики, реєстрації аварійних подій, АСКТП, обліку та контролю якості електроенергії, телемеханіки. Взаємодія, обмін інформацією між всіма складовими комплексу та з системами верхнього рівня здійснюється по послідовних каналах зв'язку організованих відповідно до вимог єдиних протоколів ДСТУ IEC/TR 61850-1:2018 (IEC/TR 61850-1:2013, IDT) «Комунікаційні мережі та системи для

автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 1. Вступ та огляд», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 07 травня 2018 року № 124;

якість електричної енергії – ступінь відповідності параметрів електричної енергії їх установленим значенням. Показники якості електричної енергії унормовано відповідним ДСТУ EN 50160:2023 (EN 50160:2022, IDT) «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 04 грудня 2023 року № 330;

LSC 2 – категорія функціональних блоків, що мають принаймні окремий доступний відсік для підключення високої напруги до цього функціонального блоку (так званий відсік підключення), таких що, коли цей відсік відкритий, щонайменше одна збірна шина може залишатися під напругою, а всі інші функціональні блоки агрегату можуть працювати в нормальному режимі;

LSC 2A – категорія функціональних блоків категорії LSC 2, таких що, коли будь-який доступний відсік (окрім його відсіку з'єднання та відсіку збірної шини вузлів з однією шиною) відкритий, принаймні одна збірна шина може залишатися під напругою, а всі інші функціональні одиниці вузла можуть працювати в нормальному режимі;

LSC 2B – категорія функціональних блоків категорії LSC 2A, де високовольтні з'єднання (наприклад, кабельні з'єднання) до функціонального блоку можуть залишатися під напругою, коли будь-який інший доступний відсік високої напруги (окрім його відсіку підключення та відсіку збірних шин з однією шиною) відповідного функціонального вузла відкритий;

microgrid (далі – мікромережа) – група взаємопов'язаних навантажень і розподіленої генерації із визначеними електричними межами, що утворюють локальну електроенергетичну систему на рівні системи розподілу електричної енергії, яка діє як єдиний керований об'єкт і здатна працювати паралельно з об'єднаною енергосистемою України (паралельний режим мікромережі) або в острівному режимі мікромережі;

smart grid (далі – розумні мережі) – енергосистема, яка використовує технології обміну інформацією та керування, розподілені обчислення та відповідні датчики і виконавчі механізми для таких цілей як:

інтегрування поведінки та дії користувачів та інших зацікавлених сторін;

ефективне забезпечення сталого, економічного та безпечного постачання електроенергії.

Інші терміни вживаються у значеннях, наведених у Законі України «Про ринок електричної енергії», ДСТУ 3429-96 «Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення», затверджений наказом Державного комітету України по стандартизації, метрології та сертифікації України від 02 жовтня 1996 року № 409, та ДСТУ 3440-96 «Системи енергетичні. Терміни та визначення», затверджений наказом Державного

комітету України по стандартизації, метрології та сертифікації України від 17 жовтня 1996 року № 428.

III. Позначення та скорочення

У цьому Стандарті застосовано такі скорочення:

АВР – автоматичне ввімкнення резерву;

АСДТК – автоматизована система диспетчерсько-технологічного керування;

АСК – автоматизована система керування;

АСКТП – автоматизована система керування технологічними процесами;

АСКПЯЕ – автоматизована система контролю показників якості електроенергії;

АСОЕ – автоматизована система обліку електроенергії;

АСТК – автоматизована система технологічного керування;

ВРУ – відкрита розподільна установка;

ГРМЕ – гібридний розподільний модуль елегазовий/екогазовий;

ЗВТ – засоби вимірювальної техніки;

ЗРУ – закрыта розподільна установка;

КЛ – кабельна лінія електропередавання;

КРП – компенсація реактивної потужності;

КРУ – комплектна розподільна установка;

КРУЕ – комплектна розподільна установка елегазова/екогазова;

КТП – комплектна трансформаторна підстанція (номінальною напругою 6–35/0,4 кВ);

ЛЕП – лінія електропередавання;

ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;

НТР – науково-технічна рада;

ОЕС – об'єднана енергетична система;

ОПН – обмежувач перенапруг нелінійний;

ОСП – оператор системи передачі;

ОСР – оператор системи розподілу;

ПА – протиаварійна автоматика;

ПЛ – повітряна лінія електропередавання;

ПС – підстанція;

РЗА – релейний захист і автоматика;

РМ – розподільна електрична мережа;

РП – розподільний пункт;

РПН – регулювання напруги під навантаженням;

РУ – розподільна установка;

СП – самоутримний ізолюваний провід;

СКСН – самоутримний кабель середньої напруги;

ТВЕ – технологічні втрати електроенергії;

ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;

ТН – трансформатор напруги;

TOiP – технічне обслуговування і ремонт;

ТП – трансформаторна підстанція (номінальною напругою 6–35/0,4 кВ);

ТС – трансформатор струму;

УЗЕ – установка зберігання енергії;

DERMS (Distributed Energy Resources Management System) – система керування розподіленою генерацією електроенергії;

DMS (Distribution Management System) – система керування розподільними електричними мережами;

ERP (Enterprise Resource Planning) – система виробничо-технічного та організаційно-економічного керування активами та аналітики даних;

FLISR (Fault Location, Isolation, and Service Restoration) – система локалізації несправності, усунення та відновлення роботи;

GIS (Geographic Information System) – геоінформаційна система;

OMS (Outage Management System) – система керування відключеннями;

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) – система диспетчерського керування та збору даних.

IV. Нормативні посилання

У цьому Стандарті є посилання на такі нормативно-правові акти:

Закон України «Про ринок електричної енергії»;

Закон України «Про порядок вирішення окремих питань адміністративно-територіального устрою України»;

Закон України «Про державні цільові програми»;

Енергетична стратегія України на період до 2050 року, схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 21 квітня 2023 року № 373-р (далі – Енергетична стратегія України на період до 2050 року);

Постанова Кабінету Міністрів України від 13 січня 2016 року № 94 «Про затвердження Технічного регламенту законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки»;

Постанова Кабінету Міністрів України від 31 січня 2007 року № 106 «Про затвердження Порядку розроблення та виконання державних цільових програм»;

Правила улаштування електроустановок, затверджені наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21 липня 2017 року № 476 (далі – ПУЕ);

Технічний регламент щодо вимог до екодизайну для малих, середніх та великих силових трансформаторів, затверджений постановою Кабінету Міністрів України від 27 лютого 2019 року № 152 (далі – Технічний регламент з екодизайну);

Кодекс системи передачі, затверджений постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 309 (далі – КСП);

Кодекс систем розподілу, затверджений постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 310 (далі – КСР);

Кодекс комерційного обліку електричної енергії, затверджений постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 311 (у редакції постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 20 березня 2020 року № 716) (далі – ККОЕЕ);

Порядок розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затверджений постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 04 вересня 2018 року № 955 (у редакції постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2023 року № 449) (далі – Порядок формування інвестиційних програм);

СОУ-Н МЕН 40.1-00100227-68:2012 «Стійкість енергосистем. Керівні вказівки», затверджений наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 23 липня 2012 року № 539;

СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 «Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище», затверджений наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 04 серпня 2014 року № 543 (далі – СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014);

СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014 «Виконання Схем перспективного розвитку ОЕС України, окремих енерговузлів та енергорайонів. Правила», затверджений наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13 листопада 2014 року № 806 (далі – СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014);

ДБН Б.2.2-12:2019 «Планування та забудова територій», затверджений наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 26 квітня 2019 року № 104;

ДСТУ 3429-96 «Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення», затверджений наказом Державного комітету України по стандартизації, метрології та сертифікації України від 02 жовтня 1996 року № 409 (далі – ДСТУ 3429-96);

ДСТУ 3440-96 «Системи енергетичні. Терміни та визначення», затверджений наказом Державного комітету України по стандартизації, метрології та сертифікації України від 17 жовтня 1996 року № 428 (далі – ДСТУ 3440-96);

ДСТУ EN 50160:2023 (EN 50160:2022, IDT) «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 04 грудня 2023 року № 330 (далі – ДСТУ EN 50160:2023);

ДСТУ ІЕС 60038:2015 (ІЕС 60038:2009, IDT) «Еталонна напруга за ІЕС», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 12 лютого 2016 року № 34 (далі – ДСТУ ІЕС 60038:2015);

ДСТУ EN 60076-1:2016 (EN 60076-1:2011, IDT) «Трансформатори силові. Частина 1. Загальні відомості», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 22 серпня 2016 року № 244 (далі – ДСТУ EN 60076-1:2016);

ДСТУ EN 60076-6:2015 (EN 60076-6:2008, IDT) «Силові трансформатори. Частина 6. Реактори», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 05 листопада 2015 року № 145 (далі – ДСТУ EN 60076-6:2015);

ДСТУ EN 60099-4:2016 (EN 60099-4:2014, IDT) «Розрядники. Частина 4. Металоксидні розрядники без іскрових проміжків для захисту від перенапруг систем змінного струму», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 22 серпня 2016 року № 244 (далі – ДСТУ EN 60099-4:2016);

ДСТУ EN 60255-1:2022 (EN 60255-1:2010, IDT; IEC 60255-1:2009, IDT) «Вимірювальні реле та захисне обладнання. Частина 1. Загальні вимоги», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 28 грудня 2022 року № 285 (далі – ДСТУ EN 60255-1:2022);

ДСТУ IEC 60282-2:2016 (IEC 60282-2:2008, IDT) «Запобіжники плавкі високовольтні. Частина 2. Плавкі запобіжники вихлопного типу», прийнятий відповідно до наказу наказом Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 07 вересня 2016 року № 266 (далі – ДСТУ IEC 60282-2:2016);

ДСТУ EN 60947-2:2019 (EN 60947-2:2017, IDT; IEC 60947-2:2016, IDT) «Пристрої комплектні розподільчі низьковольтні. Частина 2. Автоматичні вимикачі», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 20 грудня 2019 року № 463 (далі – ДСТУ EN 60947-2:2019);

ДСТУ EN IEC 60947-3:2022 (EN IEC 60947-3:2021, IDT; IEC 60947-3:2020, IDT) «Апаратура комутаційна та апаратура керування низьковольтна. Частина 3. Вимикачі, роз'єднувачі, вимикачі-роз'єднувачі та комбіновані блоки запобіжників», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 07 вересня 2022 року № 180 (далі – ДСТУ EN IEC 60947-3:2022);

ДСТУ EN IEC 60947-3:2022 (EN IEC 60947-3:2021, IDT; IEC 60947-3:2020, IDT) «Апаратура комутаційна та апаратура керування низьковольтна. Частина 3. Вимикачі, роз'єднувачі, вимикачі-роз'єднувачі та їхні комбінації з плавким запобіжником», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації,

сертифікації та якості» від 21 грудня 2023 року № 359 (далі – ДСТУ EN IEC 60947-3:2022);

ДСТУ IEC/TR 61850-1:2018 (IEC/TR 61850-1:2013, IDT) «Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 1. Вступ та огляд», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 07 травня 2018 року № 124 (далі – ДСТУ IEC/TR 61850-1:2018);

ДСТУ EN 61869-1:2017 (EN 61869-1:2009, IDT; IEC 61869-1:2007, MOD) «Трансформатори вимірювальні. Частина 1. Загальні вимоги», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 25 вересня 2017 року № 300 (далі – ДСТУ EN 61869-1:2017);

ДСТУ EN 61869-2:2017 (EN 61869-2:2012, IDT; IEC 61869-2:2012, IDT) «Трансформатори вимірювальні. Частина 2. Додаткові вимоги до трансформаторів струму», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 21 вересня 2017 року № 293 (далі – ДСТУ EN 61869-2:2017);

ДСТУ EN 61869-3:2017 (EN 61869-3:2011, IDT; IEC 61869-3:2011, IDT) «Трансформатори вимірювальні. Частина 3. Додаткові вимоги до індуктивних трансформаторів напруги», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 25 вересня 2017 року № 300 (далі – ДСТУ EN 61869-3:2017);

ДСТУ EN 61968-1:2022 (EN 61968-1:2013, IDT; IEC 61968-1:2012, IDT) «Інтеграція прикладних програм на електромережних підприємствах. Системні інтерфейси в менеджменті розподілу електроенергії. Частина 1. Архітектура інтерфейсу та загальні вимоги», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 28 грудня 2022 року № 285 (далі – ДСТУ EN 61968-1:2022);

ДСТУ EN 61970-1:2022 (EN 61970-1:2006, IDT; IEC 61970-1:2005, IDT) «Інтерфейс прикладних програм у системах електроенергетичного менеджменту (EMS-API). Частина 1. Настановні принципи й основні вимоги», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 28 грудня 2022 року № 285 (далі – ДСТУ EN 61970-1:2022);

ДСТУ EN IEC 62052-11:2022 (EN IEC 62052-11:2021, IDT; IEC 62052-11:2020, IDT) «Засоби вимірювання електричної енергії змінного струму. Загальні вимоги, випробування та умови випробування. Частина 11. Лічильники електричної енергії», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації,

сертифікації та якості» від 28 грудня 2022 року № 285 (далі – ДСТУ EN IEC 62052-11:2022);

ДСТУ EN 62052-21:2016 (EN 62052-21:2004, IDT) «Засоби вимірювання електричної енергії змінного струму. Загальні вимоги, випробування та умови випробування. Частина 21. Засоби тарифікації та керування навантагою», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 27 грудня 2016 року № 440 (далі – ДСТУ EN 62052-21:2016);

ДСТУ EN 62052-31:2022 (EN 62052-31:2016, IDT; IEC 62052-31:2015, IDT) «Обладнання для вимірювання електроенергії (АС). Загальні вимоги, випробування та умови випробувань. Частина 31. Вимоги до безпеки продукції та випробування», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 28 грудня 2022 року № 285 (далі – ДСТУ EN 62052-31:2022);

ДСТУ EN IEC 62052-41:2023 (EN IEC 62052-41:2022, IDT; IEC 62052-41:2022, IDT) «Обладнання для вимірювання електроенергії. Загальні вимоги, випробування та умови випробувань. Частина 41. Методи реєстрації енергії та вимоги до багатоенергетичних та багатотарифних лічильників», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 20 грудня 2023 року № 344 (далі – ДСТУ EN IEC 62052-41:2023);

ДСТУ EN 62271-1:2018 (EN 62271-1:2017, IDT; IEC 62271-1:2017, IDT) «Пристрої контрольні розподільчі високовольтні. Частина 1. Загальні технічні вимоги для пристроїв контрольних розподільчих високовольтних змінного струму», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 23 листопада 2018 року № 434 (далі – ДСТУ EN 62271-1:2018);

ДСТУ EN IEC 62271-100:2022 (EN IEC 62271-100:2021, IDT; IEC 62271-100:2021, IDT) «Пристрої контрольні розподільчі високовольтні. Частина 100. Визначення змінного струму», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 28 грудня 2022 року № 285 (у редакції наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 01 липня 2024 року № 219) (далі – ДСТУ EN IEC 62271-100:2022);

ДСТУ EN IEC 62271-102:2022 (EN IEC 62271-102:2018, IDT; IEC 62271-102:2018:2016, IDT) «Пристрої контрольні розподільні високовольтні. Частина 102. Роз'єднувачі та уземлювальні перемикачі змінного струму», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 28 грудня 2022 року № 285 (далі – ДСТУ EN IEC 62271-102:2022);

ДСТУ EN IEC 62271-200:2022 (EN IEC 62271-200:2021, IDT; IEC 62271-200:2021, IDT) «Пристрої контрольні розподільні високовольтні. Частина 200. Комплектні розподільні пристрої змінного струму в кожусі з металу, розраховані на номінальну напругу понад 1 кВ і до 52 кВ включно», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 28 грудня 2022 року № 285 (далі – ДСТУ EN IEC 62271-200:2022);

ДСТУ EN IEC 62271-203:2024 (EN IEC 62271-203:2022, IDT; IEC 62271-203:2022, IDT) «Пристрої контрольні розподільчі високовольтні. Частина 203. Розподільчі пристрої з газовою ізоляцією в металевій оболонці на номінальну напругу понад 52 кВ», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 27 червня 2024 року № 215 (далі – ДСТУ EN IEC 62271-203:2024);

ДСТУ ISO 12944-5:2020 (ISO 12944-5:2019, IDT) «Фарби та лаки. Захист від корозії сталевих конструкцій захисними лакофарбовими системами. Частина 5. Захисні лакофарбові системи», прийнятий відповідно до наказу Державного підприємства «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» від 29 грудня 2020 року № 520 (далі – ДСТУ ISO 12944-5:2020).

Примітка: Чинність нормативно-правових актів, на які є посилання, перевіряють згідно з офіційними виданнями національного органу стандартизації — каталогом національних нормативно-правових актів і щомісячними інформаційними показниками національних стандартів. Якщо стандарт, на який є посилання, замінено новим або до нього внесено зміни, необхідно застосовувати новий стандарт, охоплюючи всі внесені до нього зміни.

V. Цілі і завдання технічної політики в розподільних електричних мережах

РМ ОСР, які є завершальною ланкою в системі забезпечення споживачів електричною енергією, перебувають у безпосередній взаємодії як з конкретним споживачем та об'єктами розподіленої генерації, так і з електричними мережами системи передачі. Результати роботи РМ багато в чому визначають надійність, якість і ефективність роботи всієї ОЕС України.

Технічна політика в сфері побудови та експлуатації РМ полягає у створенні умов для розвитку і підвищення технічного рівня РМ, які здійснюють розподіл електричної енергії за оптимальних умов забезпечення надійного і безпечного постачання споживачам електроенергії належної якості.

Основними цілями технічної політики в РМ, з урахуванням завдань, визначених Енергетичною стратегією України на період до 2050 року, та Концепцією впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року, схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 14 жовтня 2022 року № 908-р (далі – Концепція впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року), є:

підвищення готовності РМ до транспортування електричної енергії споживачам та від об'єктів розподіленої генерації;

підвищення рівня стійкості РМ за рахунок її розгалуженості та фізичного захисту об'єктів мереж, включно з лінійними об'єктами;

підвищення рівня безпеки постачання споживачам шляхом резервування трансформаторної потужності та пропускної здатності елементів мережі, а також ефективного використання приєднаних до РМ джерел з виробництва електроенергії;

підвищення надійності та ефективності роботи РМ за рахунок істотного підвищення керованості всіх елементів мережі;

розвиток виробничо-технічного і оперативно-диспетчерського керування об'єктами РМ;

розвиток інформаційної та телекомунікаційної інфраструктури, підвищення спостережуваності електричної мережі та якості інформаційного обміну з іншими суб'єктами ринку електричної енергії;

створення технічних умов щодо можливості дотримання заданих обсягів графіків обмежень і аварійних відключень споживачів, а також протиаварійних систем зниження навантаження;

підвищення ефективності експлуатації РМ за рахунок оптимізації головних схем електричних з'єднань, експлуатаційних витрат, витрат електроенергії на власні потреби, підвищення достовірності обліку електроенергії;

подолання тенденції фізичного та морального старіння основних фондів РМ шляхом їх реконструкції або технічного переоснащення;

автоматизація ПС РМ, упровадження та розвиток сучасних систем автоматичної діагностики і моніторингу технічного стану основного обладнання ПС, технологічного устаткування РЗА, систем зв'язку, інженерних систем, комерційного й технічного обліку електроенергії;

удосконалювання технологій експлуатації, ТОіР. Забезпечення професійної підготовки експлуатаційного і ремонтного персоналу з урахуванням впровадження нових технологій та інноваційного устаткування;

мінімізація впливу на навколишнє середовище за нового будівництва, реконструкції, експлуатації та ремонту об'єктів;

сприяння розвитку зарядної інфраструктури електричних транспортних засобів тощо.

