

**НОРМАТИВНИЙ ДОКУМЕНТ  
НАСТАНОВА**

**МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ З ОБЛІКУ ТА АНАЛІЗУ  
В ЕНЕРГОСИСТЕМАХ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ  
РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ 0,38–20 КВ  
З ПОВІТРЯНИМИ ЛІНІЯМИ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ**

**Видання офіційне**

ОБ'ЄДНАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПІДПРИЄМСТВ  
«ГАЛУЗЕВИЙ РЕЗЕРВНО-ІНВЕСТИЦІЙНИЙ ФОНД РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ»

Київ 2005

## ПЕРЕДМОВА

- 1 ЗАМОВЛЕНО: Об'єднанням енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики (ОЕП «ГРІФРЕ»)
- 2 РОЗРОБЛЕНО: ДП «ДонОРГРЕС», Мінпаливенерго України
- 3 РОЗРОБНИКИ: О.А. Потребич, В.П. Ключко, Г.М. Катренко
- 4 ВНЕСЕНО: Управлінням електричних мереж,  
В.І. Скрипниченко
- 5 УЗГОДЖЕНО: Заступником Міністра палива та енергетики  
України, О.Д.Светелік  
Департаментом електроенергетики Мінпалив-  
енерго України, Ю.І. Улітіч  
ОЕП «ГРІФРЕ», Г.П. Хайдурова
- 6 ЗАТВЕРДЖЕНО Міністерством палива та енергетики України,  
ТА НАДАНО ЧИННОСТІ: наказ № 60 від 3 лютого 2005 р.
- 7 НА ЗАМІНУ: 1. РД 34.20.573 Указания по учету и анализу в  
энергосистемах технического состояния рас-  
пределительных сетей напряжением 0,38—20 кВ  
с воздушными линиями электропередач  
(М.: СПО Союзтехэнерго, 1986).  
2. РД 34.20.583—91 Методические указания по  
комплексной качественной оценке техничес-  
кого состояния распределительных сетей на-  
пряжением 0,38—20 кВ с воздушными лини-  
ями электропередач (М.: СПО ОРГРЭС, 1993)
- 8 СТРОК  
ПЕРЕВІРЕННЯ: 2010 рік



## МІНІСТЕРСТВО ПАЛИВА ТА ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

### НАКАЗ

03 лютого 2005 року

м. Київ

№ 60

Про затвердження та введення в дію нормативного документа «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану і розподільних мереж напругою 0,38—20 кВ з повітряними лініями електропередачі»

З метою забезпечення єдиних критеріїв до визначення комплексної кількісної та якісної оцінки технічного стану повітряних мереж 0,38—20 кВ і трансформаторних підстанцій 6—20 кВ, для упорядкування організації технічного обслуговування розподільних мереж напругою 0,38—20 кВ на підприємствах електроенергетичної галузі

#### НАКАЗУЮ:

1. Затвердити та ввести в дію нормативний документ «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38—20 кВ з повітряними лініями електропередачі» (далі — Методичні вказівки, додаються), який набирає чинності через 60 днів з дати підписання цього наказу.

2. Госпрозрахунковому підрозділу «Науково-інженерний енергосервісний центр» інституту «Укрсільенергопроект» (Білоусов В.І.) внести Методичні вказівки до реєстру і комп'ютерного банку даних чинних нормативних документів Мінпаливенерго.

3. Об'єднанню енергетичних підприємств «Галузовий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» (Хайдурова Г.П.) забезпечити видання і надходження необхідної кількості примірників Методичних вказівок енергетичним компаніям та підприємствам відповідно до їх замовлень та фактичної оплати.

4. З набранням чинності Методичних вказівок визнати такими, що не застосовуються на території України, РД 34.20.573 «Указания по учету и анализу в энергосистемах технического состояния распределительных сетей 0,38—20 кВ с воздушными линиями электропередач» та РД 3420.583—91, затверджені Головним технічним управлінням Міненерго СРСР 20.12.85, «Методические указания по комплексной качественной оценке технического состояния распределительных сетей напряжением 0,38—20 кВ с воздушными линиями электропередачи», затверджені Головним технічним управлінням Міненерго СРСР 24.06.91.

5. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Міністра Светеліка О.Д.

Перший заступник Міністра



О.М.ШЕБЕРСТОВ

## ЗМІСТ

	С.
1 Сфера застосування.....	1
2 Нормативні посилання.....	2
3 Терміни та визначення понять.....	3
4 Познаки та скорочення.....	6
5 Загальні положення.....	7
5.1 Загальна частина.....	7
5.2 Облік і оцінка технічного стану об'єктів.....	7
5.3 Порядок обліку якісної оцінки об'єктів.....	9
6 Комплексна якісна оцінка технічного стану об'єктів електричних мереж напругою 0,38—6—20 кВ.....	10
6.1 Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 6—20 кВ.....	10
6.2 Комплексна якісна оцінка технічного стану ТП напругою 6—20/0,38 кВ.....	15
6.3 Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 0,38 кВ.....	21
7 Кількісна оцінка технічного стану об'єктів.....	24
Додаток А Перелік характерних дефектів елементів ПЛ напругою 6—20 кВ.....	28
Додаток Б Перелік характерних дефектів елементів ТП напругою 6—20/ 0,38 кВ, РП напругою 6—20 кВ.....	38
Додаток В Перелік характерних дефектів елементів ПЛ напругою 0,38 кВ.....	50
Додаток Г Порядок ведення листків огляду (перевірки) і журналів дефектів об'єктів.....	58
Додаток Д Бланки листків огляду (перевірки) і форми журналів дефектів об'єктів.....	61
Додаток Е Форма зведеної відомості показників технічного стану розподільних електричних мереж напругою 0,38—20 кВ за станом на 31.12. ____ р . .....	65

Додаток Ж Облік і аналіз відключень у розподільних електричних мережах напругою 6—20 кВ.....	67
Додаток И Приклад визначення граничних значень коефіцієнта заміни Гз гр. ....	83
Додаток К Принципи ймовірнісного розрахунку періодичності та обсягів капітальних ремонтів ПЛ 5. ....	85

**НОРМАТИВНИЙ ДОКУМЕНТ МІНПАЛИВЕНЕРГО УКРАЇНИ**  
**НАСТАНОВА**

---

**МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ З ОБЛІКУ ТА АНАЛІЗУ**  
**В ЕНЕРГОСИСТЕМАХ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ**  
**РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ 0,38—20 кВ**  
**З ПОВІТРЯНИМИ ЛІНІЯМИ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ**

---

Чинний від 2005-04-04

**1 Сфера застосування**

**1.1** Цей нормативний документ «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38—20 кВ з повітряними лініями електропередачі» (далі — НД) призначено для персоналу енергопостачальних компаній/підприємств, який здійснює експлуатацію розподільних електричних мереж напругою 0,38—20 кВ з повітряними лініями електропередачі.

**1.2** У цьому НД викладено основні положення і наведено рекомендації для визначення технічного стану розподільних електричних мереж (далі — об'єктів) напругою 0,38—20 кВ з повітряними лініями електропередачі.

---

## 2 Нормативні посилання

У цьому НД є посилання на такі нормативні документи:  
ГКД 34.20.507—2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила

ГКД 34.20.571—96 Металлические и железобетонные опоры воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше. Методические указания по оценке технического состояния и перерасчету (Металеві та залізобетонні опори повітряних ліній електропередачі напругою 35 кВ та вище. Методичні вказівки з оцінки технічного стану і перерахунку)

ГКД 34.20.661—2003 Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж

ГКД 34.46.501—2003 Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації

ГКД 34.51.573—96 Расчет показателей надежности воздушных линий электропередачи на одностоечных железобетонных опорах при воздействии гололедно-ветровых нагрузок (Розрахунок показників надійності повітряних ліній електропередачі на одностоякових залізобетонних опорах під впливом ожеледево-вітрових навантажень)

ГОСТ 13109—97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения (Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення)

РГАСНТИ 44.31.31 Методические рекомендации по учету и анализу технического состояния электрических сетей напряжением 0,38—20 кВ и воздушных линий электропередачи 35—110 кВ Минэнерго УССР. — Киев, 1990 г. (Методичні рекомендації з обліку та аналізу технічного стану електричних мереж напругою 0,38—20 кВ і повітряних ліній електропередачі 35—110 кВ Міненерго УРСР. — Київ, 1990 р.)