VI. Основні напрямки і зміст технічної політики в розподільних електричних мережах

Технічна політика реалізується ОСР за такими напрямками:

забезпечення вимог щодо сучасного технічного рівня РМ за рахунок нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення цих мереж;

застосування нових технічних рішень і технологій під час будівництва та експлуатації об'єктів РМ;

застосування сучасних засобів і технічних рішень у системах керування, захисту, діагностики обладнання, передавання інформації, зв'язку та інформаційно-вимірювальних систем РМ;

удосконалення технічних засобів керування мережами і застосування сучасних методів планування їх розвитку;

зниження технологічних витрат електричної енергії в РМ;

удосконалення нормативно-правового забезпечення діяльності РМ;

залучення інвестицій для реалізації основних напрямів розвитку РМ;

попередження та зменшення негативних впливів на навколишнє природне середовище.

Крім того, технічна політика в РМ має бути спрямованою на розвиток наукових досліджень і проектних робіт, а також на розширення практики застосування пілотних проектів та відпрацювання нових технічних рішень і технологій у електромережевому будівництві.

1. Загальні вимоги до розподільних електричних мереж

Розвиток виробничої діяльності, сфери обслуговування та поліпшення умов проживання населення на території, яка обслуговується РМ, визначають вимоги до надійності та якості електропостачання споживачів, і як наслідок – до якості функціонування РМ.

Технічні, безпекові та економіко-екологічні вимоги до функціонування РМ нового покоління:

технічна та екологічна безпека функціонування об'єктів РМ;

забезпечення нормативного рівня надійності електропостачання споживачів в умовах зростання електричного навантаження і обсягів споживання електроенергії;

забезпечення зменшення індексів середньої кількості та середньої тривалості перерв в електропостачанні споживачів;

фізичний захист об'єктів від воєнного ураження;

стійкість РМ, включно з системою керування, до воєнного ураження;

спроможність до обмеженого функціонування виділеним навантаженням за рахунок приєднаної до мереж ОСР розподіленої генерації;

здатність до ефективного керування навантаженням/розвантаженням споживачів задля запобігання системної аварії, або для її ліквідації;

обґрунтоване спрощення конструкцій і схем об'єктів РМ з урахуванням підвищення надійності устаткування, яке застосовують на об'єктах РМ;

забезпечення рівня якості електричної енергії відповідно до державного стандарту;

можливість адаптації мереж до динамічних умов розвитку регіонів і зростання електричних навантажень;

застосування нових технологій експлуатації об'єктів РМ і їхньої автоматизації;

скорочення технологічних витрат електроенергії на її передавання і розподіл до рівня технічно обґрунтованих;

забезпечення зростання передачі обсягів електричної енергії, виробленої з використанням відновлюваних джерел енергії;

забезпечення умов до приєднання УЗЕ, мікромереж, зарядної інфраструктури електричних транспортних засобів;

застосування нових інформаційних технологій для керування режимами роботи РМ;

забезпечення належного рівня кібербезпеки;

цифровізація об'єктів РМ;

створення об'єктів РМ та/або ділянок мережі що функціонують як розумні мережі.

Основними технічними напрямками розвитку РМ є:

побудова розгалуженої, гнучкої та стійкої до воєнного ураження мережі;

превентивне створення резервів трансформаторної потужності та пропускної спроможності задля мінімізації негативних наслідків воєнного ураження;

реконструкція та технічне переоснащення РМ на нових принципах і новій технічній базі;

підвищення безпеки персоналу під час будівництва та експлуатації РМ;

застосування конструкцій, елементів і устаткування, які забезпечують необхідну надійність і оптимальні витрати під час будівництва (нового будівництва, реконструкції і технічного переоснащення) та експлуатації об'єктів РМ протягом терміну служби;

оптимізація вартості заходів на обслуговування об'єктів РМ;

створення компактних об'єктів РМ;

попередження та зменшення негативних впливів на навколишнє природне середовище.

2. Вимоги до вибору системи напруги

Напругу об'єктів РМ змінного струму вибирають відповідно до шкали номінальної напруги згідно з стандартом ДСТУ ІЕС 60038:2015. Вибір ступенів напруги в РМ треба здійснювати в процесі розроблення схем перспективного розвитку РМ за результатами ТЕО з урахуванням зростання електричних навантажень на перспективу та потреб у мережевому резервуванні.

При новому будівництві РМ, а також їх комплексній реконструкції, необхідно мінімізувати кількість ступенів напруги та об'єктів РМ, які зв'язують електричні мережі та належить до різних систем номінальної напруги.

Система розподілу має забезпечувати транспортування електричної енергії від мережевих об'єктів ОСП та РУ електричних станцій до кінцевих споживачів використовуючи не більш ніж дві трансформації: 110 (150) кВ/35 кВ; 20 кВ; 10 (6) кВ/0,4 кВ.

Завданням сучасної технічної політики розвитку РМ є поступове переведення, за потреби, напруги 35 кВ на напругу 110 (150) кВ та напруги 6 кВ на напругу 10 кВ, 20 кВ. Кінцевим результатом такого переведення має бути використання напруги 35 кВ, як системи середньої напруги та експлуатація лише тих ЛЕП 35 кВ, що живлять трансформатори 35 кВ/0,4 кВ у разі технічної

можливості та економічної доцільності їх експлуатації, а також припинення розбудови системи напруги 6 кВ.

Не дозволяється будувати нові ЛЕП 35 кВ, нові ПС з використанням напруги 35 кВ, за винятком технологічних мереж енергоємних споживачів та виробників електричної енергії. Не дозволяється реконструкція ЛЕП 35 кВ, 6 кВ та заміна силових трансформаторів 110 (150) кВ/35 кВ/6 кВ з метою збільшення пропускної спроможності та потужності обмотки 35 кВ, 6 кВ.

Нові приєднання до мережі 35 кВ, 6 кВ дозволяються лише в обсягах існуючих резервів пропускної спроможності та трансформаторної потужності джерела живлення 35 кВ, 6 кВ.

На перехідному етапі допускається створення та обмежена тривалістю завершення всього комплексу робіт з розбудови системи напруги 20 кВ експлуатація об'єктів (елементів мережі) з трансформацією 35 кВ/20 кВ та/або 10 (6) кВ/20 кВ відповідно до схеми перспективного розвитку РМ.

Споруджувані магістральні ПЛ середньої напруги, які передбачені перспективною схемою розвитку РМ і плануються надалі експлуатуватися на більшій номінальній напрузі, повинні мати конструкцію опор, яка дає змогу надалі переводити їх на вищий ступінь номінальної напруги без істотних додаткових витрат.

КЛ, що прокладаються у вузлі РМ і відповідно до схеми перспективного розвитку мають бути переведено на напругу 20 кВ, необхідно прокладати з використанням силового кабелю на напругу 20 кВ.

У разі порівняння варіантів схем розвитку РМ з різними ступенями номінальної напруги, які мають однакові витрати, або витрати, що відрізняються в межах 10 %, пріоритет треба віддавати варіанту розвитку мереж з вищою середньою напругою РМ.

3. Вимоги до схем побудови розподільних електричних мереж

РМ треба будувати в такий спосіб і з такими параметрами, щоб забезпечити нормований рівень надійності постачання електроенергії (потужності) електроприймачам у нормальному, аварійному і післяаварійному режимах роботи електричних мереж відповідно до категорійності електроприймачів.

Під час проєктування нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення РМ:

застосовувати мережеве резервування електроприймачів як схемне рішення підвищення надійності електропостачання;

забезпечувати мережевим резервуванням усі ПС напругою 110 (150) кВ;

систему електропостачання електроприймачів 1 категорії з надійності електропостачання необхідно формувати з виконанням умови однократного мережевого автоматичного резервування (критерій n-1);

для особливої групи електроприймачів 1 категорії з надійності електропостачання необхідно передбачати резервне (автономне) джерело живлення, яке встановлює електроприймач з забезпеченням ресурсами (у тому

числі паливом) для його роботи протягом технологічних потреб, але не менше ніж однієї доби (критерій n-2);

для електроприймачів 2 категорії з надійності електропостачання необхідно формувати систему електропостачання з виконанням умови однократного мережевого резервування, що забезпечується дистанційним перемиканням, або діями оперативного персоналу (критерій n-1);

систему електропостачання електроприймачів 3 категорії з надійності електропостачання допускається формувати з одним джерелом живлення.

Виконання зазначених вимог щодо створення систем електропостачання електроприймачів різних категорій з надійності має забезпечуватися раціональним вибором однієї з наступних ознак конфігурації мереж середньої напруги:

радіальна схема створюється однією лінією, єдиним призначенням якої є живлення одного електроприймача, вимоги щодо надійності електропостачання якого відповідають 3 категорії. Радіальна лінія може бути двопроменевою і у разі приєднання до різних секцій в пункті живлення підвищує до 1 категорії рівень надійності електропостачання електроприймача при застосуванні АВР. За радіальними схемами має виконуватися приєднання РП до різних секцій ПС – живлячі лінії;

магістральна схема створюється лінією до якої відгалуженнями приєднана певна кількість електроприймачів, відстань до яких від джерела живлення послідовно збільшується від найближчого до останнього та вимоги, щодо надійності електропостачання яких відповідають 3 категорії. Для забезпечення 2 категорії надійності електропостачання, електроприймачі мають бути заживлені через двотрансформаторні ТП до двопроменевої магістральної лінії або до магістральних ліній, які живляться від різних ПС та РП та з'єднуються між собою комутаційним апаратом. Наведене схемне рішення у разі встановлення комутаційних апаратів з функцією АВР забезпечує 1 категорію надійності електропостачання;

петлева схема створюється двома лініями приєднаними до різних секцій шин однієї ПС (РП) або до секцій шин різних ПС (РП) з приєднаними до них за схемою «вхід-вихід» ТП та забезпечує електроприймачам приєднаним за такою схемою 2 категорію за надійності електропостачання. Петлева схема повинна мати точку нормального розриву. Для забезпечення 1 категорії з надійності електропостачання електроприймачів, ТП в цій схемі повинні бути оснащені автоматизованими комутаційними апаратами, які виконують функцію АВР;

змішана схема – схема, яка має ділянки з ознаками магістральних схем та ділянки з ознаками петлевих схем. До збірних шин середньої напруги ТП в змішаних схемах можуть бути приєднані радіальні лінії.

За радіальними схемами також виконуються відгалуження від ЛЕП низької напруги до окремих електроприймачів.

Під час проєктування нового будівництва та реконструкції міських РМ 10 кВ, 20 кВ, слід будувати ЛЕП переважно за петлевими схемами з двома центрами живлення з керованою точкою струморозподілу за умови забезпечення нормованої якості напруги всіх електроприймачів та об'єктів розподіленої

генерації і систем накопичення енергії у зоні живлення, як в нормальному, так і в після аварійному режимі в разі вимкнення одного з центрів живлення.

Під час проєктування нового будівництва та реконструкції сільських РМ 10 кВ, 20 кВ слід будувати ЛЕП переважно за магістральними схемами з забезпеченням приєднання через керовану точку струморозподілу до суміжної ЛЕП, яка приєднана до іншого джерела живлення.

Допускається побудова змішаних схем РМ 10 кВ, 20 кВ з можливістю побудови радіальних ліній для підключення нових електроприймачів.

Такі принципи побудови РМ 10 кВ, 20 кВ створюють умови для надійного електропостачання електроприймачів із урахуванням зростання електричних навантажень, можливості приєднання нових електроприймачів та створює кращі умови для побудови розумних мереж.

При будівництві або реконструкції РМ 110 (150) кВ варто застосовувати взаємно резервовані ЛЕП 110 (150) кВ із АВР від різних ПС чи різних шин однієї ПС, яка має двостороннє незалежне живлення.

При будівництві однотрансформаторних ПС 110 (150) кВ/10 кВ, 20 кВ треба передбачати забезпечення мережевого резервування з сторони середньої напруги в обсязі 100 % розрахункового навантаження силового трансформатора ПС.

4. Підстанції та силове обладнання

4.1. Підстанції 110 (150) кВ/10 кВ, 20 кВ

4.1.1. Загальні вимоги

При будівництві нових або реконструкції існуючих ПС вибір схем РУ 10 кВ, 20 кВ та 110 (150) кВ має бути здійснюватися згідно з вимогами ПУЕ.

Новозбудовані (реконструйовані) ПС 110 (150) кВ повинні відповідати таким вимогам:

- застосування цифрової інформаційно-технологічної системи та засобів керування, в яких усі процеси інформаційного обміну між елементами, а також із зовнішніми системами здійснюються відповідно до протоколу, визначеного у вимогах ДСТУ ІЕС/TR 61850-1:2018;

- забезпечення дистанційного керування комутаційними апаратами схеми основних з'єднань ПС та контролю її обладнання з інтеграцією в АСКТП;

- можливість функціонування ПС без постійного обслуговуючого персоналу;
- компактність і комплектність;

- забезпечення резервування каналів зв'язку для передавання сигналів керування та контролю за станом електроустаткування на диспетчерський пункт РМ;

- сумісність із діючим устаткуванням РМ;

- застосування сучасних пристроїв РЗА;

- застосування селективного захисту від однофазних замикань;

застосування переважно обладнання з терміном експлуатації не менш ніж 30 років і яке не потребує виконання капітального ремонту протягом цього терміну;

обладнання тимчасовим фізичним захистом силових трансформаторів 110 (150) кВ від осколкових уражень;

низьке споживання електроенергії на власні потреби;

зниження вимог до обсягу регламентних робіт із ТОіР;

забезпечення зручності при проведенні огляду, ТОіР;

забезпечення безпеки експлуатації, ТОіР, екологічної та пожежної безпеки.

Будівництво ПС має здійснюватися в наступному виконанні:

в міських РМ закриті ПС;

в сільських РМ переважно відкриті ПС.

У разі будівництва (повної реконструкції) ПС 110 (150) кВ треба застосовувати силові трансформатори одиничною потужністю не вищою ніж 63 МВА – для ПС 110 (150) кВ. Застосування на ПС 110 (150) кВ трансформаторів 80 МВА повинно бути обґрунтоване.

При побудові ПС 110 (150) кВ слід обирати схему з двома або більше силовими трансформаторами. Допускається будівництво ПС 110 (150) кВ з одним силовим трансформатором за умови 100 % резервування потужності по стороні середньої напруги.

При проектуванні ПС допустиме розрахункове перевантаження силових трансформаторів у N-1 режимі повинно відповідати 120 % від номінальної потужності, а завантаження силових трансформаторів на ПС у нормальному режимі не може перевищувати 60 % від номінальної потужності.

Під час проектування ПС треба передбачати:

заземлювальні пристрої, які забезпечують вирівнювання потенціалу на території та заземленому устаткуванні ПС;

захист від прямих ударів блискавки та проникнення імпульсів перенапруги у вторинні кола;

заходи щодо унеможливлення електромагнітного впливу первинних кіл і устаткування на вторинні кола;

вибір трас і способів прокладання силових кабелів і кабелів вторинних кіл на відкритій частині ПС і в будинках на підставі розрахунків допустимого рівня електричних завад для вторинних кіл;

додаткові заходи із забезпечення електромагнітної сумісності (у тому числі вплив статичної електрики);

вимоги заводів-виробників щодо електромагнітної сумісності обладнання, яке закладається.

При будівництві (реконструкції) ПС мають бути застосовані наступні інженерні системи:

систему охоронної сигналізації;

систему охоронного відеоспостереження;

систему пожежної сигналізації та автоматичну систему пожежогасіння відповідно до вимог НД.

При реконструкції ПС має бути передбачено комплексний підхід до заміни обладнання об'єкта.

4.1.2 Вимоги до будівель підстанцій 110 (150) кВ

При будівництві (реконструкції) ПС 110 (150) кВ має бути застосовано наступні технологічні рішення:

застосування переважно одноповерхових будівель модульного типу з металевим каркасом, який має антикорозійний захист, виконаний методом гарячого цинкування;

оснащення системами опалення, вентиляції та кондиціонування повітря; влаштування фальшпідлоги для прокладання комунікацій.

Будівництво (реконструкцію) закритих ПС 110 (150) кВ треба здійснювати переважно у одно-двоповерховому виконанні з улаштуванням кабельного поверху.

При реконструкції ПС 110 (150) кВ, обладнання якої знаходиться в будівлях, капітальний ремонт яких є недоцільним, виконується їх демонтаж з наступним будівництвом нових модульних будівель.

4.1.3. Розподільні установки та комутаційні апарати 110 (150) кВ та 10 кВ, 20 кВ

При будівництві, реконструкції ПС 110 (150) кВ потрібно застосовувати РУ 110 (150) кВ у наступному виконанні:

для відкритих ПС – ВРУ з відокремленим обладнанням 110 (150) кВ;

для відкритих ПС – ГРМЕ 110 (150) кВ у випадках:

коли ПС знаходиться в 5 районі за характеристичними значеннями ожеледі;

коли габаритні розміри ділянки для будівництва ПС 110 (150) кВ недостатні для будівництва ПС з ВРУ 110 (150) кВ;

для закритих ПС – КРУЕ 110 (150) кВ.

При реконструкції ПС тип компонування РУ 110 (150) кВ обирається залежно від місця розташування ПС, об'ємів реконструкції ПС, кліматичних особливостей, обмежень забудови земельної ділянки.

При будівництві (реконструкції) РУ 110 (150) кВ відкритих ПС потрібно:

застосовувати вакуумні вимикачі 110 кВ, вимикачі 110 (150) кВ з елегазовою або екогазовою ізоляцією – колонкових, бакових (у тому числі з вбудованими ТС), які відповідають стандарту ДСТУ EN IEC 62271-100:2022;

застосовувати гібридні модулі 110 (150) кВ з елегазовою або екогазовою ізоляцією, які відповідають стандарту ДСТУ EN IEC 62271-203:2024;

застосовувати роз'єднувачі з електроприводами основних і заземлювальних ножів, горизонтально-поворотного або підвісного типу з одним розривом на полюс, які відповідають стандарту ДСТУ EN IEC 62271-102:2022. Роз'єднувачі повинні мати блокування з вимикачем: електричне, електромагнітне, логічне за необхідністю;

застосовувати переважно жорстке ошинування 110 (150) кВ;

застосовувати металоконструкції, які мають антикорозійний захист, виконаний методом гарячого цинкування;

застосовувати різні типи збірних залізобетонних і пальових фундаментів для зменшення обсягів (або відмови) виконуваних земляних робіт;

застосовувати для покриття території ПС матеріали, які запобігають проростанню небажаної рослинності;

застосовувати переважно посилені металеві зварні секційні огорожі для зовнішньої огорожі ПС.

При будівництві (реконструкції) РУ 110 (150) кВ закритих ПС потрібно:

застосовувати КРУЕ з елегазовою або екогазовою ізоляцією, яка відповідає стандарту ДСТУ EN IEC 62271-203:2024. КРУ з елегазовою ізоляцією мають бути укомплектованими системою моніторингу та діагностики щільності елегазу, з вбудованою системою безперервної сигналізації.

При будівництві (реконструкції) РУ 10–35 кВ ПС потрібно:

застосовувати закриті РУ 10–35 кВ з вакуумними вимикачами 10 кВ, 20 кВ, 35 кВ, які відповідають вимогам стандарту ДСТУ EN IEC 62271-100:2022;

застосовувати в РУ 10 кВ, 20 кВ комірки типу «metal-enclosed» (клас експлуатаційної готовності LSC 2В, клас перегородок РМ) з повітряною ізоляцією та викатними елементами касетного виконання для класу напруги 10 кВ, 20 кВ та викатними елементами для класу напруги 35 кВ, які відповідають стандартам ДСТУ EN 62271-1:2018 та ДСТУ EN IEC 62271-200:2022;

застосовувати жорстке ошинування 10–35 кВ від трансформаторів 110 (150) кВ до РУ 10–35 кВ з зовнішнім ізоляційним шаром або ошинування, виконане кабелем при неможливості виконання жорсткого ошинування.