Методические указания по организации системы эксплуатационного обслуживания воздушных линий электропе-



редачи напряжением 0,4—20 кВ трансформаторных подстанций напряжением 6—20/0,4 кВ и распределительных пунктов 6—20 кВ. — Киев, 1989 г. (Методичні вказівки з організації системи експлуатаційного обслуговування повітряних ліній електропередачі напругою 0,4—20 кВ, трансформаторних підстанцій напругою 6—20/0,4 кВ і розподільних пунктів 6—20 кВ. — Київ, 1989 р.)

Правила устройства электроустановок. Шестое издание, переработанное и дополненное. — М.: Энергоиздат, 1985 г. (Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Шосте видання, перероблене та доповнене. — М.: Енерговидав, 1985 р.)

Методические указания по обеспечению при проектировании нормативных уровней надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей. — М.: РУМ, 1986 г. (Методичні вказівки з забезпечення при проектуванні нормативних рівнів надійності електропостачання сільськогосподарських споживачів. — М.: РУМ, 1986 р.)

ДСТУ 3429—96 Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення

ДСТУ 3440—96 Системи енергетичні. Терміни та визначення

Розслідування і облік технологічних порушень на об'єктах електроенергетики і в Об'єднаній енергетичній системі України, затверджене наказом Міненерго України від 29.01.1999 №30

### **3 Терміни та визначення понять**

Нижче подано терміни, вжиті в цьому НД, та визначення позначених ними понять (ГКД 34.20.507, ДСТУ 3440).

**Відмова** — подія, яка полягає в переході об'єкта з одного рівня працездатності на інший, більш низький.

**Відмова ПЛ або елементів ПЛ** — подія, що полягає в переході ПЛ або її елементів з одного рівня працездатності на інший, більш низький.

**Вибірковий контроль** — огляд обмеженої групи об'єктів із загального обсягу однотипних з метою оцінки їх технічного стану.

**Дефект елемента об'єкта (далі — дефект)** — кожна окрема невідповідність елемента об'єкта вимогам, установленим нормативними документами, що не призведе до негайного автоматичного або змушеного відключення об'єкта.

**Електрична мережа** — сукупність підстанцій, розподільних пристроїв та ліній електропередачі, що їх з'єднують, призначена для передавання і розподілу електричної енергії.

**Електрична підстанція** — електроустановка, призначена для приймання, перетворення та розподілу електричної енергії, складена з трансформаторів чи інших перетворювачів електричної енергії, розподільних і керувальних установок і допоміжних пристроїв.

**Енергопостачальна компанія/підприємство (компанія/ підприємство, що має ліцензію на передавання та постачання електроенергії)** — учасник оптового ринку електричної енергії України, який купує електричну енергію на цьому ринку з метою передавання її по електричних мережах і продажу споживачам, що має ліцензію НКРЕ на право здійснення підприємницької діяльності з передавання електричної енергії місцевими (локальними) електромережами і здійснює свою діяльність на закріпленій території.

**Кабельна лінія електропередачі** — лінія електропередачі, складена з одного чи декількох кабелів, прокладених безпосередньо в землі, кабельних каналах, трубах, на кабельних конструкціях.

**Капітальний ремонт** — комплекс заходів і робіт, які виконуються з метою відновлення справного або працездатного стану об'єкта, включаючи їх посилення і заміну.

**Лінія електропередачі** — споруда, що складається з проводів або кабелів, ізоляційних елементів, утримних конструкцій та інших допоміжних пристроїв і призначена для передавання електричної енергії між двома пунктами енергосистеми з можливим проміжним відбором.

**Натурний огляд** — огляд і вимір об'єктів у натурних умовах із застосуванням у необхідних випадках спеціальних методів з метою виявлення в об'єктах відхилень, дефектів і пошкоджень.

**Непрацездатний стан, непрацездатність** — стан об'єкта, при якому він повністю не здатний виконувати потрібні функції.

**Неремонтопридатний стан об'єкта** — непрацездатний стан об'єкта, при якому відновлення експлуатаційних характеристик або технічно неможливо, або економічно недоцільно.

**Несправний стан об'єкта, несправність** — стан об'єкта, при якому він не відповідає одній або більше вимогам чинної нормативно-технічної та (або) конструкторської (проектної) документації.

**Оцінка технічного стану об'єктів** — визначення значень показників технічних параметрів об'єктів з виявленням місць, типів, кількості дефектів і пошкоджень і причин їх появи, що впливають на здатність об'єкта виконувати свої функції в забезпеченні технологічного процесу.

**Повітряна лінія електропередачі** — лінія електропередачі, проводи якої підтримують над землею за допомогою опор та ізоляторів.

**Пошкодження ПЛ, елементів ПЛ** — порушення справного стану ПЛ, елементів ПЛ у процесі експлуатації при збереженні працездатного стану.

**Працездатний стан, працездатність** — стан об'єкта, при якому він здатний виконувати всі або частину потрібних функцій у повному або частковому обсязі.

**Ремонтопридатність** — властивість об'єкта, яка полягає в пристосованості до підтримання та відновлення працездатного стану шляхом технічного обслуговування та (або) ремонту.

**Ремонтопридатний стан конструкції** — непрацездатний стан конструкції, при якому відновлення експлуатаційних характеристик технічно можливе та економічно доцільне.

**Розподільна електрична мережа** — електрична мережа, що забезпечує розподіл електричної енергії між пунктами споживання.

**Справний стан об'єкта, справність** — стан об'єкта, при якому він цілком відповідає всім вимогам чинної нормативно-технічної та (або) конструкторської (проектної) документації.

**Технічний стан об'єкта** — сукупність властивостей, що характеризують у визначений момент часу відповідність об'єкта вимогам норм і умовам забезпечення технологічного процесу.

#### **4 Позначки та скорочення**

У цьому НД використовуються такі скорочення:

АПВ — автоматичне повторне включення;

БСК — батарея статичних конденсаторів;

ДЕМ — діляниця електричних мереж (РЕМ);

ДП — диспетчерський пункт;

ЕМ — електричні мережі (філія передавальної енергокомпанії);

З/Б — залізобетон;

ЗТП — закрита трансформаторна підстанція;

КЗ — коротке замикання;

КЛ — кабельна лінія;

КР — капітальний ремонт;

КТП — комплектна трансформаторна підстанція;

ЛЕП — лінія електропередачі;

МРН — місцеве регулювання напруги;

НКРЕ — Національна комісія регулювання електроенергетики;

ОДГ — оперативна диспетчерська група;

ОДС — оперативна диспетчерська служба;

ОПН — обмежувач перенапруги;

ПАВВО — пристрій автоматичного включення вуличного освітлення;

ПЗ — програмне забезпечення;

ПК — персональний комп'ютер;

ПЛ — повітряна лінія;

ПС — підстанція;

РЕМ — район електричних мереж;

РП — розподільчий пункт;

РПВ — ручне півторне включення;

РТ — розподільний трансформатор;

РП — розподільний пристрій;  
 СК — синхронні компенсатори;  
 СМЗ — служба матеріального забезпечення;  
 СУП — самоутримний провід;  
 ТН — трансформатори напруги;  
 ТО — технічне обслуговування;  
 ТП — трансформаторна підстанція;  
 ТС — трансформатори струму;  
 ЦЖ — центр живлення;  
 ЩТП — щоголова трансформаторна підстанція.

## **5 Загальні положення**

### **5.1 Загальна частина**

Технічний стан об'єкта може бути визначено за сукупністю наявних дефектів його елементів, зареєстрованих у процесі технічного обслуговування — оглядів, перевірок, іспитів і вимірів тощо (ГКД 34.20.661).

Дефекти повинні усуватися в процесі технічного обслуговування або ремонту (ГКД 34.20.571, ГКД 34.46.501). Перелік характерних дефектів наведено в додатках А—В. Дефекти, що створюють загрозу безпеці населення або обслуговуючого персоналу (у додатках А—В вони позначені «зірочкою»), повинні усуватися негайно.

На підставі цього НД рекомендується складати відповідні інструкції та документи підприємств, які враховують умови експлуатації та застосування конкретних конструкцій та устаткування.

### **5.2 Облік і оцінка технічного стану об'єктів**

Реєстрація дефектів виконується в листку огляду (перевірки), що заповнюються під час:

- періодичних оглядів об'єктів електромонтерами або спеціалістами;
- верхових оглядів об'єктів;
- позачергових оглядів після стихійних явищ або після успішного ручного повторного включення об'єктів;

- перевірки ступеня загнивання дерев'яних елементів опор;
- перевірки стану залізобетонних опор та залізобетонних елементів дерев'яних опор;
- перевірки опору заземлення;
- перевірки опору петлі «фаза — нуль»;
- перевірки перерізів проводів ПЛ, їх габаритів до поверхні землі або до об'єктів, які вони перетинають.

Дані листків огляду (перевірок) заносяться до журналу дефектів.

Порядок ведення листків огляду (перевірки) і журналів дефектів наведено в додатку Г, а їх бланки, що рекомендується, і форми — у додатку Д.

Ведення журналів дефектів покладається на фахівців енергопостачальної компанії/організації.

Керівники і спеціалісти енергопостачальної компанії/організації повинні систематично контролювати дотримання встановленої періодичності обходів і перевірок об'єктів, які провадяться згідно із затвердженим графіком їх проведення, а також правильність заповнення листка огляду (перевірки) і журналу дефектів і виконання прийнятих рішень щодо усунення дефектів.

Перевірка проведення обходів повинна здійснюватися відповідно до вимог ГКД 34.20.507, даного НД і на підставі річного плану-графіка технічного обслуговування, кожній виконавчій позиції якого повинен відповідати заповнений листок огляду (перевірки).

Правильність заповнення журналу дефектів визначається на підставі перегляду заповнених листків огляду (перевірки) і перевірки вжитих заходів щодо усунення дефектів (ГОСТ 13109, ГКД 34.51.573) із заходами, зазначеними в додатках А—В. Особливу увагу необхідно звертати на реєстрацію і своєчасне усунення дефектів, позначених «зірочкою».

Використовуються два види оцінки технічного стану об'єктів — комплексна якісна і кількісна (ЛГАСНТИ 44.31.31).

Приклад комплексної якісної оцінки технічного стану наведено в розділі 6, а кількісної — у розділі 7.

Комплексна якісна оцінка («Методические указания по организации системы эксплуатационного обслуживания воздушных линий электропередачи напряжением 0,4—20 кВ трансформаторных подстанций напряжением 6—20/0,4 кВ и распределительных пунктов 6—20 кВ») використовується для порівняння технічного стану електричних мереж і їхніх елементів у галузі, енергопостачальній організації, для визначення обсягів фінансування робіт з поліпшення технічного стану об'єктів, для складання річних планів ремонту і реконструкції, у тому числі за умов обмеженості фінансових, матеріальних і трудових ресурсів та відсутності достовірної інформації про технічний стан об'єктів (додатки Е, Ж).

Кількісна оцінка використовується як загальна характеристика рівня технічного стану різних і різнотипових об'єктів енергокомпаній для визначення видів, обсягів та термінів виконання робіт з приведення технічного стану об'єктів до вимог чинних нормативно-правових актів (додатки И, К).

### **5.3 Порядок обліку якісної оцінки об'єктів**

Інформація про технічний стан об'єктів на 31 грудня звітного року надається енергопостачальною компанією/організацією до Мінпаливенерго за формою, наведеною у додатку Е, не пізніше 1 лютого року, наступного за звітним з урахуванням аналізу відключень, проведеного згідно з додатком Ж.

На підставі отриманої інформації здійснюється комплексна якісна оцінка технічного стану електричних мереж у цілому по галузі і по енергопостачальній компанії/організації, а також визначається потреба в матеріальних ресурсах на ремонтно-експлуатаційні заходи.

## **6 Комплексна якісна оцінка технічного стану об'єктів електричних мереж напругою 0,38—6—20 кВ**

### **6.1 Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 6—20 кВ**

На даний час вибір заходів щодо обслуговування електричних мереж здійснюється на основі якісної оцінки технічного стану об'єктів (ДСТУ 3429, «Правила устройства электроустановок, «Методические указания по обеспечению при проектировании нормативных уровней надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей»). Для визначення технічного стану об'єкта використовуються такі якісні критерії :

- добрий технічний стан;
- підлягає капітальному ремонту;
- підлягає реконструкції;
- підлягає повній заміні.

У даний час основними ознаками при виборі показника оцінки технічного стану об'єкта є такі критерії експлуатаційних робіт, проведених на об'єкті:

- у доброму технічному стані знаходяться об'єкти, в яких дефекти не виявлені або виявлені дефекти усуваються виконанням робіт, що відносяться до номенклатури технічного обслуговування;

- об'єкт підлягає капітальному ремонту (знаходиться в задовільному стані), якщо обсяг робіт з усунення виявлених дефектів відноситься до номенклатури капітального ремонту і спрямований на збереження (відновлення) колишніх техніко-економічних характеристик об'єкта в межах засобів амортизаційних відрахувань на капітальний ремонт;

- об'єкт підлягає реконструкції (знаходиться в незадовільному стані) при:

а) перевищенні обсягів робіт з усунення виявлених дефектів номенклатури обсягів робіт капітального ремонту, визначеної згідно з «Методическим указаниями по организации системы эксплуатационного обслуживания воздушных



линий электропередачи напряжением 0,4-20 кВ трансформаторных подстанций напряжением 6—20/0,4 кВ и распределительных пунктов 6—20 кВ", що провадяться за рахунок амортизаційних відрахувань на капітальний ремонт;

б) необхідності істотного поліпшення основних техніко-економічних характеристик об'єкта при проведенні різних типів робіт;

- об'єкт підлягає повній заміні (знаходиться в непридатному стані), якщо подальша його експлуатація технічно або економічно неможлива (недоцільна), оскільки необхідна заміна основного устаткування, стан якого не відповідає вимогам нормативно-технічної документації, або ж необхідна заміна непридатної до експлуатації будівельної частини.

До реконструкції ліній електропередачі відносяться такі роботи, як підвищення їх пропускної здатності за рахунок збільшення перерізу проводів, підвищення другого кола або переходу на більш високий клас напруги, підвищення її механічної міцності (за рахунок установлення додаткових опор задля зменшення довжини прольотів тощо), а також оснащення лінії пристроями автоматики, телемеханіки і дистанційних визначень до місць пошкодження.

До реконструкції ТП відносяться роботи з модернізації або заміни основного устаткування на устаткування більшої потужності або більш високої номінальної напруги, зміни електричної схеми підстанції, її розширення, а також роботи з оснащення підстанції пристроями автоматики і телемеханіки.

Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 6—20 кВ визначається з урахуванням технічного стану таких основних елементів ПЛ напругою 6—20 кВ: опор, ізоляторів і проводів.