4.1.4. Силові трансформатори 110 (150) кВ та трансформатори власних потреб 10 кВ, 20 кВ

Загальні вимоги до трансформаторів 110 (150) кВ, які використовуються на ПС 110 (150) кВ/10 кВ, 20 кВ:

силові трансформатори повинні відповідати Технічному регламенту з екодизайну та стандарту ДСТУ EN 60076-1:2016;

оснащення трансформаторів пристроями РПН з автоматичним регулятором напруги, у тому числі з мікропроцесорними блоками керування;

конструкція сердечника має бути виконана за технологією «step-lap» або іншими сучасними енергоефективними технологіями;

оснащення трансформаторів потужністю від 10 МВА плівковим захистом для обмеження контакту ізоляційної оливи з повітрям;

захисне покриття силових трансформаторів має відповідати вимогам ДСТУ ISO 12944-5:2020;

оснащення трансформаторів сучасними необслуговуваними пристроями захисту масла;

оснащення трансформаторів напругою 110 (150) кВ потужністю 63 МВА, встановлених в камерах закритих ПС і в ЗРУ, автоматизованими системами пожежогасіння;

застосування вводів з твердою ізоляцією за номінальних струмів до 2000 А; можливість застосування системи моніторингу технічного стану (вимірювання ємності і тангенса кута діелектричних витрат вводів, контролю головної ізоляції трансформаторів тощо).

Загальні вимоги до трансформаторів власних потреб 10 кВ, 20 кВ, які використовуються на ПС 110 (150) кВ:

силові трансформатори повинні відповідати Технічному регламенту з екодизайну та стандарту ДСТУ EN 60076-1:2016;

застосування герметичних масляних трансформаторів на відкритих ПС та трансформаторів з литою ізоляцією в закритих ПС;

обладнання системою автоматичного контролю температури;

захисне покриття силових трансформаторів повинно відповідати вимогам ДСТУ ISO 12944-5:2020.

4.1.5. Обмеження струмів короткого замикання та компенсації ємнісних струмів замикання на землю

Під час будівництва (реконструкції) ПС 110 (150) кВ, для обмеження струмів короткого замикання у РУ 10 кВ, 20 кВ слід:

обирати оптимальну одиничну потужність трансформаторів;

встановлювати триобмоткові чи двообмоткові силові трансформатори з максимальним можливим опірм між обмотками високої напруги та низької напруги;

застосовувати трансформатори з розщепленими обмотками низької напруги з напругою 10 кВ, 20 кВ;

застосування струмообмежувальних реакторів, що встановлюються на вводах середньої напруги силових трансформаторів або на приєднаннях ЛЕП, які відходять.

У разі обґрунтованого застосування струмообмежувальних реакторів, вони повинні мати полімерну ізоляцію та низькі втрати електроенергії. Струмообмежувальні реактори повинні відповідати стандарту ДСТУ EN 60076-6:2015.

В електричних мережах 10 кВ, 20 кВ з ізолюваною нейтраллю для ефективного запобігання розвитку і переходу однофазних замикань на землю в міжфазні короткі замикання треба застосовувати автоматичну компенсацію ємнісних струмів на основі плавно регульованих дугогасних реакторів з автоматичними регуляторами настроювання компенсації або застосовувати резистивно або комбіновано заземлену нейтраль.

Рекомендовано в мережі 10 кВ, 20 кВ використовувати комбіновані (розміщені в одному баку реактор та приєднувальний трансформатор) масляні дугогасні реактори герметичного виконання. Дугогасні реактори повинні відповідати стандарту ДСТУ EN 60076-6:2015.

4.2. Технічні вимоги до розподільних пунктів 10 кВ, 20 кВ.

4.2.1. Загальні вимоги

Під час будівництва нових або реконструкції існуючих РП вибір схеми РУ 10 кВ, 20 кВ має бути здійснюватися згідно з вимогами ПУЕ.

Новозбудовані (реконструйовані) РП мають відповідати таким загальним вимогам:

- забезпечення дистанційного керування комутаційними апаратами схеми основних з'єднань РП та контролю її обладнання з інтеграцією в АСКТП;

- компактність і комплектність;

- забезпечення резервування каналів зв'язку для передавання сигналів керування та контролю за станом електроустаткування на диспетчерський пункт РМ;

- сумісність з діючим устаткуванням РМ;

- низьке споживання електроенергії на власні потреби;

- зниження вимог до обсягу регламентних робіт із ТОіР;

- забезпечення зручності при проведенні огляду, ТОіР;

- забезпечення безпеки експлуатації, ТОіР, екологічної та пожежної безпеки.

Новозбудовані РП мають бути закритого типу і залежно від місцевих умов: побудованими окремо (у тому числі підземними);

вбудованими;

прибудованими.

4.2.2. Вимоги до будівлі розподільних пунктів, побудованої окремо

При новому будівництві (реконструкції) РП 10 кВ, 20 кВ має бути застосовано наступні технологічні рішення для його будівлі:

- надавати перевагу застосуванню одноповерхових будівель модульного типу з металевим каркасом, який має антикорозійний захист, виконаний методом гарячого цинкування або бетонних будівель заводської готовності;

- оснащення системами освітлення, опалення, вентиляції та кондиціонування повітря в будівлях РП;

- оснащення системами охоронної та протипожежної сигналізації.

При реконструкції РП, обладнання якого знаходиться в будівлі, капітальний ремонт якої є недоцільним, виконується її демонтаж з наступним будівництвом нової будівлі.

4.2.3. Розподільні установки та обладнання 10 кВ, 20 кВ

При будівництві (реконструкції) РУ 10 кВ, 20 кВ РП треба:

- застосовувати закриті РУ 10 кВ, 20 кВ з вакуумними вимикачами 10 кВ, 20 кВ, які відповідають вимогам стандарту ДСТУ EN IEC 62271-100:2022;

- застосовувати в РУ 10 кВ, 20 кВ комірки типу «metal-enclosed» (клас експлуатаційної готовності LSC 2В, клас перегородок РМ) з повітряною

ізоляцією, які відповідають стандартам ДСТУ EN 62271-1:2018 та ДСТУ EN IEC 62271-200:2022. Допускається в РУ 10 кВ, 20 кВ РП застосовувати комірки з твердою ізоляцією або комірки, в яких як ізоляційне середовище використовується повітря під тиском (клас експлуатаційної готовності не менш ніж LSC 2, клас перегородок РМ);

застосовувати трансформатори власних потреб 10 кВ, 20 кВ переважно з литою ізоляцією.

4.3. Трансформаторні підстанції 10 кВ, 20 кВ

4.3.1. Загальні вимоги до трансформаторних підстанцій 10 кВ, 20 кВ

Під час будівництва нових або реконструкції існуючих ТП вибір схеми РУ 10, 20 кВ має бути здійснюватися згідно з вимогами ПУЕ.

Новозбудовані (реконструйовані) ТП мають відповідати таким загальним вимогам:

- компактність і комплектність;
 - низьке споживання електроенергії на власні потреби;
 - зниження вимог до обсягу регламентних робіт із ТОіР;
 - забезпечення зручності при проведенні огляду, ТОіР;
 - забезпечення безпеки експлуатації, ТОіР, екологічної безпеки.
- Новозбудовані ТП в залежно від місцевих умов мають бути:
- побудованими окремо (у тому числі підземними);
 - вбудованими;
 - прибудованими.

Для електропостачання споживачів в РМ треба застосовувати ТП стовпового виконання та модульні ТП.

У міських РМ окремо побудовані нові ТП мають бути модульними.

У сільських РМ для підключення споживачів потужністю до 250 кВА включно нові ТП мають бути переважно стовпового виконання. У разі навантаження 400 кВА і більше у сільських РМ окремо побудовані нові ТП мають бути модульними.

Нові окремо побудовані модульні ТП мають бути у бетонному або металевому корпусі.

Нові окремо побудовані модульні ТП, вбудовані ТП та прибудовані ТП споруджуються з кабельними вводами 10 кВ, 20 кВ та 0,4 кВ.

При реконструкції ТП, обладнання якої знаходиться в будівлі, капітальний ремонт якої є недоцільним, виконується її демонтаж з наступним будівництвом нової модульної ТП.

При проектуванні ТП допустиме розрахункове перевантаження силових трансформаторів у N-1 режимі повинно відповідати 120 % від номінальної потужності, а завантаження силових трансформаторів на ТП у нормальному режимі не може перевищувати 60 % від номінальної потужності.

4.3.2. Розподільні установки та обладнання 10 кВ, 20 кВ та 0,4 кВ

При будівництві (реконструкції) РУ 10 кВ, 20 кВ модульних ТП 10 кВ, 20 кВ треба:

застосовувати малогабаритні комірки типу «metal-enclosed» (клас експлуатаційної готовності – не менш ніж LSC 2, клас перегородок РМ) з вакуумними вимикачами або вимикачами навантаження з моторним приводом, які відповідають стандартам ДСТУ EN 62271-1:2018 та ДСТУ EN IEC 62271-200:2022. Як ізоляційне середовище в даних комірках може використовуватися повітря, електричне або повітря під тиском. Комірки повинні бути такими, що мало обслуговуються або такими, що не потребують обслуговування протягом всього терміну експлуатації;

оснащувати індикаторами пошкоджень з передачею інформації про пошкодження в АСКТП;

обладнувати дистанційним керуванням та засобами контролю обладнанням РУ ТП з інтеграцією в систему АСКТП.

При будівництві (реконструкції) стовбових ТП 10 кВ, 20 кВ треба:

як комутаційному апарату 10 кВ, 20 кВ віддавати перевагу роз'єднувачам типу «запобіжник-роз'єднувач», які відповідають стандарту ДСТУ IEC 60282-2:2016;

з метою зниження експлуатаційних витрат, всі металоконструкції стовбових ТП повинні бути захищені від корозії методом гарячого цинкування.

При будівництві (реконструкції) модульних ТП 10 кВ, 20 кВ РУ-0,4 кВ повинно бути переважно інтегроване в ТП.

При будівництві (реконструкції) ТП 10 кВ, 20 кВ треба:

застосовувати вимикачі 0,4 кВ внутрішнього виконання з електронними розчеплювачами на ввідних та секційному приєднаннях, які відповідають стандарту ДСТУ EN 60947-2:2019;

застосовувати блоки рубильників-запобіжників, які відповідають стандарту ДСТУ EN IEC 60947-3:2022 на приєднаннях, що відходять.

4.3.3. Силові трансформатори 10 кВ, 20 кВ

Силові трансформатори встановлені в ТП 10 кВ, 20 кВ/0,4 кВ повинні: відповідати Технічному регламенту з екодизайну та стандарту ДСТУ EN 60076-1:2016;

бути масляними герметичними в стовпових та модульних ТП;

бути з литою ізоляцією в прибудованих і вбудованих ТП;

мати зменшені масогабаритні показники;

мати схему з'єднання обмоток «трикутник – зірка з нулем» або «зірка-зигзаг з нулем»;

бути обладнаними пристроями контролю температури;

мати захисне покриття згідно з вимогами ДСТУ ISO 12944-5:2020.

Трансформатори можуть бути обладнані симетруючими обмотками або пристроями.

4.4. Вимірювальні трансформатори

ТС та ТН мають відповідати стандартам ДСТУ EN 61869-1:2017, ДСТУ EN 61869-2:2017, ДСТУ EN 61869-3:2017 та бути сертифікованими відповідно до Технічного регламенту законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, затвердженого Постановою Кабінету міністрів України від 13 січня 2016 року № 94.

У РМ 110 (150) кВ має бути застосовано:

елегазові або масляні герметичні антирезонансні (нерезонуючі) електромагнітні ТН класів точності 0,2 для комерційного обліку і 0,5 (3 Р) для захисту;

елегазові або масляні герметичні ТС вибухобезпечного виконання з не менше ніж двома обмотками класу точності 0,2 S для комерційного обліку і обмоткою класу точності 0,5 (10 Р) для захисту (за потреби);

електронні (цифрові) ТС та ТН, з формуванням передачі даних згідно з ДСТУ ІЕС/TR 61850-1:2018 у разі їх сертифікації.

У РМ 10 кВ, 20 кВ вимірювальні ТН і ТС повинні мати:

литу ізоляцію;

не менше двох обмотку класу точності 0,5 для ТН та 0,5 S для ТС для комерційного обліку і одну (дві) обмотки класу точності 0,5 (10 Р) для захисту (за потреби) у ТС;

антирезонансне виконання конструкції ТН;

конструкцію, розраховану на різне робоче положення вимірювального трансформатора у шафі КРУ, що має підвищену надійність і забезпечує електричну, пожежну і вибухову безпеку.

Вимірювальні трансформатори мають бути такими, що не потребують капітального ремонту протягом усього терміну експлуатації.

4.5. Обмежувачі перенапруги нелінійні

ОПН мають відповідати стандарту ДСТУ EN 60099-4:2016.

Для захисту від впливу грозових і комутаційних перенапруг електрообладнання об'єктів РМ усіх класів напруги необхідно використовувати ОПН. ОПН треба виконувати на основі оксидно-цинкових резисторів із достатньою енергоємністю та захисним рівнем, вибухобезпечного виконання. Енергетичні параметри ОПН необхідно вибирати на підставі розрахунку режиму роботи мережі і розсіювання енергії в ОПН у разі впливу комутаційних перенапруг.

Встановлення ОПН має бути передбачено на підходах ПЛ до РУ ПС. В електричних мережах 0,4–150 кВ ОПН необхідно передбачати для захисту електроустаткування ПС, РП і ТП, електроустаткування пунктів секціонування та АВР.

ОПН 110 (150) кВ повинні мати номінальний розрядний струм 10 кА, захисні рівні за номінального розрядного струму 280 кВ і 380 кВ відповідно, та пропускну здатність 500 А;

ОПН з номінальним значенням розрядного струму 10 кА вибирають:
у районах з інтенсивністю грозової діяльності понад 50 грозових годин на рік;
у мережах із ПЛ на дерев'яних опорах;
у мережах з підвищеними вимогами до надійності.

4.6. Статичні пристрої компенсації реактивної потужності

Для підтримки якості електроенергії, зниження втрат електроенергії та підвищення пропускної здатності РМ має бути встановлено статичні пристрої КРП, у тому числі:

- тиристорно-реакторні групи;
- конденсаторні установки;
- компенсуючі (з використанням фільтрів) пристрої;
- статичні тиристорні та транзисторні компенсатори на базі силової електроніки.

У малозавантажених електричних мережах 110 (150) кВ для нормалізації рівнів напруг шляхом компенсації надлишкової зарядної потужності ЛЕП можна використовувати керовані та нерегульовані шунтувальні реактори.

Для забезпечення регулювання напруги в електричних мережах 110 (150) кВ допускається підключати до обмотки (авто) трансформатора декілька реакторних груп, які комутуються вакуумними вимикачами.

За потреби плавної і швидкої КРП в мережах 10–110 (150) кВ можна застосовувати реакторні групи, керовані тиристорами.

У завантажених мережах 0,4–110 (150) кВ за знижених рівнів напруги для зменшення технологічної витрати електроенергії і забезпечення нормованих показників її якості треба застосовувати паралельні конденсаторні установки. У разі застосування конденсаторної установки потрібно унеможливити резонансні явища в усіх режимах роботи мережі.

Для підтримування параметрів якості енергії та КРП змінного навантаження, а також підвищення стійкості електропередавання в мережах 110 (150) кВ треба застосовувати статичні тиристорні та транзисторні компенсатори.

Для підвищення коефіцієнта потужності споживачів електричної енергії в мережах 0,4–20 кВ треба застосовувати автоматичні конденсаторні установки.

Керовані конденсаторні установки необхідно встановлювати на закритих ПС із трансформаторами потужністю 250 кВА і більше, на інших ПС – конденсаторні батареї з автоматичним перемиканням потужності. За неможливості розміщування конденсаторних батарей з автоматичним перемиканням потужності треба установлювати окремі конденсатори, розраховані лише на компенсацію струму намагнічування трансформаторів.

4.7. Діагностика і моніторинг технічного стану основного обладнання підстанцій

У РМ має бути здійснено діагностику і моніторинг технічного стану обладнання ПС відповідно до нормативно-правових актів, при цьому:

впроваджувати неруйнівні методи контролю технічного стану електроенергетичного устаткування;

застосовувати засоби діагностики і моніторингу основного устаткування, які забезпечують інформацією про стан устаткування;

здійснювати діагностику стану устаткування та моніторингу переважно без вимкнення напруги;

впроваджувати єдині інформаційно-діагностичні системи для одержання оперативного доступу до інформації про технічний стан устаткування.

4.8. Організація системи оперативного живлення вторинних кіл обладнання підстанцій

Організація живлення вторинних кіл обладнання ПС має бути забезпечувати живлення оперативним струмом вторинних кіл усіх типів електроустаткування ПС, пристроїв АСКТП ПС, систем зв'язку і пристроїв РЗА.

Живлення оперативним струмом вторинних кіл кожного приєднання ПС треба здійснювати через окремі запобіжники або автоматичні вимикачі.

Живлення оперативним струмом вторинних кіл пристроїв РЗА і керування вимикачами кожного приєднання ПС має бути передбачено через окремі автоматичні вимикачі або запобіжники, не пов'язані з іншими колами (попереджувальна сигналізація, електромагнітне блокування тощо).

У системі живлення власних потреб ПС змінного струму має бути передбачено:

організацію не менше двох секцій 0,22 кВ/0,4 кВ для живлення споживачів власних потреб ПС;

установлення не менше двох трансформаторів власних потреб із живленням від різних джерел, включаючи незалежне джерело зовнішнього електропостачання.

Система постійного оперативного струму ПС має відповідати таким основним вимогам:

розрахункова тривалість розряду акумуляторної батареї має забезпечувати працездатність пристроїв РЗА протягом часу, достатнього для прибуття персоналу на ПС, виявлення несправності та вжиття заходів із відновлення нормального режиму роботи;

можливість живлення під час нормального режиму роботи мережі вторинних кіл постійного оперативного струму від зарядних пристроїв у разі відключення акумуляторної батареї;

для підвищення надійності системи постійного оперативного струму ПС, рекомендується впроваджувати системи контролю за станом елементів акумуляторної батареї;

електромагнітна сумісність із об'єктами живлення;
 автоматичний пошук «землі» в мережі постійного оперативного струму без вимкнення приєднань, які відходять від щита постійного струму;
 час ліквідації КЗ у мережі постійного оперативного струму має бути меншим від припустимої перерви живлення мікропроцесорних пристроїв захисту;

напруга оперативного струму, та час зниження напруги, при максимальних поштовхах навантаження у колах оперативного струму, повинні бути такими, що не викликають перезавантаження мікропроцесорних терміналів РЗА.

На ПС 110 (150) кВ/10 кВ, 20 кВ та РП 10 кВ, 20 кВ треба застосовувати переважно постійний оперативний струм напругою 220 В, а в ТП 10–20 кВ/0,4 кВ, які мають дистанційне керування, з інтеграцією в систему АСДТК – переважно постійний оперативний струм напругою 24 В або 48 В.

На ПС 110 (150) кВ дозволяється використовувати ШОС з вбудованою акумуляторною батареєю, за умови здатності забезпечувати максимальні розрахункові поштовхи струмів після гарантованого (не менше двогодинного) розряду струмом навантаження в автономному режимі, протягом усього терміну служби.

4.9. Екологічна безпека навколишнього середовища підстанцій

Зниження негативного впливу ПС на навколишнє середовище, обслуговуючий персонал і населення має здійснюватися шляхом:

- застосування конденсаторів з екологічно безпечним рідким діелектриком;
- зниження рівня шуму електроустаткування;
- застосування пожежо-, вибухобезпечного електроустаткування;
- зниження обсягу відведених земель для ПС, відновлення порушених у процесі будівельних робіт ділянок землі;
- вживання заходів щодо повного запобігання потраплянню трансформаторної оливи на поверхню землі;
- застосування пристроїв, які запобігають загибелі тварин і птахів.