Технічний стан опор однієї ПЛ напругою 6—20 кВ установлюється на підставі коефіцієнта дефектності опор КДО даної ПЛ:

$$КДО = \frac{0,87 \cdot ОДД + ОДЗ}{0,87 \cdot ОУД + ОУЗ} \cdot 100; \quad (6.1)$$

де 0,87 — коефіцієнт приведення обсягу енергодеревини до обсягу залізобетону;

*ОДД* — обсяг дефектної енергодеревини опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітнього року, м<sup>3</sup>;

*ОДЗ* — обсяг дефектного З/Б опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітнього року, м<sup>3</sup>;

*ОУД* — обсяг установленної енергодеревини опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітнього року, м<sup>3</sup>;

*ОУЗ* — обсяг установленного З/Б опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітнього року, м<sup>3</sup>.

Обсяги дефектної енергодеревини і дефектного З/Б опор ПЛ напругою 6—20 кВ визначаються виходячи з кількості дефектних елементів, зареєстрованих на даній ПЛ напругою 6—20 кВ за станом на 31 грудня звітнього року:

$$ОДД = \sum_i^l n_{Di}^D V_{Di}; \quad ОДЗ = \sum_j^m n_{3i}^D V_{3i}; \quad (6.2)$$

де  $n_{Di}^D, n_{3j}^D$  — відповідно кількість дефектних дерев'яних ( $i$ ) і залізобетонних елементів опор ПЛ напругою 6—20 кВ, зареєстрованих на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітнього року, шт. Перелік дефектів елементів опор ПЛ напругою 6—20 кВ, за наявності яких відповідний елемент вважається дефектним і підлягає заміні, наведено в додатку А;

$l$  і  $m$  — кількість дерев'яних ( $i$ ) і залізобетонних ( $j$ ) елементів у опорах ПЛ напругою 6—20 кВ відповідно;

$V_{Di}, V_{3j}$  — розрахунковий обсяг одного елемента опор напругою ПЛ 6—20 кВ, м<sup>3</sup>.

Обсяги встановленої енергодеревини і встановленого З/Б опор напругою ПЛ 6—20 кВ визначаються на підставі кількості встановлених елементів на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітнього року:

$$ОУД = \sum_i^l n_{Di}^Y \cdot V_{Di}; \quad ОУЗ = \sum_j^m n_{3j}^Y \cdot V_{3j}, \quad (6.3)$$

де  $n_{D_i}^y, n_{z_j}^y$  — відповідно кількість установлених дерев'яних ( $i$ ) і залізобетонних ( $j$ ) елементів опор ПЛ напругою 6—20 кВ на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітнього року, шт.

Технічний стан ізоляторів однієї ПЛ напругою 6—20 кВ установлюється на підставі коефіцієнта дефектності ізоляторів (КДІ) даної ПЛ:

$$КДІ = \frac{n_I^d}{n_I^y} \cdot 100, \quad (6.4)$$

де  $n_I^d$  — кількість дефектних ізоляторів ПЛ напругою 6—20 кВ, зареєстрованих на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітнього року, шт. Перелік дефектів ізоляторів, за наявності яких ізолятор вважається дефектним, наведено в додатку А;

$n_I^y$  — кількість установлених ізоляторів ПЛ напругою 6—20 кВ, що знаходяться в експлуатації на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітнього року, шт.

Технічний стан проводів однієї ПЛ напругою 6—20 кВ встановлюється на підставі коефіцієнта дефектності проводів КДП даної ПЛ:

$$КДП = \frac{L_{\pi}^d}{L_{\pi}^y} \cdot 100, \quad (6.5)$$

де  $L_{\pi}^d$  — довжина дефектних проводів ПЛ напругою 6—20 кВ, зареєстрованих на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітнього року, км. Перелік дефектів проводів, за наявності яких провід у даному проміжному прольоті ПЛ напругою 6—20 кВ вважається дефектним, наведено в додатку А;

$L_{\pi}^y$  — довжина встановлених проводів ПЛ напругою 6—20 кВ, що знаходяться в експлуатації на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітнього року, км.

Комплексна якісна оцінка технічного стану однієї ПЛ напругою 6—20 кВ установлюється на підставі коефіцієнта дефектності КДВ даної ПЛ:

$$КДВ = 0,48 \cdot КДО + 0,07 \cdot КДИ + 0,45 \cdot КДП, \quad (6.6)$$

де 0,48; 0,07; 0,45 — вагові коефіцієнти, що відбивають відповідно вплив технічного стану опор, ізоляторів і проводів на вартість ремонтних робіт із заміни всіх дефектних елементів ПЛ напругою 6—20 кВ справними елементами.

На підставі значення коефіцієнта дефектності даної ПЛ визначається комплексна якісна оцінка її технічного стану згідно з даними таблиці 6.1.

Таблиця 6.1

Значення коефіцієнта дефектності КДВ, %	Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ 6 — 20 кВ і її індекс			Ваговий коефіцієнт оцінки
0	Добрий	ТО	1	0
Менше 25	Задовільний	КР	2	0,1
Від 25 до 50	Незадовільний	Реконструкція	3	0,3
50 і вище	Непридатний	Заміна	4	0,6

Комплексна якісна оцінка технічного стану сукупності ПЛ напругою 6—20 кВ установлюється на підставі комплексних якісних оцінок кожної з вхідних у дану сукупність ПЛ:

$$КДСВ = \frac{0 \cdot L_1 + 0,1 \cdot L_2 + 0,3 \cdot L_3 + 0,6 \cdot L_4}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4} \cdot 100, \quad (6.7)$$

де  $L_1 + L_2 + L_3 + L_4$  — сумарна довжина ПЛ напругою 6—20 кВ, що знаходяться відповідно в доброму, задовільному, незадовільному і непридатному технічному стані, км;

0; 0,1; 0,3; 0,6 — вагові коефіцієнти комплексної оцінки технічного стану ПЛ напругою 6—20 кВ.

**Приклад 1.** Визначити за (6.6) комплексну якісну оцінку технічного стану однієї ПЛ—10 кВ, у якої

$$КДО = 14,6; \quad КДИ = 48,6; \quad КДП = 1,1;$$

$$КДВ = 0,48 \cdot 14,6 + 0,07 \cdot 48,6 + 0,45 \cdot 1,1 = 10,9.$$

**Висновок.** Дана ПЛ—10кВ знаходиться в задовільному стані, тому що її КДСВ менше 25.

**Приклад 2.** Порівняти по (6.7) технічний стан ПЛ напругою 10 кВ двох РЕМ за даними, наведеними в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2

Найменування РЕМ	Довжина ПЛ 10 кВ, км, що знаходяться в технічному стані			
	доброму	задовільному	незадовільному	непридатному
Білозерський	28	208	131	90
Іванівський	46	319	147	24

$$K_{ДСВ}_{\text{Білозерський РЕМ}} = \frac{0 \cdot 29 + 0,1 \cdot 198 + 0,3 \cdot 123 + 0,6 \cdot 90}{29 + 198 + 123 + 90} \cdot 100 = 25,16;$$

$$K_{ДСВ}_{\text{Іванівський РЕМ}} = \frac{0 \cdot 45 + 0,1 \cdot 321 + 0,3 \cdot 151 + 0,6 \cdot 23}{45 + 321 + 151 + 23} \cdot 100 = 16,97.$$

### Висновки.

1. Повітряні лінії напругою 10 кВ у Білозерському РЕМ знаходяться в незадовільному стані, тому що  $K_{ДСВ}_{\text{Білозерський РЕМ}}$  перевищує 25. Повітряні лінії напругою 10 кВ у Іванівському РЕМ знаходяться в задовільному стані, тому що  $K_{ДСВ}_{\text{Іванівський РЕМ}}$  менше 25.

2. Технічний стан ПЛ напругою 10 кВ у Іванівському РЕМ кращий, ніж у Білозерському РЕМ.

## 6.2 Комплексна якісна оцінка технічного стану ТП напругою 6—20/0,38 кВ

Комплексна якісна оцінка технічного стану ТП напругою 6—20/0,38 кВ різних типів визначається з урахуванням технічного стану таких елементів:

- а) для щоглових трансформаторних підстанцій (ЩТП):
  - будівельна частина;
  - корпус РУ 0,38 кВ;
  - силові трансформатори;

- комутаційні апарати 6—20 кВ;
- апарати захисту від перенапруги 6—20 кВ;
- ізоляція збірних шин 6—20 кВ;
- комутаційні апарати 0,38 кВ;
- ізоляція збірних шин 0,38 кВ;
- ізоляція проводів низьковольтної комутації.

для комплектних трансформаторних підстанцій (КТП):

- будівельна частина;
- корпуси РУ 6—20 і 0,38 кВ;
- силові трансформатори;
- комутаційні апарати 6—20 кВ;
- апарати захисту від перенапруги 6—20 кВ;
- ізоляція збірних шин 6—20 кВ;
- комутаційні апарати 0,38 кВ;
- апарати захисту від перенапруги 0,38 кВ;
- ізоляція збірних шин 0,38 кВ;
- ізоляція проводів низьковольтної комутації;

б) для закритих трансформаторних підстанцій (ЗТП):

- будівельна частина;
- корпуси РУ 6—20 і 0,38 кВ;
- силові трансформатори;
- комутаційні апарати 6—20 кВ;
- апарати захисту від перенапруги 6—20 кВ;
- ізоляція збірних шин 6—20 кВ;
- комутаційні апарати 0,38 кВ;
- апарати захисту від перенапруги 0,38 кВ;
- ізоляція збірних шин 0,38 кВ;
- ізоляція проводів низьковольтної комутації;

Технічний стан будівельної частини ЩТП, змонтованої на опорах, і КТП, що встановлюються на вертикальних і горизонтальних стійках, визначається на підставі КДО за формулами (5.1)—(5.3). Дефекти елементів опор будівельної частини ЩТП і КТП, при наявності яких відповідний елемент підлягає заміні, відзначені «зірочкою» в додатку Б. Розрахунковий обсяг елемента будівельної частини ЩТП і КТП варто приймати відповідно до додатка Е з урахуванням його розміру.

Основні елементи будівельної частини ЗТП вважаються дефектними і такими, що підлягають заміні, при наявності дефектів, відзначених «зірочкою» у додатку Б. При наявності хоча б одного з таких дефектів ЗТП коефіцієнт дефектності будівельної частини КДЧ ЗТП приймається рівним 100, при відсутності — рівним 0.

Корпуси РП-10 кВ ЩТП, корпуси РП 6—20 кВ і РП 0,38 кВ КТП і ЗТП підлягають заміні при наявності в них дефектів з кодами С42\*, С43\* і С52 згідно з додатком Б. Відповідно при наявності хоча б одного такого дефекту коефіцієнт дефектності корпусу (КДК) ЩТП, КТП і ЗТП приймається рівним 100, а за відсутності — рівним 0.

Силовий трансформатор 6—20/0,38 кВ ЩТП, КТП і ЗТП вважається дефектним і підлягає заміні при наявності в ньому хоча б одного з дефектів з кодами Я11, Я12, Я15 або Я18 згідно з додатком Б. Відповідно при наявності хоча б одного такого дефекту коефіцієнт дефектності силового трансформатора (КДТ) приймається рівним 100, а при відсутності — рівним 0.

Комутаційний апарат 6—20 кВ ЩТП, КТП і ЗТП вважається дефектним і підлягає заміні при наявності в ньому хоча б одного дефекту з кодами В62\*, В63\*, В71, В73\*, В75\*, В81\*, В91\*—В93\*, В94, В95\*—В98\* згідно з додатком Б. Відповідно при наявності хоча б одного з цих дефектів коефіцієнт дефектності комутаційного апарата (КДКА<sub>вн</sub>) приймається рівним 100, а при відсутності — рівним 0.

Апарат захисту від перенапруг РП 6—20 кВ ЩТП, КТП і ЗТП вважається дефектним і підлягає заміні при наявності в ньому хоча б одного дефекту з кодами В62\*, В63\*, В71, В73\*, В75\*, В81\*, В91\*—В93\*, В94, В95\*—В98\* згідно з додатком Б. Відповідно при наявності хоча б одного з цих дефектів коефіцієнт дефектності комутаційного апарата (КДЗА<sub>вн</sub>) приймається рівним 100, а при відсутності — рівним 0.

Ізолятори шин і приєднань РП 6—20 кВ ЩТП, КТП і ЗТП вважаються дефектними і підлягають заміні при наявності в них хоча б одного з дефектів з кодами В31, В33\*, В41, В43\*, В51, В53\* згідно з додатком Б. Відповідно при наявності

цього дефекту коефіцієнт дефектності КДІНН приймається рівним 100, а при відсутності — рівним 0.

Для встановлення комплексної якісної оцінки технічного стану ТП напругою 6—20/0,38 кВ обчислюється коефіцієнт дефектності конкретної ТП за формулами:

для ЩТП:

$$\begin{aligned} K_{ДЩТП} = & 0,24K_{ДО} + 0,11K_{ДК} + 0,25K_{ДТ} + \\ & + 0,08K_{ДКА}_{ВН} + 0,08K_{ДЗА}_{ВН} + 0,08K_{ДІ}_{ВН} + \\ & + 0,08K_{ДКА}_{НН} + 0,08K_{ДЗА}_{НН} + 0,04K_{ДІ}_{НН}; \end{aligned} \quad (6.8)$$

для однострансформаторних КТП тупикового типу:

$$\begin{aligned} K_{ДКТП1} = & 0,1K_{ДО} + 0,2K_{ДК} + 0,25K_{ДТ} + 0,1K_{ДКА}_{ВН} + \\ & + 0,09K_{ДЗА}_{ВН} + 0,09K_{ДІ}_{ВН} + 0,09K_{ДКА}_{НН} + \\ & + 0,05K_{ДЗА}_{НН} + 0,05K_{ДІ}_{НН}; \end{aligned} \quad (6.9)$$

для однострансформаторних КТП прохідного типу:

$$\begin{aligned} K_{ДКТП1п} = & 0,09K_{ДО} + 0,18K_{ДК} + 0,22K_{ДТ} + \\ & + 0,18K_{ДКА}_{ВН} + 0,08K_{ДЗА}_{ВН} + 0,08K_{ДІ}_{ВН} + \\ & + 0,08K_{ДКА}_{НН} + 0,04K_{ДЗА}_{НН} + 0,05K_{ДІ}_{НН}; \end{aligned} \quad (6.9a)$$

для двотрансформаторних КТП:

$$\begin{aligned} K_{ДКТП2п} = & 0,04(K_{ДО_1} + K_{ДО_2}) + 0,09(K_{ДК_1} + K_{ДК_2}) + \\ & + 0,11(K_{ДТ_1} + K_{ДТ_2}) + 0,09(K_{ДКА}_{ВН1} + K_{ДКА}_{ВН2}) + \\ & + 0,04(K_{ДЗА}_{ВН1} + K_{ДЗА}_{ВН2}) + 0,04(K_{ДІ}_{ВН1} + K_{ДІ}_{ВН2}) + \\ & + 0,04(K_{ДКА}_{НН1} + K_{ДКА}_{НН2}) + 0,02(K_{ДЗА}_{НН1} + \\ & + K_{ДЗА}_{НН2}) + 0,03(K_{ДІ}_{НН1} + K_{ДІ}_{НН2}) \end{aligned} \quad (6.9б)$$