4.10. Перспективні технології та технічні рішення

До найбільш перспективних нових технологій і технічних рішень належать: впровадження обладнання в якому замість елегазової ізоляції використовується інша газова ізоляція, яка не має негативного впливу на навколишнє середовище;

- побудова цифрових ПС 110 (150) кВ;
- побудова цифрових РП (ТП) 10 кВ, 20 кВ;
- побудова самовідновлювальних мереж 10, 20 кВ з зворотнім зв'язком;
- впровадження комплексних систем автоматизованого онлайн моніторингу обладнання РМ та програмних рішень з прогнозування стану обладнання із застосуванням штучного інтелекту;
- впровадження системи керування розподіленою генерацією.

4.11. Обмеження для використання обладнання

Під час нового будівництва (реконструкції) об'єктів РМ заборонено застосовувати:

- схеми первинних з'єднань ПС 110 (150) кВ із віддільниками та короткозамикачами;
- роз'єднувачі 110 (150) кВ із фарфоровою опорно-стрижневою ізоляцією з ручним приводом;
- повітряні та масляні вимикачі в мережах 10–150 кВ;
- пневматичні приводи для високовольних вимикачів;
- схеми первинних з'єднань ПС 110 (150) кВ з під'єднанням ПЛ безпосередньо до елементів обладнання ВРУ ПС;
- аккумуляторні батареї відкритого виконання;
- вентильні та трубчасті розрядники;
- комірки 10 кВ, 20 кВ відкритого типу.

Не рекомендовано застосовувати:

- щоглові ТП 10 кВ, 20 кВ/0,4 кВ з повітряними вводами;
- автогазові вимикачі навантаження;
- негерметичні масляні трансформатори типу ТМ на напругу 10–20 кВ;
- роз'єднувачі з фарфоровою ізоляцією, виготовленою з кварцових сумішей;
- ТН з ємнісним дільником для АСОЕ;
- неекраниваний кабель вторинних кіл для використання з МПРЗА;
- волоконно-оптичні кабелі, які не мають захисту від гризунів.

5. Повітряні лінії електропередавання

ЛЕП 0,4–150 кВ у сільських РМ мають бути повітряними.

Основні вимоги до спорудження ПЛ, їх експлуатації, а також будівельної частини ПЛ викладено у главах 2.4 та 2.5 ПУЕ.

5.1. Загальні вимоги до повітряних ліній електропередавання напругою 0,4–110 (150) кВ

Новозбудовані (реконструйовані) ПЛ мають відповідати таким вимогам:

ПЛ 0,4–150 кВ мають бути стійкими щодо впливів ожеледі та вітрових навантажень, грозових перенапруги, вібрації і галоупування проводів (тросів), відповідно до кліматичних зон наведених в ПУЕ;

ПЛ 10 кВ, 20 кВ мають бути побудовані на опорах підвищеної механічної міцності зі згинаючим моментом, не меншим ніж 50 кНм для створення резерву міцності для можливості влаштування багатоланцюгових ЛЕП, у тому числі ліній зв'язку та телекомунікацій, а в обґрунтованих випадках з дотриманням вимог щодо будівництва ПЛ 35 кВ;

ПЛ 0,4 кВ мають бути побудовані на опорах підвищеної механічної міцності зі згинаючим моментом, не меншим ніж 30 кНм для створення резерву міцності

для можливості влаштування багатоланцюгових ЛЕП, у тому числі ліній зв'язку та телекомунікацій;

магістралі ПЛ 0,4 кВ потрібно будувати трифазними в чотирипровідному виконанні проводами одного перерізу по всій довжині лінії;

гранична довжина ПЛ 0,4 кВ має бути розрахована такою, що забезпечує вимоги щодо рівня напруги та селективну роботу захисту. Відповідні розрахунки довжини ПЛ-0,4 кВ повинні бути відображені в проєкті;

всі елементи ПЛ мають бути такими, що не вимагають ремонту і заміни протягом усього терміну експлуатації;

при будівництві (реконструкції) ПЛ 0,4–150 кВ надавати перевагу використанню елементів, які забезпечують виконання робіт без зняття напруги (спеціальні способи кріплення проводів, затискачі тощо).

5.2. Опори

Для ПЛ напругою 110 (150) кВ потрібно застосовувати такі опори:

проміжні: залізобетонні центрифуговані, металеві ґратчасті;

анкерні: металеві ґратчасті.

Металеві багатогранні гнуті опори допускається використовувати в стислих умовах улаштування ПЛ.

На ПЛ 0,4–20 кВ треба переважно застосовувати залізобетонні та металеві опори. Композитні або дерев'яні опори допускається використовувати в особливих випадках (неможливість використання вантажно-під'ємних механізмів).

Металеві опори та металоконструкції залізобетонних опор повинні мати антикорозійний захист, виконаний методом гарячого цинкування.

5.3. Фундаменти

На ПЛ РМ мають бути застосовані фундаменти:

монолітні залізобетонні (заглиблені, малозаглиблені і поверхневі);

збірні залізобетонні;

пальові залізобетонні і металеві (фундаменти із залізобетонних паль і з металевими ростверками, гвинтові палі, палі відкритого профілю тощо);

ригелі для опор ПЛ 110 (150) кВ.

5.4. Проводи і грозозахисні троси

На ПЛ 110 (150) кВ треба застосовувати:

стандартні сталевалюмінієві проводи;

компактні проводи у випадках визначених пунктом 2.5.86 ПУЕ;

грозозахисні троси з оцинкованих дротів з низьколегованої сталі або троси зі сталевалюмінієвих проводів;

грозозахисні троси із вмонтованими волоконно-оптичними лініями зв'язку.

На ПЛ 0,4 кВ треба застосовувати СІП, а на ПЛ 10 кВ, 20 кВ застосовувати захищений провід або СІП.

У разі проходження ПЛ 10 кВ, 20 кВ у районах з інтенсивними і частими явищами утворення ожеледі, можливими сильними вітрами (починаючи з III району з вітру та ожеледі) та у стислих умовах допускається використання СКСН.

5.5. Ізолятори та лінійна арматура

На ПЛ 110 (150) кВ треба застосовувати:

скляні тарілчасті ізолятори;

полімерні ізолятори з кремнійорганічним захисним покриттям;

полімерні міжфазні розпірки на ПЛ, які зазнають ожеледного галопування;

резонансні гасники вібрації та розпірки, що демпфують;

пристрої, які запобігають ожеледоутворенню на проводах, вантажо-обмежувачі закручування проводів і пристрої для захисту проводів від налипання мокрого снігу;

птахозахисні пристрої, які запобігають забрудненню ізоляції;

лінійну та спіральну арматуру.

На ПЛ 10–20 кВ треба застосовувати:

порцелянові штирьові ізолятори з втулкою для розкочування;

полімерні ізолятори (у тому числі опорно-підвісні ізолятори);

спіральну арматуру;

арматуру для монтажу захищеного проводу або повністю ізольованими самонесучими проводами.

На ПЛ 0,4 кВ треба застосовувати лінійну арматуру для монтажу СІП.

Арматура, яка використовується на ПЛ повинна мати антикорозійний захист, виконаний методом гарячого цинкування.

5.6. Засоби автоматики і захисту повітряних ліній електропередавання 10–150 кВ

На ПЛ 10–20 кВ треба застосовувати:

дистанційно керовані секціонуючі пристрої:

реклоузери на магістральних ПЛ 10 кВ, 20 кВ для захисту від КЗ, автоматичного та дистанційного керування;

комутаційні пристрої (секціонайзери, тріпсейвери, ф'юсейвери, роз'єднувачі-запобіжники та інші пристрої) на відгалуженнях ПЛ для автоматичного відключення пошкоджених ділянок;

індикатори пошкоджень для візуального визначення пошкоджень на ПЛ та передачі інформації про пошкодження в АСДТК.

ПЛ 10–20 кВ повинні бути оснащеними (незалежно від параметрів лінії):

пристрої двократного (як правило) автоматичного повторного вмикання на головному вимикачеві ПЛ;

захистом від однофазних замикань на землю та міжфазних замикань;

захистом від обриву проводу.

У проєктах реконструкції чи будівництва нових ПЛ 110 (150) кВ має бути передбачено встановлення на ПС фіксуючих пристроїв, що вказують місце пошкодження на ПЛ (місце однофазного чи міжфазного замикання) з обов'язковим дистанційним передаванням даних на центральні диспетчерські пункти. Функція фіксації пошкодження може виконуватися як безпосередньо терміналом захисту приєднання, так і окремим пристроєм.

5.7. Захист повітряних ліній електропередавання від грозових перенапруг

ПЛ 110 (150) кВ, як правило, мають бути захищеними на всій довжині від грозових перенапруги та прямих влучень блискавок грозозахисними тросами.

Для захисту від перенапруги ПЛ 10 кВ, 20 кВ треба застосовувати:

довго-іскрові розрядники;

ОПН;

заземлювачі опор з нормованими значеннями опору заземлення.

Довго-іскрові розрядники на ПЛ можуть встановлюватися:

для захисту від перенапруги і перепалу проводів на ПЛ із захищеним проводом або СП;

на підходах до РУ ПС;

для захисту ослаблених місць на ПЛ (на ПЛ із дерев'яними опорами, кабельні муфти, місця перетинів);

у районах з аномально високим числом грозових вимикань.

5.8. Діагностика повітряних ліній електропередавання

У проєктах будівництва і реконструкції ПЛ має бути закладено можливість функціональної діагностики обладнання з переходом на систему онлайн моніторингу технічного стану, широко впроваджувати методи тепловізійного контролю та технології прогнозової аналітики технічного стану елементів ПЛ.

Діагностика ПЛ містить такі основні види робіт:

контроль зовнішньої ізоляції ПЛ;

тепловізійний контроль з'єднань проводів і арматури;

контроль технічного стану металевих і залізобетонних конструкцій опор ПЛ;

контроль габаритів проводів і тросів уздовж траси ПЛ;

вимірювання опору контурів заземлення опор.

Для підвищення продуктивності, якості та безпеки процесу діагностики ПЛ рекомендується застосовувати провідний світовий досвід з використання дистанційних та автоматичних методів діагностики та виявлення дефектів, що загрожують нормальній експлуатації ПЛ, а саме:

оснащення бригад гаджетами, які мають функції фото-, відеофіксації, тепловізійної зйомки та програмне забезпечення, що здатне формувати електронний протокол огляду;

впровадження візуальної перевірки стану ПЛ з застосуванням літальних апаратів (безпілотних літальних апаратів або гелікоптерів), які оснащені сенсорами або пристроями фото-, відеофіксації, тепловізійної зйомки з можливістю передачі інформації в програмне забезпечення для її обробки;

впровадження сканування ПЛ для створення цифрового профілю рослинності в охоронній зоні ПЛ та програмного забезпечення для прогнозування критичних зон рослинності;

застосування індикаторів та програмного забезпечення для обробки даних з цих індикаторів, з метою онлайн діагностики та прогнозу аналітики технічного стану ПЛ.

5.9. Екологічна безпека навколишнього середовища повітряних ліній електропередавання

Під час проєктування, будівництва і експлуатації ПЛ усіх класів напруги необхідно:

за рахунок використання сучасних технологій будівництва та експлуатації ПЛ зменшувати земельні площі, які відводять під об'єкти РМ;

за рахунок застосування КЛ на лісових ділянках і інших багаторічних насадженнях сільських РМ та захищених проводів або повністю ізольованих самонесучих провід в сільських РМ зменшувати розміри охоронних зон ЛЕП 10–20 кВ;

застосовувати екологічно безпечні технології і матеріали під час очищення просік під ПЛ від дерев і чагарників;

оснащувати ПЛ птахозахисними пристроями, у тому числі штучними гніздівлями (особливо на територіях природно-заповідного фонду та в місцях існування птахів, занесених до Червоної книги України);

забезпечувати нормовані рівні електромагнітних полів, акустичних шумів і радіоперешкод;

відновлювати порушені в процесі експлуатації, будівництва, реконструкції ділянки землі, оформлювати сервітути під об'єкти РМ на землях загального користування.

5.10. Обмеження з використання технологій та обладнання на повітряних лініях електропередавання

Під час нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення об'єктів РМ на ПЛ заборонено застосовувати:

неізольовані проводи на ПЛ 0,4–20 кВ;

усі типи підвісних фарфорових ізоляторів на ПЛ 35–150 кВ;

полімерні ізолятори серій ЛП і ЛПИС із оболонкою з поліолефінової композиції;

сталеві грозозахисні троси без антикорозійного покриття;

залізобетонні стояки типів СВ 110-3,5 і СВ 105-3,6 на ПЛ 10–20 кВ та СВ 95-1 і СВ 95-2 для ПЛ 0,4 кВ;

трубчасті розрядники 6–10 кВ;
 дугозахисні роги на ПЛ із захищеними проводами та повністю ізольованими самонесучими проводами.

6. Кабельні лінії електропередавання

Основні вимоги до спорудження КЛ, їх експлуатації, а також будівельної частини КЛ викладено в главі 2.3 ПУЕ.

6.1. Загальні вимоги до кабельних ліній електропередавання

Будівництво (реконструкцію) ЛЕП у міських РМ, на лісових ділянках і інших багаторічних насадженнях сільських РМ, а також приєднання заходів в модульні КТП 10 кВ, 20 кВ потужністю 400 кВА і більше в сільських РМ, виходів ПЛ 10 кВ, 20 кВ ПС 110 (150) кВ в сільських РМ треба здійснювати кабелем.

Новозбудовані (реконструйовані) КЛ мають відповідати таким вимогам:

переріз жил кабелю повинен забезпечувати пропускну спроможність КЛ протягом усього періоду експлуатації кабелю, що має становити не менш ніж 40 років;

гранична довжина КЛ 0,4 кВ повинна бути розрахована такою, що забезпечує вимоги щодо рівня напруги та селективну роботу захисту;

відгалуження від існуючої КЛ 10 кВ, 20 кВ має здійснюватися улаштуванням ТП або кабельної збірки.

6.2. Силові кабелі

Для прокладання КЛ, треба застосовувати кабель, який відповідає діючим стандартам і який пройшов відповідні типові випробування, враховуючи випробування кабельної системи (кабель з муфтами) для кабелю 110 (150) кВ.

У КЛ 0,4–150 кВ треба застосовувати кабель з ізоляцією зі зшитого поліетилену з алюмінієвою струмопровідною жилою. Кабель з ізоляцією зі зшитого поліетилену з мідною струмопровідною жилою дозволено використовувати тільки у випадках коли кабелю з алюмінієвою струмопровідною жилою недостатньо для передачі необхідної потужності.

Кабелі з іншими типами ізоляції (етилен-пропіленова гума та інші) дозволено застосовувати у випадках, коли ці кабелі пройшли відповідні типові випробування згідно з діючими стандартами.

Переріз кабелю має бути вибрано за значенням:

припустимого тривалого струму в нормальному режимі з урахуванням зростання електричних навантажень споживачів та з урахуванням поправок на кількість кабелів;

припустимого навантаження в післяаварійному режимі та навантаження з метою забезпечення мережевого резервування;

температури і теплового опору ґрунту відповідно до стандарту на проектування КЛ.

При цьому необхідно виконувати розрахунки перерізу струмопровідної жили і екрана кабелю на термічну стійкість у разі КЗ, напруги екрана, втрати і відхилення напруги в КЛ.

Силові кабелі з паперово-просоченою ізоляцією, дозволено використовувати в разі ремонту існуючих кабельних мереж.

Для прокладення в землі рекомендовано використовувати кабелі з посиленою зовнішньою поліетиленовою оболонкою, для підводного прокладання – броньовані кабелі.

Будівництво КЛ усіх напруг треба виконувати на підставі інженерних вишукувань ґрунтів у зоні прокладання кабельних трас.

6.3. Вимоги до кабельної арматури

Для прокладання КЛ, треба застосовувати кабельні муфти, які відповідають діючим стандартам і які пройшли відповідні типові випробування, враховуючи випробування кабельної системи (кабель з муфтами) для кабельних муфт 110 (150) кВ.

Для КЛ 10 кВ, 20 кВ необхідно застосовувати кабельні муфти, виконані за технологією зшитих полімерів з пластичною пам'яттю форм.

Матеріали, застосовувані для кабельної полімерної арматури, мають бути стійкими до впливу сонячної радіації (у разі відкритого розташування муфт), мати високі діелектричні властивості і призначатися для прокладання в будь-яких кліматичних і виробничих умовах.

Термін служби кабельної арматури повинен відповідати терміну служби кабелів.

6.4. Захист від перенапруги кабельних ліній електропередавання

Для обмеження перенапруги, локалізації розвитку пошкоджень, підвищення безпеки і надійності КЛ треба застосовувати:

захист зовнішніх оболонок кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену за допомогою ОПН;

захист основної ізоляції кабелів КЛ за допомогою ОПН;

захист переходу КЛ в ПЛ за допомогою ОПН;

регульовані дугогасні реактори з автоматичними регуляторами налаштування компенсації.

6.5. Діагностика кабельних ліній електропередавання

Для прогнозування стану КЛ та запобігання їх пошкодження, рекомендовано використовувати наступні неруйнівні методи діагностики та моніторингу параметрів КЛ:

контроль залежності струму витоку від часу і напруги;

контроль інтенсивності часткових розрядів в ізоляції КЛ;

моніторинг температури КЛ.

6.6. Вимоги до технологій прокладання кабельних ліній електропередавання

КЛ прокладають відповідно до вимог ПУЕ, будівельних норм і галузевих стандартів з улаштуванням КЛ на підставі інженерних вишукувань ґрунтів і умов прокладання траси.

При будівництві (реконструкції) КЛ 110 (150) кВ та КЛ 10 кВ, 20 кВ від ПС до РП (КЛ, що живлять), по трасі КЛ має бути передбачено прокладання ВОЛС.

КЛ 110 (150) кВ рекомендовано прокладати у кабельній каналізації (у тому числі у колекторах) або методом горизонтального направленої буріння.

З метою забезпечення якості монтажу та надійності роботи КЛ 110 (150) кВ, прокладання КЛ має бути виконуватися з обов'язковим шеф-назором від виробника кабелю.

При прокладанні КЛ 110 (150) кВ у водоймах рекомендується закладання резервної фази.

КЛ 10 кВ, 20 кВ необхідно прокладати відкритим методом в траншеї. При неможливості прокладання кабелю відкритим методом в траншеї, використовується метод горизонтального направленої буріння.

6.7. Обмеження із застосування технологій та устаткування кабельних ліній електропередавання

Під час нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення КЛ заборонено застосовувати:

усі типи силових кабелів, які не задовольняють вимогам пожежної безпеки щодо концентрацій токсичних продуктів горіння в місцях прокладання;

силові кабелі з паперово-масляною ізоляцією із заповненням натуральними органічними маслами в алюмінієвій оболонці;

кабелі напругою 110–150 кВ з ізоляцією із зшитого поліетилену, які виготовлено методом силанового зшивання;

азбестоцементні труби.

7. Пристрої релейного захисту і автоматики

7.1. Основні завдання з удосконалення та розвитку релейного захисту та автоматики

Принципи побудови мікропроцесорних пристроїв РЗА показали їх достатню ефективність і надійність, що підтверджується стабільно високим і незмінним відсотком їх правильної роботи. Однак значна частина існуючих у РМ пристроїв РЗА виконано з використанням електромеханічної та напівпровідникової елементної бази і введено в роботу в минулому столітті. Фізично і морально застарілі пристрої не відповідають сучасним потребам, щодо впровадження концепції розумних мереж.

Основним завданням є забезпечення заміни фізично і морально застарілих пристроїв РЗА на сучасні мікропроцесорні системи та пристрої РЗА, включаючи пристрої централізованого захисту, які призначені для роботи в складі автоматизованих систем.

7.2. Основні вимоги до пристроїв релейного захисту і автоматики в мережах 10–110 (150) кВ

При будівництві (реконструкції) об'єктів РМ мікропроцесорні пристрої РЗА, які впроваджуються, мають забезпечувати:

- селективне вимкнення КЗ з мінімально можливим часом із метою збереження стійкої безперебійної роботи непошкодженої частини мережі та обмеження зони і ступеня пошкодження;

- автоматичне повторне увімкнення елементів мережі комутаційними апаратами після їх вимкнення пристроями РЗА;

- АВР з попереднім автоматичним виділенням резервованої частини мережі; система АЧР-ЧАПВ (або відповідні функції на терміналах РЗА) повинні підтримувати контроль (блокування) за швидкістю зниження частоти та за потребою, контроль (блокування) за напрямком активної/реактивної потужності;

- автоматичне підтримання експлуатаційних параметрів обладнання, режимів мережі та якості напруги;

- визначення місць пошкоджень в РМ та їх локалізацію;

- оптимізацію мережі в післяаварійному режимі;

- високий рівень надійності РМ.

Вищеозначені вимоги забезпечуються здатністю мікропроцесорних пристроїв РЗА та систем побудованих на їх основі, у тому числі шляхом:

- зниження часу вимкнення струмів КЗ на основі підвищення швидкодії пристроїв РЗА;

- виявлення пошкоджень елементів мережі на ранніх стадіях їх виникнення шляхом підвищення чутливості пристроїв РЗА;

- можливість віддаленої зміни уставок та режиму роботи (можливість вводу або виводу з роботи функцій АПВ та оперативного прискорення) пристроїв РЗА з робочого місця експлуатаційного (оперативного) персоналу через канали зв'язку;

- підвищення надійності функціонування пристроїв РЗА в результаті:

- забезпечення ближнього, дальнього резервування та дублювання;

- застосування убудованої в пристрої РЗА безперервної діагностики;

- широкого впровадження цифрових каналів зв'язку, включаючи волоконно-оптичні на заміну діючих аналогових систем.

Мікропроцесорними пристроями РЗА доцільно оснащувати кожне приєднання (ЛЕП, трансформатор тощо).

Мікропроцесорні пристрої РЗА, які використовуються при будівництві (реконструкції) ПС рекомендовано використовувати з дотриманням максимальної однотипності.

Усі мікропроцесорні пристрої РЗА повинні відповідати вимогам стандартів групи ДСТУ EN 60255-1:2022. Термінали РЗА повинні мати вільно-програмовану логіку.

Мікропроцесорні пристрої РЗА повинні мати функцію обміну даними між пристроями РЗА, пристроями РЗА і виконавчими приладами та пристроями згідно з протоколами Міжнародної електротехнічної комісії.

Розвиток РМ має передбачати поступовий перехід на створення систем РЗА, побудованих на мікропроцесорних пристроях, які мають функцію обміну даними відповідно до уніфікованої концепції «цифрової підстанції», яка базується на використанні стандарту ДСТУ IEC/TR 61850-1:2018 та в кінцевому результаті забезпечують інтеграцію об'єктів в розумні мережі.

При будівництві (реконструкції) об'єктів РМ, в частині РЗА, має бути передбачено:

- резервування та дублювання комплектів захисту для відповідальних об'єктів РМ;

- сучасні датчики струму та напруги, датчики неелектричних параметрів, які характеризують фізичний стан устаткування.

7.3. Селективний захист від однофазного замикання на землю в мережах 6–35 кВ

В електричних мережах 6–35 кВ з ізолюваною, заземленою через дугогасний реактор, або резистор нейтраллю потрібно передбачати пристрої селективного захисту від однофазних замикань на землю для визначення і вимикання пошкодженого приєднання (фідера). Пристрої захисту від однофазних замикань на землю в мережах 6–35 кВ мають забезпечувати:

- фіксацію стійких і дугових пошкоджень, включаючи замикання через перекидну дугу;

- фіксацію тривалих металевих дугових замикань на землю і короточасних пробойів ізоляції, які самоусуваються;

- селективність дії;

- відключення пошкоджень (як правило) з мінімальною витримкою часу.

Можливість автоматичного відключення з мінімальною витримкою часу однофазного пошкодження є технічною вимогою до схем РЗА, а не експлуатаційною вимогою щодо режимів роботи мереж 6–35 кВ.

Допускається застосування автоматичного повторного включення КЛ 6–35 кВ у разі якщо за даними виробника кабелю, даний тип кабелю має здатність до повного або короточасного (на час оперативних перемикачів) відновлення ізоляції.

Робота пристроїв захисту від однофазних замикань на землю не повинна залежати від режимів роботи мережі.

Визначати ділянки мережі на якій відбулося однофазне замикання на землю потрібно за допомогою локальних пристроїв направленої дії, які встановлюються на окреме приєднання або пристроїв, що охоплюють всі приєднання секції шин, або ПС в цілому.

8. Моніторинг і керування якістю електроенергії

Технічну політику у сфері контролю і керування якістю електричної енергії в РМ спрямовано на забезпечення споживачів електроенергією, якість якої відповідає вимогам КСР, стандарту ДСТУ EN 50160:2023 та договірним вимогам, підвищення надійності електропостачання та зниження втрат споживачів електричної енергії від постачання електроенергії неналежної якості. Під час створення системи контролю й керування якістю електроенергії РМ необхідно провести аналіз впливу силового обладнання, встановленого на ПС РМ, на показники якості електричної енергії і систематизувати споживачів за ступенем впливу на ці показники.

Технічна політика в цій сфері має передбачати:

створення та постійне удосконалення АСКПЯЕ;

своєчасне виявлення та усунення причин передачі/розподілу електричної енергії, якість якої не відповідає державному стандарту;

оснащення приладами контролю якості електроенергії об'єктів нового будівництва та реконструкції РМ, а також використання наявних лічильників комерційного обліку з функціями вимірювань показників якості електроенергії.

Технологічні функції АСКПЯЕ:

безперервні вимірювання показників якості електроенергії;

збір, передавання та зберігання результатів замірів показників якості електричної енергії отриманих з відповідних приєднань споживачів до системи розподілу мереж ОСР та точок приєднання об'єктів розподіленої генерації;

оброблення та зберігання отриманої від ОСП та суміжних ОСР інформації щодо замірів показників якості електричної енергії по відповідних приєднаннях;

оброблення результатів вимірювань та автоматичне формування звітів щодо якості електричної енергії в РМ;

забезпечення автоматичного аналізу показників якості електричної енергії з метою визначення причини і місця їх погіршення.

Для покращення якості електроенергії в РМ рекомендується використовувати:

статичні пристрої КРП;

вольтододавальні трансформатори;

обладнання для симетризації параметрів режимів;

схемні рішення покращення якості електроенергії.

9. Автоматизовані системи керування об'єктами розподільних електричних мереж

Технічна політика у сфері автоматизації об'єктів РМ має відповідати Концепції розвитку розумних мереж, бути спрямованою на побудову мережі нової якості та забезпечувати:

формування гнучкої, адаптованої самокерованої мережі з мінімальним людським втручанням;

підвищення ефективності функціонування і керування всього технологічного комплексу РМ;
 підвищення обізнаності про стан елементів мережі;
 дотримання показників якості електроенергії відповідно до стандарту ДСТУ EN 50160:2023;
 забезпечення зменшення індексів середньої кількості та середньої тривалості перерв в електропостачанні споживачів;
 зменшення збитків від аварій, скорочення терміну ліквідації аварій;
 створення інформаційної основи для побудови АСК РМ та інтеграції АСК РМ з АСК ММЕМ;
 забезпечення можливості інтеграції розподіленої генерації та інших розподілених енергетичних ресурсів в РМ;
 сприяння активній участі споживача на ринку електричної енергії та підвищенню енергоефективності;
 своєчасне, автоматизоване інформування клієнтів про відключення РМ;
 забезпечення необхідного рівня захисту від кіберзагроз в АСК РМ;
 швидкість та ефективність операційних процесів керування та експлуатації РМ.

9.1. Основні завдання у сфері автоматизації

Основними завданнями автоматизації на шляху створення розумних мереж є: комплексна автоматизація основних процесів, у тому числі оперативно-диспетчерського і виробничо-технічного керування процесами експлуатації і розвитку РМ, фінансово-економічного та господарського керування;

одержання достовірної поточної технологічної інформації щодо параметрів мережі та стану обладнання в режимі реального часу;

забезпечення підвищення керованості технологічних і бізнес-процесів у РМ за рахунок централізації та систематизації всієї наявної інформації, а також надання оперативного доступу до неї визначеним учасникам відповідних процесів;

впровадження цифрової моделі мережі для моделювання з метою оптимального планування розвитку розумних мереж.

9.2. Базові принципи автоматизації

У АСК об'єктами РМ має бути поєднано функції оперативно-диспетчерського, виробничо-технічного та організаційно-економічного керування.

АСК РМ – це ієрархічна інтегрована система, до складу якої належить включити ряд автоматизованих систем, найважливішими з яких є АСТК, АСОЕ і АСКПЯЕ.

Дана система має відповідати наступним принципам:

єдиної галузевої інформаційної моделі електричної мережі;

єдиної галузевої системи класифікації та кодування об'єктів РМ;

узгодженості платформ інтеграції;
відкритої масштабованої архітектури.

Рекомендовані характеристики основних автоматизованих систем об'єктів РМ наведено у додатку А до цього Стандарту.

9.3. Автоматизована система технологічного керування

АСТК в РМ створена на основі застосування сучасних телемеханічних комплексів на базі мікропроцесорних контролерів, що підключаються безпосередньо як до вторинних кіл ТС та ТН, так і до мікропроцесорних пристроїв РЗА, ПА та лічильників електричної енергії з цифровим виходом, має забезпечувати:

керування приєднаннями з використанням технологій телекерування під час визначення пошкоджених ділянок мережі;

вимірювання та реєстрацію режимних і технологічних параметрів;

моніторинг і діагностику стану устаткування в нормальних і аварійних режимах;

автоматизацію технологічних процесів основного і допоміжного устаткування.

АСТК належить будувати на основі АСДТК, АСКТП або сучасної системи телемеханізації ПС 35–110 (150) кВ і телемеханізації об'єктів РМ 6–20 кВ. При цьому на ПС 35–110 (150) кВ мають застосовуватися спрощені автоматизовані комплекси керування та збору даних з можливістю віддаленого телекерування.

Основні завдання у сфері застосування АСТК:

визначення та моніторинг у режимі реального часу стану і режимів роботи устаткування об'єктів РМ;

забезпечення ефективної взаємодії в єдиному інформаційному просторі організацій, які беруть участь в керуванні електричними мережами і функціонуванні РМ;

інтеграція в АСТК РЗА і ПА, засобів контролю і діагностики технічного стану основного устаткування об'єктів РМ 6–20 кВ, систем вимірювання.

Основні вимоги до створення АСТК:

модульний принцип побудови технічних і програмних засобів, прикладного і технологічного програмного забезпечення;

відкритість архітектури комплексу технічних засобів і програмного забезпечення;

відокремленість виконання функцій контролю та керування об'єктом РМ від інших компонентів системи;

виконання вимог стандартів забезпечення кібербезпеки АСТК.

9.4. Автоматизовані системи диспетчерсько-технологічного керування

АСДТК має бути побудованою за ієрархічним принципом та виконувати основні завдання:

оперативний контроль стану об'єктів РМ з диспетчерських пунктів ОСР;

організація оперативного обслуговування обладнання РМ, виконання оперативних перемикачів, режимне і схемне забезпечення безпечного виконання ремонтно- експлуатаційних робіт у мережах;

оперативний контроль та дистанційне керування на об'єктах РМ без постійного обслуговуючого персоналу із диспетчерських пунктів ОСР.

АСДТК повинна мати в своєму складі наступні (але не виключно) підсистеми:

SCADA;

OMS;

DMS;

FLISR;

DERMS, та забезпечувати:

збір, обробку, відображення даних про технологічні процеси в РМ (SCADA, OMS, DMS, FLISR);

формування розрахункової моделі РМ, розрахунок режимів (DMS);

контроль і вибір режимів роботи мережі за умови забезпечення якості електроенергії у споживачів (SCADA, DMS);

отримання та візуалізацію сигналів від охоронних систем, систем відеоспостережень, систем пожежної сигналізації на ПС 35–150 кВ та РП (SCADA);

дистанційне керування комутаційними апаратами на об'єктах РМ (SCADA);

виконання програм перемикачів – автоматичне перемикачів групи комутаційних апаратів за заздалегідь визначеними алгоритмами (SCADA, FLISR);

автоматичну ліквідацію аварії шляхом локалізації місця аварії та перезаживлення клієнтів за заздалегідь визначеними алгоритмами (SCADA, FLISR);

автоматичну фіксацію аварійних вимкнень споживачів в РМ (OMS);

зведення звернень клієнтів про відключення відповідно до топології мереж (OMS);

оптимізацію керування оперативно-виїзною бригадою в процесі ліквідації аварій (SCADA, OMS);

формування планів ліквідації відключень споживачів залежно від їхньої категорійності, кількості відключених споживачів (DMS, OMS);

розрахунок режимів електричної мережі з метою оптимізації аварійних та післяаварійних режимів енергопостачання (DMS);

розрахунок значень режиму у неавтоматизованих точках мережі (DMS);

прогнозування навантаження з використанням профілів навантаження (DMS);

керування розподіленими енергетичними ресурсами (DERMS).

Для оперативного контролю та керування об'єктами РМ 6–150 кВ належить передбачати:

телекерування та телесигналізацію положення РПН СТ 35–150 кВ;

телекерування вимикачами 6–150 кВ та телесигналізацію їх положення, у тому числі в разі аварійного відключення;

телекерування основними та заземлюючими ножами роз'єднувачів 35–150 кВ та телесигналізацію їх положення;

телесигналізацію про наявність замикання на землю в мережі;

телевимірювання напруги в вузлах мережі (контрольних точках);

телевимірювання струму, величини та напрямку перетікання потужності по всім приєднанням енергооб'єкта;

формування та передачу попереджувального сигналу про несправність системи живлення об'єкта постійним струмом;

формування та передачу попереджувального сигналу про несправність живлення власних потреб об'єкта;

передачу попереджувального сигналу від технологічних датчиків про несправність основного обладнання об'єкта;

передачу даних з реєстраторів аварійних подій, пристроїв РЗА та ПА, індикаторів пошкоджень з видачою інформації в АСДТК після аварійних відключень;

передачу даних від охоронних систем, систем відеоспостережень, систем пожежної сигналізації в АСКТП;

можливість отримання даних по якості електроенергії;

можливість отримання даних з метеопостів;

можливість отримання з приладів обліку електроенергії даних про параметри мережі.

Необхідно, щоби АСДТК РМ мала здатність передавати означену інформацію та функції з керування обладнанням об'єкта на диспетчерські пункти ОСП відповідно до розподілу керування устаткуванням ПС і ПЛ за способом диспетчерського керування.

Потрібно, щоби у АСДТК було передбачено можливість:

автоматизованого розгляду заявок на «уведення-виведення» в ремонт електроустаткування РМ і видачі бланків перемикачів;

ведення довідкової системи диспетчерської документації, у тому числі зберігання, пошуку і відображення документів;

зберігання даних про аварійні події, їх причини та класифікацію, параметри елементів мережі в нормальних та аварійних режимах з можливістю їх імпорту в інші системи АСК РМ для подальшого використання з метою оптимізації експлуатації та розвитку мереж;

роботи в трьох незалежних режимах: продуктивному з реальною дією на обладнання об'єктів РМ; тренувальному для супроводження навчання та тренування персоналу без впливу на обладнання об'єктів РМ;

тестовому для тестування оновлених даних та нових алгоритмів роботи системи.

Комплекс програмно-технічних засобів АСДТК повинен відповідати:

вимогам стандартів Міжнародної електротехнічної комісії в частині побудови системи та застосування інформаційних технологій;

вимогам, щодо інформаційної безпеки.

9.5. Автоматизовані системи обліку електроенергії

Метою технічної політики у сфері обліку електроенергії і потужності в РМ є підвищення достовірності результатів вимірювань електроенергії, що містить коло наступних основних завдань:

- визначення обсягу перетікання електроенергії на периметрі РМ;
- визначення обсягу перетікання електроенергії на межі першого та другого класів напруги;
- визначення обсягу електроенергії по всім приєднанням ПС, РП для можливості зведення балансів по шинам;
- визначення обсягу надходження на всі ТП;
- визначення обсягу електроенергії, відпущеної споживачам;
- розрахунок та аналіз втрат електроенергії в мережі;
- складання балансу електроенергії по об'єктах та ділянкам мереж;
- передача даних обліку до білінгової системи РМ;
- контроль завантаженості елементів мережі (лінії, трансформатори);
- надання АКО та суміжним РМ/ППКО даних обліку.

Для досягнення цієї мети і реалізації зазначених завдань необхідно забезпечити:

- створення в РМ систему обліку електроенергії, яка відповідає вимогам нормативно-правових актів;
 - проведення автоматизації обліку електроенергії по всім об'єктам власності РМ (Периметр, ПС, РП, ТП), та підтримання елементів системи обліку в справному стані шляхом модернізації за потреби;
 - приведення класів точності елементів вузла обліку до нормативних значень;
 - інтегрування АСОЕ з білінговою системою РМ;
 - автоматизацію розрахунку балансів по шинах об'єктів.
- Також система АСОЕ може бути використана для:
- автоматизації контролю завантаженості елементів мережі (лінія, трансформатор);
 - автоматизації розрахунку втрат в ділянках та елементах мережі.

АСОЕ має бути створюватися як територіально-розподілена вимірювально-інформаційна система з централізованим керуванням і єдиним центром збору, оброблення, зберігання та передавання даних вимірювань електроенергії з розподіленою функцією виконання вимірів електроенергії.

Потрібно, щоби до складу АСОЕ в РМ входили:

- багатофункціональні лічильники електроенергії відповідного класу точності, які відповідають стандартам ДСТУ EN IEC 62052-11:2022, ДСТУ EN 62052-21:2016, ДСТУ EN 62052-31:2022 та ДСТУ EN IEC 62052-41:2023 і сертифіковані згідно з законодавством України;
- комунікаційне обладнання для опитування лічильників, яке сертифіковане згідно з законодавством України;
- сумісне програмне забезпечення.

Виконання покладених на ОСР обов'язків щодо постачання послуг комерційного обліку користувачам, приєднаних до його мереж та іншим

учасникам ринку (у тому числі для виконання функцій з формування та передачі даних комерційного обліку та збору даних комерційного обліку споживачів) здійснюється на договірних засадах, що передбачають відшкодування обґрунтованих витрат.

9.6. Мережі зв'язку в розподільних електричних мережах

Функціонування АСК РМ забезпечують мережі зв'язку. Мережі зв'язку РМ повинні формуватися як складова частина єдиної інформаційно-комунікаційної мережі електроенергетики.

Основні завдання мереж зв'язку РМ:

- розширення набору надаваних послуг корпоративного і технологічного зв'язку;

- забезпечення мережевої інформаційної безпеки та роботи в надзвичайних ситуаціях;

- підвищення живучості та надійності функціонування РМ у нормальних і аварійних режимах за рахунок підвищення її керованості;

- передавання всіх видів інформації в єдиному комунікаційному середовищі;

- інтеграція мереж зв'язку РМ з мережами зв'язку інших відомств, зацікавлених у створенні мереж зв'язку на базі інфраструктури електроенергетики.

Телекомунікаційні мережі (включаючи мережі зв'язку РМ) повинні зберігати основні тенденції свого розвитку:

- збільшення ролі волоконно-оптичних і цифрових бездротових мереж зв'язку;

- збереження ролі високочастотних каналів зв'язку по ЛЕП.

Основою телекомунікаційної інфраструктури в регіоні повинні стати мережі зв'язку РМ, які базуються на впровадженні нових прогресивних видів обладнання і технологій із єдиним центром контролю і керування.