для однострансформаторних ЗТП:

$$\begin{aligned} K_{ДЗТП1} = & 0,2K_{ДЧ} + 0,14K_{ДК} + 0,2K_{ДТ} + 0,1K_{ДКА}_{ВН} + \\ & + 0,09K_{ДЗА}_{ВН} + 0,09K_{ДІ}_{ВН} + 0,09K_{ДКА}_{НН} + \\ & + 0,04K_{ДЗА}_{НН} + 0,05K_{ДІ}_{НН}; \end{aligned} \quad (6.9в)$$

для двотрансформаторних ЗТП:

$$\begin{aligned} K_{ДЗТП2п} = & 0,2K_{ДЧ} + 0,07(K_{ДК_1} + K_{ДК_2}) + 0,1(K_{ДТ_1} + \\ & + K_{ДТ_2}) + 0,05(K_{ДКА}_{ВН1} + K_{ДКА}_{ВН2}) + 0,05(K_{ДЗА}_{ВН1} + \\ & + K_{ДЗА}_{ВН2}) + 0,04(K_{ДІ}_{ВН1} + K_{ДІ}_{ВН2}) + 0,05(K_{ДКА}_{НН1} + \\ & + K_{ДКА}_{НН2}) + 0,02(K_{ДЗА}_{НН1} + K_{ДЗА}_{НН2}) + 0,02(K_{ДІ}_{НН1} + \\ & + K_{ДІ}_{НН2}), \end{aligned} \quad (6.9г)$$



де числа, на які збільшуються коефіцієнти дефектності (КДО, КДТ тощо) є ваговими коефіцієнтами, що відбивають вплив технічного стану елементів ТП 6—20/0,38 кВ на вартість ремонтних робіт із заміни всіх дефектних елементів справними аналогічними елементами.

За обчисленим значенням коефіцієнта дефектності конкретної ТП напругою 6—20/0,38 кВ установлюється комплексна якісна оцінка її технічного стану згідно з даними таблиці 6.3:

Таблиця 6.3

Значення коефіцієнта дефектності ( $KD_{\text{ст}}$ ), %	Комплексна якісна оцінка технічного стану ТП 6 — 20 кВ/0,38 кВ та її індекс			Ваговий коефіцієнт оцінки
	Добрий	ТО	1	
0	Добрий	ТО	1	0
Менше 25	Задовільний	Р	2	0,1
Від 25 до 50	Незадовільний	Реконструкція	3	0,3
50 і вище	Непридатний	Заміна	4	0,6

Для встановлення комплексної якісної оцінки технічного стану довільної сукупності ТП напругою 6—20/0,38 кВ обчислюється коефіцієнт цієї сукупності ТП ( $KD_{\text{ст}}$ ) за формулою:

$$KD_{\text{ст}} = \frac{0 \cdot N_1 + 0,1 \cdot N_2 + 0,3 \cdot N_3 + 0,6 \cdot N_4}{N_1 + N_2 + N_3 + N_4} \cdot 100, \quad (6.10)$$

де  $N_1 + N_2 + N_3 + N_4$  — кількість ТП напругою 6—20/0,38 кВ, що знаходяться на момент оцінки відповідно в доброму, задовільному, незадовільному або непридатному технічному стані, шт;

0, 0,1, 0,3, 0,6 — значення вагових коефіцієнтів, установлених для градацій комплексної якісної оцінки технічного стану ТП напругою 6—20/0,38 кВ: добрий, задовільний, незадовільний, непридатний відповідно.

За обчисленим значенням коефіцієнта дефектності сукупності ТП напругою 6—20/0,38 кВ установлюється комплексна якісна оцінка її технічного стану.

**Приклад 1.** Установити комплексну якісну оцінку технічного стану однієї двотрансформаторної КТП напругою 10/0,38 кВ, що має елементи зі значеннями коефіцієнтів дефектності, відмінними від 0.

$$КДО_1 = 29,31; КДК_2 = 100; КДТ_1 = 100; \\ КДЗА_{ВН1} = 100; КДІ_{НН2} = 100.$$

Обчислюється за (6.96) коефіцієнт дефектності цієї ТП:

$$КД_{КТП2П} = 0,04 \cdot 30,45 + 0,09 \cdot 100 + 0,11 \cdot 100 + \\ + 0,04 \cdot 100 + 0,03 \cdot 100 = 28,17.$$

**Висновок.** Дана КТП 10/0,38 кВ знаходиться в незадовільному стані, тому що  $25 < КД_{КТП2П} < 50$ .

**Приклад 2.** Порівняти технічний стан ТП 10/0,38 кВ двох населених пунктів, що мають значення індивідуальних комплексних якісних оцінок технічного стану, зазначені в таблиці 6.4.

Таблиця 6.4

Найменування населеного пункту	Кількість ТП 10/0,38 кВ, шт., що знаходяться в технічному стані			
	доброму	задовільному	незадовільному	непридатному
с.Червоне	1	1	0	1
с.Часів Яр	0	3	0	1

Обчислюються за (6.10) коефіцієнти дефектності сукупності ТП напругою 10/0,38 кВ у відповідному населеному пункті:

$$1. \text{ с.Червоне: } КД_{СТ1} = \frac{0 \cdot 1 + 0.1 \cdot 1 + 0.3 \cdot 0 + 0.6 \cdot 1}{1 + 1 + 0 + 1} \cdot 100 = 23,33;$$

$$2. \text{ с.Часів Яр: } КД_{СТ2} = \frac{0 \cdot 0 + 0.1 \cdot 3 + 0.3 \cdot 0 + 0.6 \cdot 1}{0 + 3 + 0 + 1} \cdot 100 = 22,5.$$

### Висновки.

1. Трансформаторні підстанції напругою 10/0,38 кВ у селах Червоне і Часів Яр знаходяться в задовільному стані, тому що  $КД_{СТ1}$  і  $КД_{СТ2}$  менші 25.

2. Технічний стан ТП напругою 10/0,38 кВ у с.Часів Яр вищий, ніж у с.Червоне, тому що  $KD_{CT1}$  менше  $KD_{CT2}$ .

### 6.3 Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 0,38 кВ

Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 0,38 кВ визначається з урахуванням технічного стану таких елементів ПЛ, опор, ізоляторів, проводів і відгалужень від даної ПЛ.

Технічний стан опор однієї ПЛ напругою 0,38 кВ устанавлиється на підставі КДО за формулами (5.1—5.3). Перелік дефектів елементів опор ПЛ напругою 0,38 кВ, при наявності яких відповідний елемент підлягає заміні, наведено в додатку В. Розрахунковий обсяг елемента опор ПЛ напругою 0,38 кВ рекомендується приймати згідно з додатком Е.

Технічний стан ізоляторів ПЛ напругою 0,38 кВ визначається за формулою (6.4). Розрахунковий обсяг елементів ізоляції ПЛ напругою 0,38 кВ рекомендується приймати згідно з додатком Е.

Технічний стан проводів однієї ПЛ напругою 0,38 кВ устанавлиється на підставі коефіцієнта дефектності проводів (КДП) даної ПЛ:

$$KDP = \frac{L_n^d}{L_n^y} \cdot 100; \quad (6.11)$$

де  $L_n^d$  — довжина дефектних проводів ПЛ напругою 0,38 кВ, зареєстрованих на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, км. Перелік дефектів проводів, при наявності яких провід у даному проміжному прольоті ПЛ вважається дефектним, наведено в додатку В;

$L_n^y$  — довжина встановлених проводів ПЛ напругою 0,38 кВ, що знаходяться в експлуатації на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, км.