Принципи створення і розвитку мереж зв'язку РМ:

- перехід на цифрові мережі із застосуванням нового обладнання і технологій;

- можливість гнучкої та динамічної зміни швидкості передавання інформації залежно від поточних потреб;

- можливість організації доступу до служб мереж зв'язку РМ незалежно від використовуваної технології (інваріантність доступу);

- організація повного набору традиційних служб зв'язку і нових інформаційних служб із можливістю забезпечення необхідної якості обслуговування;

- незалежність повноти технологічних і корпоративних послуг зв'язку від транспортних технологій;

- можливість керування службою, викликом і з'єднанням з боку користувача;

- можливість створення нових сервісів з використанням стандартизованих засобів;

- економічна доцільність використання створюваної мережі;

задоволення потреб різних споживачів електричної енергії, у тому числі в разі надзвичайних ситуацій.

Структура мереж зв'язку РМ повинна забезпечувати сполучення між собою вузлів зв'язку на рівнях підприємств електричних мереж і їх структурних підрозділів, а також з вузлами зв'язку ОСП ММЕМ і вузлами зв'язку мережі загального користування України.

Технічна структура мереж зв'язку РМ повинна формуватися на основі:

комплексу апаратного забезпечення, до складу якого входять сервери, робочі станції, локальні термінали оператора, устаткування для передавання даних (концентратори, мости, шлюзи тощо);

комплексу програмного забезпечення, до складу якого входять базова операційна система;

система керування, формування і ведення баз даних; пакет прикладних програм, які реалізують функції з аналізу стану мережі зв'язку, передавання даних, захисту інформації від несанкціонованого доступу тощо;

мережі передавання даних.

Технічну структуру мереж зв'язку РМ треба забезпечувати на основі сертифікованих програмно-апаратних комплексів, які підтримують функції самодіагностики, розрахованих на цілодобовий безперервний режим роботи без профілактичного обслуговування.

До складу мереж зв'язку РМ повинні входити існуючі лінії зв'язку, мережі і лінії зв'язку, які будуються, та орендовані канали, а саме:

кабельні лінії зв'язку;

високочастотні системи передавання по ЛЕП;

волоконно-оптичні лінії зв'язку;

радіорелейні лінії зв'язку;

мережі радіозв'язку (цифрова широкосмугова система радіозв'язку);

мережі телефонного зв'язку.

Телефонний зв'язок організовують на базі телефонної мережі зв'язку електроенергетики, побудованої за радіально-вузловим принципом.

Основним напрямом модернізації телефонної мережі зв'язку є створення опорної комутаційної мережі електроенергетики і впровадження цифрової комутаційної техніки на об'єктах електроенергетики. Цифрова техніка повинна передбачати використання сучасних протоколів телефонної сигналізації, які дають змогу реалізувати надійний телефонний зв'язок диспетчерів і додаткові послуги.

Система керування мереж зв'язку РМ повинна формуватися на базі центрів керування і забезпечувати ефективне функціонування мереж зв'язку. Архітектура мереж зв'язку РМ припускає забезпечення керування елементами мережі та мережею в цілому, технічним обслуговуванням і ремонтами об'єктів електричних мереж.

На всіх рівнях керування треба забезпечувати:

функції усунення несправностей;

можливість зміни конфігурації мережі;

надійність та якість передавання інформації;

безпеку інформації.

Для безвідмовної роботи систем керування мереж зв'язку РМ треба передбачати дублювання основних критичних для функціонування системи компонентів – баз даних, серверів і каналів керування.

9.7. Інші інформаційні системи та системи автоматизованого керування розподільних електричних мереж

В процесі впровадження Концепції розумних мереж та виходячи з світового досвіду ОСР, слід дотримуватись структури кластерів, що містять у собі такі інформаційні системи та системи автоматизованого керування РМ, а саме:

- керування активами РМ;
- операції з активами РМ;
- клієнтські операції та сервіси.

Рекомендований перелік систем у кожному кластері є не виключним з урахуванням розвитку нових технологій та має наступну структуру:

1) керування активами РМ:
GIS;

система впровадження та контролю дотримання єдиної інформаційної моделі даних для забезпечення ефективного обміну даними між діючими системами РМ, відповідно до стандартів ДСТУ EN 61968-1:2022, ДСТУ EN 61970-1:2022;

системи діагностики та прогнозу аналітики стану обладнання РМ на базі автоматизованого збору даних, впровадження моделей та алгоритмів прогнозування стану обладнання мереж для попередження технологічних порушень та оптимізації витрат на ТОiP;

система планування розвитку РМ на основі цифрової моделі мережі;
ERP;

2) операції з активами РМ:

система керування ремонтно-експлуатаційними, оперативно-виїзними бригадами та бригадами по обслуговуванню споживачів;

система керування новими приєднаннями до РМ;

система захисту технологічних комплексів РМ від кіберзагроз;

3) клієнтські операції та сервіси:

білінгова система;

платформи клієнтських сервісів та омніканальних комунікацій з клієнтами.

Комунікація та інтеграція між системами операційних технологій та інформаційних технологій є важливими елементами для функціонування розумних мереж, які спільно створюють електромережу, яка оптимізує енергоспоживання, забезпечують надійність постачання та підвищують загальну ефективність енергетичної інфраструктури. Інтеграція операційних технологій та інформаційних технологій вимагає глибокого розуміння обох областей для

створення моделі, яка підвищує продуктивність, зменшує витрати та покращує реакцію на непередбачувані події, містить обмін даними в реальному часі, аналіз даних для оперативного прийняття рішень та автоматизацію процесів для швидкої відповіді на зміни умов.

З огляду на важливість систем операційних технологій та інформаційних технологій для енергетичної інфраструктури, критично важливо забезпечити їх захист від зовнішніх загроз, який включатиме захист від кібератак, фізичний захист обладнання, а також стратегії відновлення роботоспроможності систем операційних технологій та інформаційних технологій після аварій.

Розумні мережі мають бути спроектованими таким чином, щоб забезпечити адаптацію до майбутніх технологічних інновацій та зростаючих потреб споживачів. Це вимагає гнучкої архітектури, яка може масштабуватися відповідно до змінних вимог та інтегрувати нові технології, коли вони стають доступними.

Оскільки інтеграційні системи часто обробляють великі обсяги даних, у тому числі конфіденційної інформації, вони повинні бути надійними та захищеними від зовнішніх загроз.

10. Режими роботи розподільних електричних мереж і керування ними

10.1. Розрахунки режимів роботи

Розрахунки режимів роботи електричних мереж потрібно виконувати в залежності від задач для характерних періодів року (літо, зима, максимум, денне зниження тощо) для усталених режимів (нормального, післяаварійних (ремонтних) та ремонтно-аварійних) і перехідних режимів роботи відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014, СОУ-Н ЕЕ 40.1- 00100227-103:2014.

Під час виконання розрахунків передбачають:

визначення оптимальних точок поточкорозподілу у мережі;

перевірку допустимого струмового завантаження і рівнів напруги в мережі для розглянутого розрахункового рівня навантажень (у нормальному та післяаварійному режимах);

вибір схем і параметрів мережі з урахуванням завантаження елементів мережі;

перевірку виконання вимог з якості електричної енергії і вибору засобів регулювання напруги і КРП;

розроблення економічно обґрунтованих заходів щодо зниження втрат потужності та електроенергії в елементах мереж;

розроблення заходів щодо підвищення пропускної здатності мережі.

Розрахунок РМ припускає включення в роботу всіх ЛЕП і силових трансформаторів за умови, що мережі 35 кВ, які мають двостороннє живлення від різних ПС, приймають розімкнутими, а мережі 110 кВ і вище – замкнутими, якщо не обґрунтовано необхідності їх розімкнення.

Для перевірки відповідності вибраної для нормального режиму роботи схеми електричної мережі вимогам надійності електропостачання виконують розрахунки аварійних і післяаварійних режимів.

10.2. Регулювання напруги

Під час вибору засобів регулювання напруги треба виходити з того, що на ПС 35–150 кВ установлюють трансформатори з РПН, призначеними для роботи в автоматичному режимі. Установлення трансформаторів без пристроїв РПН не допускається, за виключенням трансформаторів 35 кВ, на яких підтримання заданих рівнів напруги 6–10 кВ або 0,4 кВ забезпечуються регулюванням напруги на ПС, що живлять електричну мережу 35 кВ та пристроєм перемикачів без збудження самого силового трансформатора 35 кВ.

На діючих ПС із трансформаторами без пристроїв РПН, замінювати які немає потреби (експлуатаційний ресурс трансформаторів не вичерпано і навантаження не змінюється), за необхідності треба встановлювати регульовальні та вольтододавальні трансформатори, батареї статичних конденсаторів або інші пристрої КРП. За наявності на ПС кількох засобів регулювання напруги треба передбачати встановлення автоматики групового регулювання.

Вибір потужності пристроїв КРП і місць їх розміщення в мережах виконують з урахуванням забезпечення максимальної пропускної здатності мереж у нормальних і післяаварійних режимах роботи і мінімуму втрат електроенергії в РМ в період літнього та зимового максимумів навантаження. При цьому в мережах потрібно підтримувати необхідні рівні напруги в період літнього та/або зимового максимумів навантаження.

У мережах 6–150 кВ регульовані пристрої КРП (статичні тиристорні та транзисторні компенсатори, керовані реактори) застосовують лише за необхідності забезпечення швидкого і безперервного регулювання напруги.

Установлювати додаткові пристрої КРП треба у вузлах навантаження або безпосередньо у споживача відповідно до результатів техніко-економічних розрахунків.

11. Експлуатація розподільних електричних мереж

11.1. Вимоги щодо організації експлуатації мереж

Основні вимоги щодо організації експлуатації РМ:

впровадження сучасних методів і засобів діагностики технічного стану електроустаткування РМ без виведення його з роботи;

переведення до планово-діагностичної (за технічним станом виходячи з результатів діагностування) системи ремонтів більшості обладнання РМ;

мінімізація тривалості знеструмлення споживачів у разі аварій в РМ;

оптимізація запасів обладнання та місць його розміщення на підставі статистики відмови/використання обладнання;

механізація виконання робіт на об'єктах РМ;
впровадження в електричних мережах ТОВР під напругою пріоритетне, для чого необхідно:

використовувати горизонтальні траверси для ПЛ 6–20 кВ;
використовувати пластикові розподільні шафи низької напруги;
використовувати арматуру, пристосовану для зручного від'єднання та підключення елементів мережі під напругою, у тому числі спіральних в'язок;
застосовувати ізолятори нових конструкцій, які дають змогу виконувати ТОВР проводів і шин під напругою (у тому числі ізолятори з втулкою для розкочування);

застосовувати пристрої РЗА, які забезпечують самоконтроль справності та готовності до роботи, не потребуючи відключення електроустановок для ремонтів і перевірок, з можливістю задання режиму «робота на об'єкті» з функцією заборони АВР і АПВ;

вносити зміни до нормативно-правових актів, що пов'язані з безпекою виконання робіт, експлуатацією засобів індивідуального захисту, інструментів, спеціальних механізмів тощо;

проводити своєчасне та якісне навчання персоналу методам роботи під напругою;

застосовувати обладнання та матеріали, що забезпечують безпеку, зручність ТОВР під напругою;

впроваджувати нові види робіт під напругою, враховуючи передовий світовий досвід.

11.2. Організація технічного обслуговування та ремонтів

11.2.1. Загальні вимоги

Організація ТОВР полягає в створенні та забезпеченні функціонування наступних систем ремонтів:

планово-попереджувальна (з фіксованою періодичністю відповідно до вимог нормативно-правових актів);

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

планово-заводська (відповідно до вимог технічної документації заводів-виробників обладнання).

Оцінювання технічного стану електрообладнання, конструкцій і матеріалів необхідно виконувати з використанням двох критеріїв – надійність (показники статистики відмов) і термін експлуатації обладнання.

Рішення щодо продовження терміну експлуатації треба приймати на підставі функціональної діагностики.

Планування ремонтів треба здійснювати на основі оцінки поточного технічного стану електроустаткування з урахуванням його важливості та з використанням засобів моніторингу стану і надійних методів і засобів

діагностики. Цей підхід до ТОіР має скоротити витрати на проведення робіт порівняно з планово-попереджувальною організацією ремонтних робіт.

Обслуговування електричних мереж необхідно передбачати силами спеціально підготовленого персоналу ОСР або спеціалізованих організацій, який пройшов навчання і атестований на проведення основних видів робіт з технічного обслуговування та ремонту електричних мереж.

Організацію ТОіР треба здійснювати на основі:

- автоматизованої системи планування та контролю проведення ТОіР;
 - застосування засобів дистанційного контролю стану обладнання та схем живлення споживачів (схеми резервного живлення);
 - удосконалення структур керування та обслуговування ОСР;
 - аналізу показників технічного стану устаткування та об'єктів РМ до і після ремонту за результатами діагностики;
 - функціонального виділення персоналу для робіт з ТОіР;
 - застосування нових технологій (у тому числі роботи під напругою) і матеріалів при проведенні ТОіР устаткування ПС, ЛЕП для зниження експлуатаційних витрат та часу проведення робіт;
 - впровадження нових технологій і методів розчищення трас ПЛ від дерев і чагарників;
 - механізації виконання робіт на ЛЕП і ПС, у першу чергу, найбільш трудомістких видів робіт;
 - регулярного проведення технічного навчання та тренувань персоналу;
 - розроблення та удосконалення нормативно-технічної та експлуатаційної документації, технологічних карт на виконання ТОіР.
- Автоматизація ТОіР об'єктів РМ повинна забезпечувати:
- застосування прогресивних методів проведення ТОіР для різних типів устаткування;
 - використання сучасного устаткування, що дає змогу знизити витрати на організацію та виконання ТОіР;
 - підвищення надійності та безпеки роботи устаткування, зниження аварійності, запобігання нещасним випадкам та травматизму;
 - моделювання показників ефективності роботи мережі за різних варіантів ремонтів, реконструкції та технічного переоснащення;
 - розрахунок імовірності відмови та часу ремонтів устаткування.

11.2.2. Організація та проведення комплексного технічного обслуговування і ремонтів

Для найбільш повного і раціонального виконання ТОіР треба застосовувати комплексну систему організації та планування (прогнозування) обсягів робіт, що дасть змогу:

підвищити продуктивність праці за рахунок виключення повторюваних непродуктивних витрат робочого часу на підготовку і завершення кожного окремого виду робіт на об'єкті;

скоротити тривалість і кількість планових відключень для проведення ТОіР; підвищити ефективність використання машин і механізмів, скоротити час на переїзди до місця роботи;

покращити організацію праці та якість робіт, які виконують на об'єкті.

Комплексний підхід дає змогу на ремонтваному об'єкті виконувати роботи з підтримання або відновлення первісних експлуатаційних показників, параметрів окремих елементів мережі в цілому, у тому числі будівельної частини об'єкта.

Під час ремонтів треба виконувати вимоги нормативно-правових актів і здійснювати заходи, спрямовані на підвищення надійності електропостачання і зниження втрат електроенергії.

Періодичність та обсяги ТОіР об'єктів РМ визначаються відповідно до вимог тієї системи ремонтів, до якої вони віднесені.

Для планування і організації робіт із проведення ТОіР електричні мережі треба розділяти на комплексні об'єкти. Як комплексний об'єкт треба приймати:

ПЛ 6–35 кВ із приєднаними до неї ПС 6–35 кВ/0,4 кВ і ПЛ 0,4 кВ;

ділянки ПЛ 6–35 кВ, обмежені комутаційними апаратами з приєднаними до них ПС 6–35 кВ/0,4 кВ і ПЛ 0,4 кВ;

ПС напругою 6–35 кВ/0,4 кВ і ПЛ 0,4 кВ;

РП і закриті ПС 6–35 кВ/0,4 кВ;

ПС напругою 35–150 кВ/6–35 кВ;

ПЛ 35–150 кВ або її ділянки.

Комплексний ТОіР передбачає необхідного ступеню складності ремонт/технічне обслуговування електротехнічного обладнання, будівельної частини, освітлення об'єкта тощо, одночасно всіма функціональними підрозділами. Не рекомендовано виконувати комплексний ремонт ПС 6–35 кВ/0,4 кВ і ПЛ 0,4 кВ, які відходять від цієї ПС, у різні роки.

Планування робіт має передбачати можливість виконання:

максимально можливого обсягу робіт на об'єкті без перерви електропостачання споживачів;

роботи, пов'язані з відключенням, треба виконувати в максимально стислі та зручні для споживача терміни.

ТОіР КЛ виконують за потреби. Обсяги ремонту КЛ визначають на підставі:

виявлених дефектів силового кабелю, кабельних муфт, споруд або конструкцій, на яких прокладено кабель;

результатів аналізу аварійних пробоїв КЛ, а також пробоїв КЛ під час профілактичних випробувань;

даних, виявлених у процесі експлуатації застарілих, зношених окремих ділянок КЛ, або тих, які мають конструктивні або заводські дефекти, з'єднувальних і кінцевих муфт.

Дані вимірювань, що свідчать про стан обладнання після проведення його ремонту, мають бути відображені у цифровому форматі в автоматизованій системі керування ТОіР.

11.3. Підготовка виробничого персоналу

Для забезпечення необхідного рівня кваліфікації виробничого персоналу необхідно вживати заходи щодо подальшого розвитку наявних галузевих центрів підготовки та підвищення кваліфікації виробничого персоналу, своєчасно переглядати навчальні програми і удосконалювати матеріальну базу, проводити змагання обслуговуючого та оперативного персоналу. Навчальний процес підготовки персоналу, який обслуговує й експлуатує електричні мережі, слід базувати на практичному навчанні та відпрацьовуванні професійних навичок на реальному устаткуванні.

Підготовка персоналу для роботи під напругою має складатися з теоретичної підготовки та формування навичок безпечного виконання робіт на полігонах, обладнаних відповідним чином.

Рекомендовано у центрах підготовки персоналу мати:

навчальні класи для проведення теоретичних занять з відповідними технічними засобами (комп'ютерами, інтерактивними дошками, системою забезпечення відеоконференцій, програмними засобами, навчальними матеріалами тощо);

тренажерні класи для проведення протиаварійних та диспетчерських тренувань, навчання працівників практичним навичкам надання долікарської допомоги і передекзаменаційної підготовки. У тренажерних класах мають бути тренажери для проведення протиаварійних тренувань, оперативних перемикань, надання долікарської допомоги, а також відповідні робочі місця;

електромережевий полігон для проведення практичних занять, придбання необхідних навичок і проведення змагань із професійної майстерності (у тому числі – виконання робіт під напругою). Електромережевий полігон повинен складатися з ділянки ЛЕП, окремого устаткування ПС (у тому числі елегазового), пристроїв РЗА та засобів технічного обслуговування;

пункт надання медичної допомоги;

приміщення для розміщення відряджених на навчання працівників;

їдальню.

11.4. Диспетчерське керування

11.4.1. Загальні положення

Диспетчерське керування є невід'ємною складовою експлуатації електричних мереж, та забезпечує її функціональність. Це досягається шляхом утримання в нормованих значеннях основних параметрів мережі та її конструктивних елементів, а саме:

рівнів напруги;

частоти;

навантаження.

Ефективне диспетчерське керування мережею забезпечується:

оптимальним розміщенням персоналу та техніки, режимами їх роботи;

виконанням команд диспетчера вищого рівня;
автоматизацією комутаційних апаратів мережі.

Централізоване диспетчерське керування ОЕС України здійснюється за ієрархічною структурою з обов'язковим оперативним підпорядкуванням нижчих рівнів керування вищим.

ОСР здійснює оперативне керування режимами роботи системи розподілу, що є складовою централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) керування ОЕС України, з метою задоволення потреб користувачів в послугах з розподілу електричної енергії в процесі її споживання та/або виробництва з дотриманням вимог енергетичної, техногенної та екологічної безпеки. ОСР повинен виконувати вимоги та правила щодо центрального диспетчерського керування, що визначаються КСП.

11.4.2. Розподіл диспетчерського керування

Розподіл обладнання ОСР за способом оперативного підпорядкування здійснюється ОСП відповідно до КСП.

В оперативному керуванні ОСР перебуває обладнання, стосовно якого він приймає рішення щодо зміни технологічних режимів роботи та/або його оперативного стану, після одержання дозволу від оперативного працівника відповідного рівня диспетчерського керування в оперативному віданні якого перебуває це обладнання.

В оперативному віданні ОСР перебуває обладнання, яке впливає на режим або надійність роботи обладнання об'єктів електроенергетики системи розподілу, але знаходиться в оперативному керуванні іншого суб'єкта диспетчерського керування.

ОСР визначає оперативну підпорядкованість обладнання, що приєднане до його мереж, за формами оперативного керування або відання, відповідно до ступеня впливу на режим або надійність роботи обладнання РМ, на основі розподілу оперативної підпорядкованості доведеного ОСП.

Оперативне керування здійснюється ОСР шляхом надання розпоряджень та/або оперативних команд або шляхом застосування засобів дистанційного керування.

ОСР має створити та забезпечити ефективне функціонування системи оперативно-технологічного керування обладнанням РМ, у тому числі можливості такого керування з боку ОСП відповідно до переліку обладнання, який є додатком до положення про взаємодію між ОСР та ОСП. Така система має також забезпечувати виконання покладених на ОСР функцій з диспетчерського керування визначеного ним переліку обладнання користувачів, які приєднані до РМ.

Підвищення ефективності оперативно-технологічного керування має здійснюватися шляхом прискореного впровадження АСДТК.

VII. Реалізація технічної політики в розподільних електричних мережах

1. Державні цільові програми

Технічна політика має на меті забезпечення ОСР сучасного технічного рівня РМ за рахунок нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення цих мереж.

Технічна політика в РМ має базуватися на основі державних цільових програм національного, регіонального і галузевого рівнів (далі – Державні цільові програми).

Розроблення та виконання Державних цільових програм здійснюються відповідно до постанови Кабінету Міністрів України від 31 січня 2007 року № 106 «Про затвердження Порядку розроблення та виконання державних цільових програм».

Технічну політику в РМ реалізують через розроблення і моніторинг виконання:

державних цільових програм нового будівництва, реконструкції і технічного переоснащення РМ або планів розвитку РМ (далі – плани розвитку РМ);

схем перспективного розвитку РМ (далі – схеми розвитку РМ);

інвестиційних програм ліцензіатів з розподілу електричної енергії (далі – інвестиційні програми).

У разі проєктування об'єктів РМ, будівництво, реконструкцію та технічне переоснащення яких передбачено Державними цільовими програмами, Планами розвитку РМ, схемами розвитку РМ та інвестиційними програмами, рекомендовано керуватися вимогами цієї технічної політики.

2. Схеми перспективного розвитку розподільних електричних мереж

2.1. Мета розроблення схем розвитку розподільних електричних мереж

Метою розроблення схем розвитку РМ є обґрунтування оптимальних напрямів розвитку РМ для забезпечення гарантованого електропостачання споживачів регіону та ефективного функціонування мереж на проєктний період.

2.2. Основні вимоги до схем розвитку розподільних електричних мереж

Розроблення схем розвитку РМ здійснюють ОСР, залучаючи, у разі потреби, до цієї роботи проєктні організації. Схеми розвитку РМ розробляють відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 та СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014.

Схема розвитку РМ повинна містити:

аналіз технічного стану об'єктів РМ, відповідність їх вимогам надійності та якості електропостачання споживачів для розрахункових електричних

навантажень, а також вплив роботи об'єктів розподіленої генерації на режими роботи та якість електропостачання;

прогноз зміни електричних навантажень і виробництва електроенергії в регіоні;

технічні напрями та рішення зі збільшення пропускної здатності електричних мереж;

принципи, технічні та схемні рішення підвищення керованості, надійності функціонування, ефективності й безпечної експлуатації мереж;

основні параметри об'єктів РМ, передбачених у схемі розвитку РМ, у тому числі місця розміщення новоспоруджених ЛЕП і ПС;

обґрунтування доцільності переведення об'єктів на вищий клас напруги і збільшення пропускної здатності існуючих ЛЕП;

послідовність (етапи) нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення конкретних об'єктів РМ;

оцінювання потреби в основному електроустаткуванні, конструкціях і матеріалах;

оцінювання обсягів інвестицій (за укрупненими показниками або проектами-аналогами).

Крім того, схема розвитку РМ повинна містити рекомендації в частині:

регулювання напруги та КРП;

застосування РЗА, диспетчеризації, автоматизації та цифровізації об'єктів РМ;

застосування сучасних засобів і методів діагностики електроустаткування, конструкцій і матеріалів;

обліку електричної енергії;

організації експлуатації мереж.

У схемах розвитку РМ потрібно передбачати:

однакові вимоги до структури;

єдиний формат подання схем розвитку РМ;

однакові технічні та інформаційні вимоги до розроблення;

єдині технічні, економічні та екологічні критерії вибору і обґрунтування ухвалених рішень.

Схеми розвитку РМ розробляють на замовлення ОСР на основі прогнозованого попиту на електроенергію та приєднану потужність, з урахуванням розвитку магістральних електричних мереж і джерел виробництва електричної енергії в регіоні, а також програми розвитку регіону.

Схеми розвитку РМ потрібно розробляти на кожні десять років з детальним опрацюванням перших п'яти років, з періодичним технічним і економічним моніторингом один раз на два-три роки з метою їх коригування.

Схеми розвитку РМ розробляють для мереж напругою 110 (150) кВ враховуючи ЛЕП та ПС з повною схемою основних з'єднань. Збірні шини напругою 6 кВ, 10 кВ, 20 кВ, 35 кВ цих ПС розглядаються, як точки забезпечення потужності відповідних мереж середньої напруги, що не входять до схем розвитку РМ. Для мереж напругою 0,4–20 кВ за необхідності окремо можуть бути визначені обсяги нового будівництва або реконструкції існуючих мереж

при плануванні приєднання до мережі нової високовольтної ПС з переключенням на неї частини існуючої мережі.

Схеми розвитку РМ використовують для підготовки планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж по етапах перспективного періоду.

При погодженні схем розвитку РМ з ОСП, допускається надання (обмін) матеріалів у вигляді розрахункової моделі РМ. При цьому вимоги СОУ-Н ЕЕ 40.1.00100227-103:2014, щодо надання графічних додатків є обов'язковими лише після остаточного погодження схем розвитку РМ.

Схеми розвитку РМ можуть включати ТЕО варіантів розвитку магістральних або РМ з рекомендаціями щодо визначення раціонального шляху розвитку та забезпечення електропостачання вузла. Таке ТЕО розробляється на підставі аналізу роботи мережі 110 (150) кВ з моделюванням післяаварійних та ремонтно-аварійних режимів. Рекомендації та висновки такого ТЕО, що стосуються розвитку магістральних мереж потребують погодження ОСП.

3. Плани розвитку розподільних електричних мереж

3.1. Мета розроблення планів розвитку розподільних електричних мереж

Метою розроблення і реалізації планів розвитку РМ є:

своєчасне забезпечення необхідної пропускної спроможності системи розподілу;

забезпечення надійної, безпечної, ефективної експлуатації системи розподілу, відповідності якості електропостачання встановленим вимогам;

зниження технологічних витрат електроенергії в елементах системи розподілу та комерційних втрат електроенергії в системі розподілу.

3.2. Основні вимоги до планів розвитку розподільних електричних мереж

Розроблення, розгляд та схвалення Планів розвитку РМ здійснюються відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії», КСР та Порядку формування інвестиційних програм.

План розвитку РМ визначає основні напрями розвитку системи розподілу РМ та формується з урахуванням, зокрема:

КСР;

Порядку формування інвестиційних програм;

схеми перспективного розвитку системи розподілу;

Енергетичної стратегії України на період до 2050 року;

плану розвитку системи передачі на наступні 10 років;

обґрунтованої необхідності будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж ОСР, звернень замовників щодо будівництва, включаючи схеми видачі потужності генеруючих одиниць (у тому

числі які виробляють електроенергію з альтернативних джерел енергії) та установок зберігання енергії;

пропускної спроможності мереж системи розподілу;

необхідності забезпечення гнучкості системи розподілу, простоти та економічної ефективності проєктних рішень, ефективного поєднання нових елементів мережі з діючою системою розподілу;

екологічних стандартів і нормативів;

обґрунтованих прогнозів обсягів попиту на електричну енергію та потужність з урахуванням відбору УЗЕ;

схем видачі потужності генеруючих одиниць, що виконуються у складі проєктів нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення існуючих об'єктів електроенергетики, приєднаних до системи розподілу;

схем видачі потужності УЗЕ, які заплановані до будівництва ОСР, якщо ОСР виконано дослідження та прийнято рішення щодо доцільності їх будівництва;

системи зовнішнього електропостачання споживачів потужністю 5 МВА та більше та/або таких, для яких існують особливі вимоги щодо надійності електропостачання;

приєднаної до системи розподілу потужності (та перспективи її зміни) виробників електричної енергії, у тому числі які виробляють електроенергію з альтернативних джерел енергії;

приєднаної до системи розподілу потужності та повної ємності УЗЕ, включаючи УЗЕ, які заплановані до будівництва ОСР;

впливу запропонованих заходів на роботу системи передачі згідно з КСП;

планів і схем планування територій на державному, регіональному та місцевому рівнях;

генеральних планів населених пунктів та детальних планів територій;

необхідності забезпечення контролю реактивної потужності на ПС 20–110 (150) кВ системи розподілу;

впливу управління попитом, зменшення пікових навантажень і заходів з скорочення витрат електроенергії в електричних мережах системи розподілу;

висновків та рекомендацій схеми перспективного розвитку системи розподілу;

планового виведення з експлуатації об'єктів електроенергетики, що впливають на роботу системи розподілу.

План розвитку РМ має поєднувати заходи, які передбачають:

удосконалення норм безпеки і показників надійності електропостачання у системі розподілу;

підвищення рівня якості електропостачання (безперервність, якість електричної енергії), удосконалення системи їх моніторингу (зокрема апаратними засобами);

зниження технологічних витрат електроенергії на її розподіл в електричних мережах та комерційних витрат електроенергії;

інтеграцію до системи розподілу розподіленої генерації, у тому числі виробників, що здійснюють виробництво електричної енергії з використанням альтернативних джерел енергії та УЗЕ;

розвиток системи розподілу для забезпечення поточного та прогнозного (у разі збільшення) навантаження (будівництво нових елементів, реконструкція існуючих об'єктів, збільшення їх потужності тощо);

зменшення впливу на навколишнє природне середовище;

інтеграцію «споживачів-виробників» та МСР до системи розподілу ОСР;

розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж;

упровадження «інтелектуальних» лічильників (у точках, де ОСР є стороною, відповідальною за комерційний облік електричної енергії) та автоматизованих систем обліку відповідно до вимог ККОЕЕ;

підвищення енергоефективності роботи РМ шляхом їх реконфігурації, автоматизації та підвищення рівня середньої напруги.

3.3. Основні шляхи розвитку розподільних електричних мереж

Відповідно до вимог цього розділу в Планах розвитку РМ потрібно передбачати заходи щодо:

підвищення надійності РМ;

зниження технологічних витрат електроенергії;

підвищення пропускної здатності мереж;

забезпечення показників якості електроенергії;

ефективності та підвищення безпеки експлуатації РМ.

Рекомендовано застосовувати моделювання та електронну обробку оцінки даних заходів з точки зору впливу їх реалізації на кінцевий результат роботи РМ відповідно до нормативних вимог та цільових показників.

3.3.1. Заходи з підвищення надійності мереж

Основна мета підвищення надійності РМ полягає в зниженні тривалості та частоти планових відключень елементів мережі, імовірності та тривалості аварійних відключень електроустановок споживачів.

Основними організаційно – технічними заходами з підвищення надійності РМ є:

аналіз післяаварійних режимів, викликаних кліматичними аномаліями та технологічними порушеннями устаткування;

періодична перевірка відповідності параметрів устаткування умовам роботи в мережі;

вивчення найбільш характерних видів пошкоджень у мережі та впровадження заходів із запобігання аварійним ситуаціям;

оптимізація довжини фідерів 0,4 кВ та реконфігурація мереж 6 кВ, 10 кВ, 20 кВ;

удосконалення системи організації ремонтів, спрямоване на скорочення кількості планових відключень у разі виведення устаткування з роботи, у тому числі за рахунок комплексного підходу;

упровадження на ПЛ робіт під напругою.

Заходи щодо підвищення надійності ПЛ напругою 110 (150) кВ повинні передбачати:

- розроблення комплексу технічних і організаційних рішень, рекомендацій для підвищення надійності існуючих ПЛ на підставі аналізу результатів діагностики та оцінки технічного стану ПЛ;

- вибір оптимального варіанту реконструкції ПЛ для терміну служби, який залишився;

- контроль за дотриманням вимог нормативно-правових актів з будівництва та експлуатації ПЛ.

Під час розроблення заходів з підвищення надійності ПЛ необхідно використовувати характеристики надійності елементів ПЛ (опор, проводів, їх кріплень до опор, закріплень у ґрунті тощо) та відомості щодо кліматичних впливів.

Заходи щодо підвищення надійності в мережах напругою 6 кВ, 10 кВ, 20 кВ повинні передбачати:

- удосконалення структури мережі, а саме:

- секціонування та АВР ліній;

- установлення пунктів автоматичного вимкнення на відгалуженнях від магістралі ПЛ та засобів визначення місця пошкодження ПЛ;

- будівництво (реконструкція) ділянок ПЛ напругою 6 кВ, 10 кВ, 20 кВ з метою реконфігурації мереж;

- заборона підключень ТП до ЛЕП, які живлять РП;

- впровадження сучасної системи механізації та зв'язку для скорочення часу відновлення ЛЕП після аварії;

- наявність у ліцензіатів з розподілу мобільних електростанцій потужністю до 630 кВА для забезпечення безперебійного електропостачання електроустановок споживачів під час проведення планових і/або аварійних ремонтів;

- розвиток методичного забезпечення з організації аналізу, формування та підтримання інформаційних баз технологічних порушень.

3.3.2. Заходи щодо зниження технологічних витрат електроенергії

Стратегічною метою зниження ТВЕ в РМ є зниження витрат ОСР на закупівлю ТВЕ на ринку електроенергії.

Мета досягається шляхом:

- оптимізації схемних рішень у РМ;

- оптимізації режимів роботи мереж і вдосконалення їх експлуатації;

- введення в роботу електроустановок з поліпшеними показниками енергоефективності, обладнання, яке відповідає вимогам екодизайну;

- створення умов для введення нових потужностей розподіленої генерації;

- будівництва розвантажувальних ТП та переміщення існуючих ТП у центри навантаження;

- удосконалення обліку, метрологічного забезпечення вимірювань показників якості і кількості електричної енергії;

розрахунків ТВЕ та балансів електроенергії за шинами ПС, РП, вузлами та фідерами електричної мережі;

запобігання розкраданню електроенергії;

удосконалення організації робіт, стимулювання зниження ТВЕ, підвищення кваліфікації персоналу, контролю ефективності його діяльності.

Основні заходи щодо оптимізації режимів роботи електричних мереж і вдосконалення їх експлуатації передбачають:

оптимізацію усталених режимів електричних мереж із реактивної потужності та рівнів напруги;

уведення в роботу невикористаних засобів автоматичного регулювання напруги;

оптимізація робочих напруг у центрах живлення радіальних електричних мереж;

вимкнення трансформаторів у режимах малих навантажень;

заміна перевантажених силових трансформаторів та трансформаторів із систематично високими рівнями завантаження;

виведення з експлуатації силових трансформаторів із втратами неробочого ходу, що суттєво перевищують відповідний параметр зазначений в Технічному регламенті з екодизайну;

вирівнювання навантажень фаз у електричних мережах 0,4 кВ;

зниження витрат електроенергії на власні потреби ПС, РП.

Удосконалення обліку електроенергії, метрологічного забезпечення вимірювань показників якості і кількості електроенергії та потужності треба здійснювати в таких напрямках:

забезпечення умов роботи систем і приладів вимірювання електроенергії в нормативних умовах і режимах експлуатації;

впровадження засобів вимірювання підвищених класів точності;

переважно встановлення лічильників прямого увімкнення;

розроблення і запровадження в дію АСОЕ, у тому числі АСОЕ побутових споживачів;

забезпечення своєчасності та правильності зняття показань приладів обліку;

оснащення метрологічних служб зразковими засобами, перевірним устаткуванням, у тому числі мобільними метрологічними лабораторіями;

забезпечення обліку електроенергії на усіх приєднаннях нижньої та середньої напруги ПС 35–150 кВ, усіх приєднаннях ЛЕП 6–10 кВ РП, на вводах силових трансформаторів ПС 6–10 кВ /0,4 кВ;

розроблення і впровадження автоматизованих систем розрахунків балансів електроенергії і втрат електроенергії;

ведення баз даних обліку електроенергії з використанням сучасного програмного забезпечення та каналів передавання інформації;

виведення із експлуатації індукційних лічильників;

застосування дистанційних методів та забезпечення безперешкодного доступу зацікавлених сторін для зчитування даних обліку, журналу подій та параметрів електричної мережі з багатофункціональних лічильників за допомогою АСОЕ;

встановлення пломб із сучасним методом ідентифікації у вузлах обліку електроустановок із дозволеною потужністю 150 кВА та вище;

оснащення підрозділів, які здійснюють наладку та контроль роботи АСОЕ засобами виявлення та обмеження мережевих завад;

оснащення підрозділів, які здійснюють виявлення розкрадань електроенергії спеціальними засобами вимірювання та виявлення крадіжок електричної енергії.

Розрахунки технологічних витрат, балансів електроенергії по фідерах, центрах живлення та електричній мережі в цілому складаються з:

виконання розрахунків ТВЕ по класам та ступеням напруги;

виконання розрахунків балансів електроенергії по шинам ПС, РП, вузлам та фідерам електричної мережі з визначенням кількості неврахованої електроенергії по фідерах 0,4 кВ і 6–20 кВ, виявлення вузлів та фідерів з високим рівнем втрат електроенергії;

формування та аналізу балансів перетікання реактивної потужності;

щомісячних розрахунків технологічних витрат електроенергії в устаткуванні мереж.

Перелічені завдання рекомендовано здійснювати в автоматизованому режимі.

Основними заходами щодо виявлення, зниження та запобігання розкраданню електроенергії є:

заміна вводів у будинки, виконаних неізолюваними проводами, на вводи, які виконані ізолюваним проводом або кабелем з відкрито улаштованим вводом;

встановлення та перенесення вузлів комерційного обліку електроенергії непобутових споживачів на межі балансової належності електричних мереж;

встановлення та перенесення приладів обліку індивідуальних побутових споживачів в загальнодоступні місця (шафи обліку на опорах ПЛ-0,4 кВ, поверхові щити багатоповерхових будинків тощо);

встановлення АСОЕ на ПС 10 (6) кВ/0,4 кВ ОСР на межах балансового розмежування із електроустановками споживачів;

упровадження сучасних засобів виявлення несанкціонованого споживання електричної енергії;

захист систем і приладів обліку електроенергії від несанкціонованого доступу.

Розробленню заходів щодо зниження втрат електроенергії мають передувати:

оцінювання технічного стану, метрологічних характеристик і умов роботи приладів обліку, які враховують надходження електроенергії в мережу і її розподіл споживачам (періодичність повірки, ремонту, заміни; режими роботи, умови застосування та правильність увімкнення систем вимірювання; наявність метрологічного устаткування);

аналіз схем розміщення систем обліку, схем надходження і відпуску електроенергії;

аналіз організації роботи з обліку електроенергії, а також характеристика метрологічної служби, парку і умов роботи приладів обліку електроенергії в РМ.

3.3.3. Заходи щодо підвищення пропускної здатності розподільних електричних мереж

Заходи щодо підвищення пропускної здатності мереж напругою 110 (150) кВ РМ розробляють у складі підготовки схем розвитку РМ. Заходи щодо підвищення пропускної здатності мереж напругою 6 кВ, 10 кВ, 20 кВ, 35 кВ РМ розробляють у складі підготовки планів розвитку РМ. При цьому враховуються плани щодо будівництва джерел виробництва електричної енергії регіону, у тому числі поновлюваних, а також будівництво зв'язків з мережами ОСП та інших ліцензіатів.