Технічний стан відгалужень від ПЛ напругою 0,38 кВ до введів в будинки встановлюється на підставі коефіцієнта дефектності відгалужень (КДЗ) даної ПЛ:

$$КДЗ = \frac{n_{відз}^Д}{n_{відз}^У} \cdot 100; \quad (6.12)$$

де  $n_{відз}^Д$  — кількість дефектних відгалужень від ПЛ напругою 0,38 кВ, зареєстрованих на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, шт. Перелік дефектів відгалужень, при наявності яких відгалуження вважається дефектним і підлягає заміні, наведено в додатку В (П61,П62);

$n_{відз}^У$  — кількість установлених відгалужень від ПЛ напругою 0,38 кВ, що знаходяться в експлуатації на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, шт.

Комплексна якісна оцінка технічного стану однієї ПЛ напругою 0.38 кВ встановлюється на підставі коефіцієнта дефектності (КДН) даної ПЛ 0,38 кВ:

$$КДН = 0,63КДО + 0,23КДП + 0,14КДЗ, \quad (6.13)$$

де 0,63; 0,23; 0,14 — вагові коефіцієнти, що відбивають відповідно вплив технічного стану опор, проводів і відгалужень від ПЛ напругою 0,38 кВ на вартість ремонтних робіт із заміни всіх дефектних елементів ПЛ справними аналогічними елементами.

На підставі значення коефіцієнта дефектності даної ПЛ напругою 0,38 кВ встановлюється комплексна якісна оцінка її технічного стану згідно з даними таблиці 6.5:

Таблиця 6.5

Значення коефіцієнта дефектності (КДН), %	Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 0,38 кВ та її індекс			Ваговий коефіцієнт оцінки
0	Добрий	ТО	1	0
Менше 25	Задовільний	КР	2	0,1
Від 25 до 50	Незадовільний	Реконструкція	3	0,3
50 і вище	Непридатний	Заміна	4	0,6

Комплексна якісна оцінка технічного стану сукупності ПЛ напругою 0,38 кВ встановлюється на підставі комплексних якісних оцінок кожної з вхідних у сукупність ПЛ:

$$КДСН = \frac{0 \cdot L_1 + 0,1 \cdot L_2 + 0,3 \cdot L_3 + 0,6 \cdot L_4}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4} \cdot 100, \quad (6.14)$$

де  $L_1, L_2, L_3, L_4$  — сумарні довжини ПЛ напругою 0,38 кВ, що знаходяться відповідно в доброму, задовільному, незадовільному і непридатному технічному стані, км;

0; 0,1; 0,3; 0,6 — вагові коефіцієнти комплексної оцінки технічного стану ПЛ.

**Приклад 1.** Визначити за (6.13) комплексну якісну оцінку технічного стану однієї ПЛ напругою 0,38 кВ, у якої

$$\begin{aligned} КДО &= 37,32; \quad КДП = 74,15; \quad КДЗ = 46,36, \\ КДН &= 0,63 \cdot 37,32 + 0,23 \cdot 74,15 + 0,14 \cdot 46,36 = 47,05. \end{aligned}$$

**Висновок.** Дана ПЛ напругою 0,38 кВ знаходиться в незадовільному стані, тому що її КДН більший 25, але менший 50.

**Приклад 2.** Порівняти за (6.14) технічний стан ПЛ напругою 0,38 кВ двох населених пунктів за даними, наведеними в таблиці 6.6.

Таблиця 6.6

Найменування населеного пункту	Довжина ПЛ напругою 0,38 кВ, км, що знаходяться в технічному стані			
	доброму	задовільному	незадовільному	непридатному
с.Тернівка	3,7	1,3	6,3	0,9
с.Бузок	0	9,4	1,4	0

$$КДСН_{\text{Тернівка}} = \frac{0 \cdot 3,7 + 0,1 \cdot 1,3 + 0,3 \cdot 6,3 + 0,6 \cdot 0,9}{3,7 + 1,3 + 6,3 + 0,9} \cdot 100 = 20,98;$$

$$КДСН_{\text{Бузок}} = \frac{0 \cdot 0 + 0,1 \cdot 9,4 + 0,3 \cdot 1,4 + 0,6 \cdot 0}{0 + 9,4 + 1,4 + 0} \cdot 100 = 12,59.$$

### Висновки:

1. Повітряні лінії напругою 0,38 кВ у селах Тернівка і Бузок знаходяться в задовільному стані, тому що  $КДСН_{\text{Тернівка}}$  і  $КДСН_{\text{Бузок}}$  менші 25.

2. Технічний стан ПЛ напругою 0,38 кВ у с. Тернівка гірший, ніж у с. Бузок, тому що КДСН<sub>Тернівка</sub> більший, ніж КДСН<sub>Бузок</sub>.

## 7 Кількісна оцінка технічного стану об'єктів

Кількісна оцінка технічного стану об'єкта характеризує сумарну кількість його аварійних автоматичних і змушених відключень, яку можна чекати в наступному році.

Кількісна оцінка технічного стану об'єкта визначається за даними переліку дефектів його елементів, складеного станом на 31 грудня звітного року на підставі даних, що були зареєстровані в журналі дефектів об'єктів.

Кількісна оцінка технічного стану енергопостачальної компанії/організації визначається для кожного з об'єктів: однієї ПЛ напругою 6—20 кВ, однієї ТП напругою 6—20/0,38 кВ або однієї ПЛ напругою 0,38 кВ.

На підставі кількісної оцінки, отриманої для кожної ПЛ напругою 6—20 кВ, ТП напругою 6—20/0,38 кВ або ПЛ напругою 0,38 кВ, визначаються питомі і середні кількісні оцінки для всіх ПЛ напругою 6—20 кВ, ТП напругою 6—20/0,38 кВ або ПЛ напругою 0,38 кВ відповідно одного населеного пункту тощо.

Кількісні показники ймовірних відключень об'єкта на наступний рік можуть бути визначені за такими формулами:

для ПЛ:

$$BO_{ПЛ_j} = \sum_{i=1}^m n_{i_{ПЛ_j}} BД_{i_{ПЛ_j}}; \quad (7.1)$$

$$BO_{ПЛ_j} = \frac{BO_{ПЛ_j} \cdot 100}{L_{ПЛ_j}}; \quad (7.2)$$

$$BO_{ПЛ_c} = \frac{\sum_{j=1}^k \epsilon O_{ПЛ_j}}{k}; \quad (7.3)$$

для ТП:

$$BO_{ТП_j} = \sum_{i=1}^m n_{i_{ТП_j}} BД_{i_{ТП_j}}; \quad (7.4)$$

$$BO_{ТП_c} = \frac{\sum_{j=1}^k \epsilon O_{ПЛ_j}}{k}, \quad (7.5)$$

де  $BO_{влj}, BO_{плj}, BO_{плс}$  — число ймовірних відключень  $j$ -го об'єкта, сукупності об'єктів (округляється до першого знака після коми), відкл/(об'єкт · рік);

$BO_{влj}, BO_{влс}$  — питоме число ймовірних відключень  $j$ -й ПЛ, сукупності ПЛ (округляється до першого знака після коми), відкл/(100 км · рік);

$ВД_{iвлj}, ВД_{iплj}$  — число ймовірних відключень  $j$ -го об'єкта від прояву одного  $i$ -го дефекту, відкл/(об'єкт · рік);

$n_{iвлj}, n_{iплj}$  — кількість проявів  $i$ -го дефекту на  $j$ -му об'єкті, шт.;

$m$  — кількість типів дефектів на  $j$ -му об'єкті, шт.;

$k$  — кількість однотипних дефектів, шт.;

$L_{влj}$  — довжина  $j$ -ї ПЛ по трасі, км.

Значення  $ВД_{iвлj}, ВД_{iплj}$  наведено в графі 5 додатків А—В.