Підвищення пропускної здатності мереж забезпечують шляхом:

зміни конфігурації мережі шляхом добудови ділянок і перерозподілу існуючих навантажень;

монтажу додаткових кіл на опорах діючих ПЛ, адаптованих до зростання механічних навантажень;

застосування пристроїв КРП;

установлення вольтододавальних трансформаторів або обладнання для симетризації параметрів режимів у точках мережі 6–10 кВ, в яких втрати напруги перевищують припустимі значення (застосовують як тимчасове рішення).

4. Інвестиційні програми

Розроблення, розгляд та схвалення інвестиційних програм здійснюються відповідно до Порядку формування інвестиційних програм.

Розроблення інвестиційних програм здійснюють суб'єкти господарювання, які отримали ліцензію на провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії. ОСР розробляє інвестиційну програму з урахуванням Плану розвитку РМ та дотриманням вимог, наведених у Законі України «Про ринок електричної енергії», КСР, та Порядку формування інвестиційних програм.

VIII. Керування технічною політикою

1. Основні методи керування технічною політикою

Центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, у тому числі з залученням НТР Міністерства енергетики України, здійснює керування технічною політикою і координацією робіт із питань розвитку РМ, та забезпечує:

підготовку або погодження пропозицій щодо розроблення та/або впровадження нової техніки та технологій, терміну їх реалізації;

підготовку відповідних висновків і пропозицій за результатами експертизи нової техніки та технологій щодо доцільності впровадження нової техніки та технологій в складі пілотних проєктів;

підготовку пропозицій щодо внесення змін до існуючих або розроблення проєктів нових нормативно-правових актів.

Центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, формує напрями технічної політики та постійно оцінює ефективність діяльності суб'єктів господарювання, що мають у власності або керуванні РМ, на основі:

аналізу звітних даних із питань впровадження новітніх технічних рішень та провідного світового досвіду;

оцінки ефективності технічних рішень щодо зменшення комерційних та ТВЕ тощо.

2. Заходи із забезпечення впровадження нової техніки та нових технологій

Впровадження нової техніки та нових технологій у процесі нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних об'єктів РМ здійснюється в умовах постійних змін ринкових та регуляторних вимог до РМ, впровадження міжнародних стандартів та відповідно до Державних цільових програм включно з виконанням пілотних проєктів щодо впровадження новітніх технологій.

Для забезпечення ефективності впровадження технічної політики розвитку об'єктів РМ, ОСР розробляє обґрунтовані пропозиції щодо реалізації пілотних проєктів з впровадження нової техніки та нових технологій, зокрема згідно з Концепцією впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року, та надсилає їх до центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі та центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики з метою отримання їх коментарів та пропозицій/зауважень.

За результатами розгляду пропозицій ОСР, центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі та центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики інформують Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг щодо доцільності та пріоритетності їх реалізації в обсягах, достатніх для перевірки ефективності технологій.

Надалі ОСР забезпечує інформування Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг та центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі щодо результатів реалізації пілотних проєктів із впровадження нової техніки та нових технологій, а також надає висновки щодо ефективності їх впровадження та пропозиції щодо підходів до їх застосування для досягнення цільових показників ефективності.

3. Удосконалення проєктування об'єктів розподільних електричних мереж

Удосконалення проєктно-дослідницької діяльності потрібно проводити в таких напрямках:

забезпечення в проєктах раціонального використання земель, охорони навколишнього середовища, а також безпеки об'єктів електричних мереж;

поліпшення якості проєктування та скорочення терміну виконання проєктної документації на основі автоматизації проєктних робіт та впровадження типових проєктних рішень;

перегляду нормативно-технічних документів із проєктної та дослідницької діяльності;

застосування в проєктах прогресивних технічних рішень, електроустаткування, конструкцій і матеріалів, нових технологій проведення будівельних робіт;

організації експертизи проєктної продукції.

Рекомендовані характеристики автоматизованих систем об'єктів розподільних електричних мереж

Таблиця А

№	Система	Напруга, кВ		
		0,4	10–35	110 (150)
1	2	3	4	5
1	АСТК		Інтеграція систем РЗА, телекерування, засобів контролю і діагностики стану основного устаткування мережевих об'єктів 10–35 кВ, систем вимірювання та обліку електричної енергії. Запровадження контролю і діагностики стану основного устаткування мережевих об'єктів 10–35 кВ, моніторингу сигналів від охоронних систем і систем відеоспостережень.	Забезпечення автоматичного збору і передавання інтегрованої інформації в центри диспетчерського керування підприємств електричних мереж та енергосистем у режимі реального часу, що забезпечує спостереження за станом мереж, моніторинг і керування обладнанням об'єктів електричних мереж. Запровадження системи моніторингу і діагностики стану устаткування ПС та ЛЕП 110 (150) кВ. Здійснення моніторингу сигналів від охоронних систем і систем відеоспостережень на об'єктах електричних мереж.
1.1	РЗА		Впровадження мікропроцесорної елементної бази в системах РЗА та телемеханізації. Впровадження селективного захисту від однофазного замикання на землю. Впровадження пристроїв РЗА з функцією визначення характеру та місця пошкодження на ПЛ.	Застосування АСКТП з підсистемами мікропроцесорного РЗА з можливістю віддаленої зміни уставок пристроїв РЗА через канали зв'язку та з функцією визначення характеру та місця пошкодження на ПЛ.
1.2	АСДТК		Забезпечення передавання первинної інформації з об'єктів електричних мереж на диспетчерські пункти РМ. Забезпечення телекерування основним обладнанням ПС та ЛЕП 10–150 кВ. Повинна мати в своєму складі наступні (але не виключно) підсистеми: SCADA; OMS; DMS; FLISR; DERMS.	

1	2	3	4	5
1			Збір, обробка, відображення даних про технологічні процеси в РМ (SCADA, OMS, DMS, FLISR). Формування розрахункової моделі РМ, розрахунок режимів (DMS). Контроль і вибір режимів роботи мережі за умови забезпечення якості електроенергії (SCADA, DMS). Отримання та візуалізація сигналів від охоронних систем, систем відеоспостережень, систем пожежної сигналізації на ПС 35–150 кВ та РП. Дистанційне керування комутаційними апаратами на об'єктах РМ (SCADA). Автоматичне перемикання групи комутаційних апаратів за заздалегідь складеним алгоритмом (SCADA, FLISR). Автоматична ліквідація аварій шляхом локалізації місця аварії та перезаживлення клієнтів за заздалегідь визначеними алгоритмами (SCADA, FLISR). Розрахунок режимів електричної мережі з метою оптимізації аварійних та післяаварійних режимів енергопостачання (DMS). Прогнозування навантаження з використанням профілів навантаження (DMS). Керування розподіленими енергетичними ресурсами (DERMS).	
		Автоматична фіксація аварійних вимкнень споживачів в РМ та ведення звернень клієнтів про відключення відповідно до топології мереж (OMS). Оптимізація керування оперативно-виїзною бригадою в процесі ліквідації аварій, формування планів ліквідації відключень споживачів (DMS, OMS). Інтегрування інформації про відключення та перемикання(зміни схеми нормального режиму) з білінговою системою РМ (SCADA, OMS).		
2	АСОЕ	Застосування електронних лічильників електричної енергії класу точності не нижче 1,0. Впровадження локального устаткування збору та оброблення даних. Автоматизація обліку і розрахунків за електричну енергією. Інтегрування АСОЕ з білінговою системою РМ.	Застосування багатофункціональних цифрових лічильників електричної енергії класу точності не нижче 0,5 S. Автоматизація обліку електроенергії на приєднаннях ПС. Впровадження автоматизованих розрахунків балансів і втрат електроенергії для окремих енерговузлів та елементів електричної мережі. Інтегрування АСОЕ з білінговою системою РМ. Автоматизація розрахунку балансів по шинах об'єктів.	Застосування багатофункціональних цифрових лічильників електричної енергії класу точності не нижче 0,2 S. Автоматизація обліку електроенергії на приєднаннях ПС. Впровадження автоматизованих розрахунків балансів і втрат електроенергії для підприємств електричних мереж і їх структурних підрозділів; Інтегрування АСОЕ з білінговою системою РМ; Автоматизація розрахунку балансів по шинах об'єктів.

1	2	3	4	5
3	АСКПЯЕ	Збір та зберігання результатів замірів показників якості електричної енергії отриманих з точок приєднання об'єктів розподіленої генерації, а також інших користувачів мереж, які відповідно до застосованих технологій можуть негативно впливати на якість електроенергії. Забезпечення автоматичного аналізу показників якості електричної енергії з метою визначення причини і місця їх погіршення.		
4	GIS		Топологічна модель даних про об'єкти мережі, їх схеми та характеристики. Передача даних GIS по точкам обліку клієнтів в білінгову систему РМ.	
5	Цифровий двійник мережі	Моделювання роботи мережі та планування розвитку РМ. Розрахунок оптимальних рішень для приєднання нових потужностей; Прогнозування навантаження та розподіленої генерації. Оцінка балансів потужності, втрат електроенергії. Розрахунок рішень для оптимізації показників роботи мережі та розвитку мережі з урахування характеру навантажень та генерації розподілених енергетичних ресурсів.		
6	ERP	Забезпечення аналітики даних про активи РМ та планування процесів виробничо-економічного керування активами РМ для оптимального розподілу ресурсів та продуктивності операцій. Забезпечення стійкості, гнучкості, безперервності процесів та розвинутої аналітики даних про об'єкти на процеси РМ для своєчасності прийняття рішень.		
7	Системи діагностики та прогнозування стану обладнання РМ		Збір та обробка даних з датчиків, сенсорів для автоматичного вимірювання або контролю параметрів роботи обладнання ПС та елементів ПЛ та КЛ, а також застосування програмного забезпечення для прогнозу аналітики стану обладнання ПС, ПЛ та КЛ. Автоматична обробка даних фото-, відеофіксації та тепловізійного і лідарного сканування за результатами візуальної перевірки стану ПЛ з застосуванням літальних апаратів (безпілотних літальних апаратів або гелікоптерів) та передача даних про технологічні порушення або дефекти обладнання РМ в SCADA/GIS/ERP.	
8	Система керування бригадами	Автоматизація планування, маршрутизації, обліку робіт та розподілу ресурсів ремонтно-експлуатаційних, оперативно-виїзних бригад та бригад по обслуговуванню споживачів в режимі реального часу для оптимальної продуктивності процесів.		
9	Система керування приєднаннями	Автоматизація документообігу процесу приєднання нової потужності до РМ. Автоматичний розрахунок вимог для приєднання клієнтів. Особистий кабінет клієнта по новим приєднанням.		
10	Система кібербезпеки технологічних комплексів РМ		Система виявлення та протидії кібератакам передбачає захист від злову ІТ ресурсів, відокремлення та захист ОТ та ІТ систем. Система безпеки баз даних, контролю доступу до них та аналізу подій.	
11	Білінгова система РМ	Збір даних про обсяги споживання клієнтами електричної енергії, їх тарифікація, керування розрахунками клієнтів за надані послуги. Автоматизація обміну даними з стейкхолдерами (адміністратором комерційного обліку, постачальники, клієнти). Балансування та прогнозування обсягів розподілу електричної енергії, керування приладами обліку.		

1	2	3	4	5
12	Платформа комунікацій з клієнтами	Система керування відносинами з клієнтами (CRM) забезпечує відстеження та зберігання даних клієнтів, історії взаємодії з клієнтами, керування новими продуктами та сервісами. Забезпечення омніканальної комунікації з клієнтами з впровадженням цифрових сервісів, чат-ботів для швидкої обробки дзвінків та реакції на звернення, а також своєчасного та зручного інформування клієнтів. Сервіси самообслуговування клієнтів.		

Додаток Б

Рекомендовані характеристики об'єктів розподільних електричних мереж

Таблиця Б

№	Клас напруги, кВ	Вид обладнання							Схемні рішення	
		Підстанції			Лінії електропередавання, у тому числі:				Підстанції	Схеми електропостачання
		Силові трансформатори	Розподільні установки та комутаційне обладнання	Конструкції	повітряні			кабельні		
					Проводи	Ізоляція	Конструкції опор	Вид ізоляції		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0,4	-	Застосовування вимикачів 0,4 кВ внутрішнього виконання з електронними розчеплювачами на ввідних та секційному приєднаннях, які відповідають стандарту ДСТУ EN 60947-2:2019. Застосовування блоків рубильників-запобіжників, які відповідають стандарту ДСТУ EN IEC 60947-3:2022 на приєднаннях, що відходять.	РУ для модульних ТП переважно інтегроване в ТП.	Застосовування СП, у тому числі на вводах до будинків.	Використання зшитого поліетилену, стійкого до перепаду температур, атмосферних опадів та ультрафіолетового випромінювання і такого, що не розповсюджує горіння.	Використання залізобетонних та металевих опор. Композитні або дерев'яні опори допускається використовувати в особливих випадках (неможливість використання вантажно-під'ємних механізмів).	Використання кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену.	-	Застосовування радіальної схеми.
	10, 20	Масляні герметичні в стовпових та модульних ТП. З литою ізоляцією в прибудованих і вбудованих ТП.	В РП 10 кВ, 20 кВ застосовування комірок типу «metal-enclosed» (клас експлуатаційної готовності LSC 2 В, клас перегородок РМ) з повітряною ізоляцією з	У міських РМ застосовувати модульні ТП. У сільських РМ для підключення споживачів потужністю до 250 кВА включно застосовувати ТП	Застосовування захищений провід (ЗП) або СП. У разі проходження ПЛ 10 кВ, 20 кВ у районах з інтенсивними і	Використовувати порцелянові штирьові ізолятори з втулкою для розкочування, полімерні ізолятори (у тому числі	Використання залізобетонних та металевих опор. Композитні або дерев'яні опори допускається використовувати в особливих випадках	Використання кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену.	Визначаються схемами розвитку РМ.	В міських РМ 10 кВ, 20 кВ застосовуються переважно петльові схеми з двома центрами живлення з керованою точкою струморозподілу за умови забезпечення

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	10, 20	Трансформатори можуть бути обладнані симетруючими обмотками або пристроями.	вакуумними вимикачами. Допускається в РП застосовувати комірки з твердою ізоляцією або комірки, в яких як ізоляційне середовище використовується повітря під тиском (клас експлуатаційної готовності не менш ніж LSC 2, клас перегородок РМ). В модульних ТП 10 кВ, 20 кВ застосування малогабаритних комірок типу «metal-enclosed» (клас експлуатаційної готовності – не менш ніж LSC 2, клас перегородок РМ) з вакуумними вимикачами або вимикачами навантаження з моторним приводом. Як ізоляційне середовище в даних комірках може використовуватися повітря, елегаз або повітря під тиском. В стовбових ТП 10 кВ, 20 кВ застосування роз'єднувачі типу «запобіжник-роз'єднувач».	переважно стовпового виконання. У разі навантаження 400 кВ·А і більше у сільських РМ застосовувати модульні ТП. Модульні ТП мають бути у бетонному або металевому корпусі з кабельними вводами 10 кВ, 20 кВ та 0,4 кВ.	частими явищами утворення ожеледі, можливими сильними вітрами (починаючи з III району з вітру та ожеледі) та у стислих умовах допускається використання СКСН.	опорно-підвісні ізолятори).	(неможливість використання вантажно-під'ємних механізмів).			нормованої якості напруги всіх споживачів та об'єктів розподіленої генерації і систем накопичення енергії у зоні живлення, як в нормальному так і в після аварійному режимі в разі вимкнення одного з центрів живлення. В сільських РМ 10 кВ, 20 кВ застосовуються переважно магістральні схеми з забезпеченням приєднання через керовану точку струморозподілу до суміжної ЛЕП, яка приєднана до іншого джерела живлення. Допускається побудова змішаних схем РМ 10 кВ, 20 кВ з можливістю побудови радіальних ліній для підключення нових споживачів.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	110 (150)	Оснащення трансформаторів автоматичними пристроями РПН, у тому числі з мікропроцесорними блоками керування. Можливість застосування системи моніторингу технічного стану силового трансформатора.	В мережі 110 (150) кВ застосування вакуумних вимикачів 110 кВ, вимикачі 110 (150) кВ з елегазовою або екогазовою ізоляцією – колонкових, бакових (у тому числі з вбудованими ТС), гібридних модулів 110 (150) кВ з елегазовою або екогазовою ізоляцією, роз'єднувачів з електроприводами основних і заземлювальних ножів, горизонтально-поворотного або підвісного типу з одним розривом на полюс, КРУЕ 110 (150) кВ з елегазовою або екогазовою ізоляцією. В мережі 10 (20) кВ застосування комірок типу «metal-enclosed» (клас експлуатаційної готовності LSC 2 В, клас перегородок РМ) з повітряною ізоляцією та вискатними елементами касетного виконання з вакуумними вимикачами	Застосування РУ 110 (150) кВ у наступному виконанні: - для відкритих ПС – ВРУ з відокремленим обладнанням 110 (150) кВ; - для відкритих ПС - ГРМЕ 110 (150) кВ у випадках: - коли ПС знаходиться в районі за характеристичними значеннями ожеледі; - коли габаритні розміри ділянки для будівництва ПС 110 (150) кВ недостатні для будівництва ПС з ВРУ 110 (150) кВ; для закритих ПС – КРУЕ 110 (150) кВ. - застосовувати закриті РУ 10–20 кВ, які розміщені в будівлі.	Застосування стандартних сталевалюмінієвих проводів; компактних проводів у випадках визначених п. 2.5.86 ПУЕ; грозозахисних тросів з оцинкованих дротів з низьколегованої сталі або тросів зі сталевалюмінієвих проводів; грозозахисних тросів із вмонтованими волоконно-оптичними лініями зв'язку.	Застосування скляних тарілчастих ізоляторів; полімерних ізоляторів з кремнійорганічним захисним покриттям.	Застосування проміжних залізобетонних центрифугованих, металевих гратчастих опор; анкерних металевих гратчастих опор. Металеві багатогранні гнуті опори допускається використовувати в стислих умовах улаштування ПЛ.	Використання кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену.	Визначаються схемами розвитку РМ.	Застосування схеми взаєморезервованих ліній з АВР від різних ПС або від різних шин однієї ПС, яка має двостороннє живлення.

Список розсилки до листа Міненерго

№	<i>Оператор системи розподілу</i>
1	АТ «Вінницяобленерго»
2	АТ «Хмельницькобленерго»
3	ПрАТ «ДТЕК Київські електромережі»
4	ТОВ «ДТЕК Високовольтні мережі»
5	ПрАТ «ДТЕК Київські регіональні електромережі»
6	ПрАТ «Рівнеобленерго»
7	АТ «ДТЕК Донецькі електромережі»
8	ПАТ «Запоріжжяобленерго»
9	АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі»
10	ДПЕМ ПрАТ «Атомсервіс»
11	АТ «Житомиробленерго»
12	ПрАТ «Кіровоградобленерго»
13	АТ «ДТЕК Одеські електромережі»
14	ПрАТ «Волиньобленерго»
15	ПрАТ «Закарпаттяобленерго»
16	ПрАТ «Львівобленерго»
17	АТ «Миколаївобленерго»
18	АТ «Полтаваобленерго»
19	АТ «Сумиобленерго»
20	АТ «Прикарпаттяобленерго»
21	ПАТ «Чернігівобленерго»
22	ВАТ «Тернопільобленерго»
23	ПрАТ «ДТЕК ПЕМ-Енерговугілля»
24	АТ «Чернівціобленерго»
25	ПАТ «Черкасиобленерго»
26	АТ «Харківобленерго»
27	ДП «Регіональні електричні мережі»
28	ПрАТ «ПЕЕМ Центральна енергетична компанія»
29	АТ «Укрзалізниця»
30	АТ «Херсонобленерго»
31	ТОВ «Нафтогаз Тепло»