**Приклад 1.** Дати за формулами (6.1) і (6.2) кількісну оцінку технічного стану однієї ПЛ 10 кВ довжиною 23 км, на якій були виявлені дефекти, наведені в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1

Найменування дефекту	Код дефекту	Кількість дефектів $n_{iвлj}$ , шт.	Значення $ВД_{iвлj}$ , відн.од.
Наявність близько розташованих до проводів дерев	T41	4	0,5
Просідання ґрунту	K12	1	0,2
Оголення арматури приставки	323	3	0,6

Значення кількісної оцінки для ПЛ 10 кВ

$$BO_{плj} = 4 \cdot 0,5 + 1 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,6 = 4,0 \text{ відкл}/(ПЛ \cdot \text{рік})$$

Значення питомої кількісної оцінки для ПЛ-10 кВ

$$BO_{плj} = \frac{4 \cdot 100}{25} = 16,0 \text{ відкл}/(100 \text{ км } ПЛ \cdot \text{рік}).$$

**Приклад 2.** Дати за формулами (6.2) і (6.3) питомі і середню кількісні оцінки технічного стану п'яти ПЛ 10 кВ, характеристики яких наведено в таблиці 7.2.

Таблиця 7.2

Номер ПЛ 10 кВ	Диспетчерський номер ПЛ 10 кВ	Довжина ПЛ 10 кВ км	Значення $ВО_{вл,}$ відкл/(ПЛ · рік)
1	4А	28	4,5
2	3В	36	3,7
3	4С	22	2,9
4	7Д	48	5,1
5	1Е	25	1,8

Значення питомої кількісної оцінки для кожної ПЛ 10 кВ:

$$ВО_{пл_1} = \frac{4,5 \cdot 100}{28} = 16,07 \text{ відкл}/(100 \text{ км ПЛ} \cdot \text{рік});$$

$$ВО_{пл_2} = \frac{3,7 \cdot 100}{36} = 10,28 \text{ відкл}/(100 \text{ км ПЛ} \cdot \text{рік});$$

$$ВО_{пл_3} = \frac{2,9 \cdot 100}{22} = 13,18 \text{ відкл}/(100 \text{ км ПЛ} \cdot \text{рік});$$

$$ВО_{пл_4} = \frac{5,1 \cdot 100}{48} = 10,62 \text{ відкл}/(100 \text{ км ПЛ} \cdot \text{рік});$$

$$ВО_{пл_5} = \frac{1,8 \cdot 100}{25} = 7,2 \text{ відкл}/(100 \text{ км ПЛ} \cdot \text{рік}).$$

Значення середньої кількісної оцінки для п'яти ПЛ 10 кВ

$$ВО_{пл_c} = \frac{16,07 + 10,28 + 13,18 + 10,62 + 7,2}{5} = 11,47 \text{ відкл}/(100 \text{ км ПЛ} \cdot \text{рік}).$$

Значення середньої кількісної оцінки для п'яти ПЛ 10 кВ:

$$ВО_{пл_c} = \frac{16,8 + 10,8 + 10,0 + 11,7 + 5,6}{5} = 11,0 \text{ відкл}/(100 \text{ км ПЛ} \cdot \text{рік}).$$

**Приклад 3.** Дати за формулою (7.4) кількісну оцінку технічного стану однієї ТП 10/0,38 кВ, на якій були виявлені дефекти, представлені в таблиці 7.3.



Таблиця 7.3

Найменування дефекту	Код дефекту	Кількість дефектів $n_i$ , шт.	Значення $ВД_i$ , відн.од.
Ослаблення бандажа	Д022	2	1,0
Пошкодження замка	341	1	1,0
Відкол ізолятора роз'єднувача	У71	3	0,6

Значення кількісної оцінки для ТП 10/0,38 кВ

$$ВО_{тп_j} = 2 \cdot 1,0 + 1 \cdot 1,0 + 3 \cdot 0,6 = 4,8 \text{ відкл}/(ТП \cdot \text{рік}).$$

Приклад 4. Дати за формулою (7.5) середню кількісну оцінку технічного стану трьох ТП 10/0,38 кВ, характеристики яких наведено в таблиці 7.4.

Таблиця 7.4

Номер ТП-10/0,38 кВ	Диспетчерський номер ТП 10/0,38 кВ	Значення $ВО_{тп_j}$ , відкл/(ТП · рік)
1	24	4,7
2	23	3,9
3	14	2,2

Значення середньої кількісної оцінки для трьох ТП 10/0,38 кВ

$$ВО_{тп_c} = \frac{(4,7 + 3,9 + 2,2)}{3} = 3,6 \text{ відкл}/(ТП \cdot \text{рік}).$$

**Додаток А**

до п. 5.1 нормативного документа  
 «Методичні вказівки з обліку та аналізу  
 в енергосистемах технічного стану розпо-  
 дільних електричних мереж напругою  
 0,38—20 кВ з повітряними лініями  
 електропередачі»  
 (обов'язковий)

**Перелік характерних дефектів елементів ПЛ напругою 6—20 кВ****Таблица А.1**

Код де-фек-ту	Найменування (характеристика) дефекту	Робота з усунення дефекту	Термін усунення дефекту	Імовір-ність відмов-лення об'єк-та, відн. од/рік
1	2	3	4	5
<b>Траса ПЛ</b>				
T10*	Захаращення охоронної зони – наявність у охоронній зоні на відстані 10 м від крайніх проводів скірт хліба, соломи, стогів сіна, штабелів торфу, лісо- і пиломатеріалів, складів кормів і добрив, палива, інших пальних матеріалів, спортивних і дитячих площадок, стоянок машин, причалів тощо	Вживання заходів з ліквідації захаращення*		0,5

# Продовження таблиці А.1

1	2	3	4	5
T20*	Роботи в охоронній зоні (виконання на трасі в охоронній зоні на відстані 10м від крайніх проводів різних робіт сторонніми організаціями без письмового узгодження з енергопостачальною компанією/підприємством)	Вживання заходів з негайного припинення робіт*		0,9
T30	Недостатня ширина просіки (ширина просіки в лісовому масиві по трасі ПЛ не відповідає вимогам ПУЕ )	Розширення просіки	Під час ремонту	0,2
T41	Наявність дерева (на краю просіки є дерево, що загрожує падінням на проводи)	Вирубання дерева	Під час технічного обслуговування (ТО)	0,5
T42	Наявність гілок (на краю просіки є дерево, крона або окремі гілки якого виявилися на відстані, меншій 2 м від проводів)	Обрізування гілок	Під час ТО	0,2
T43	Наявність чагарнику (під проводами є кущі, поросль, верхня частина крони яких наближена до проводів на відстані, меншій 2 м)	Вирубання чагарнику, хімічне розчищення траси	Те саме	0,3
T44	Рослинність біля опор (наявність трав'янистої рослинності або чагарнику в зоні радіусом до 2 м біля основи опор)	Обкопування опори, хімічне розчищення траси	» »	0,1
T50	Зсув (зсув ґрунту поблизу опор)	Перенесення опори	Під час ремонту	0,5

1	2	3	4	5
T60	Відсутність пікетів (на трасі кабельного переходу не встановлено пікетажні позначки)	Установлення пікетажних позначок на трасі кабельного переходу	Під час ТО	0,2
T71	Вихід опори з осі ПЛ	Перенесення опори	Під час ремонту	0,1
T72	Непроектний проліт (довжина проміжного прольоту не відповідає проектів, перевищує розрахунковий)	Установлення додаткової опори (перенесення опори)	Те саме	0,2
T74	Непроектне зближення (відстань від крайнього проводу при невідхиленому положенні до споруджень не відповідає проектів, вимогам ПУЕ)	Перенесення проміжного прольоту	» »	0,3
T75	Опора поблизу проїзної частини (відстань між опорою і дорогою або проїзною частиною вулиці менше встановленого ПУЕ )	Установлення відбійної тумби	» »	0,7
<b>Кріплення опори, стойки, траверси, гака, ізолятора на стойці опори, проводу</b>				
K11	Недостатнє заглиблення опори (заглиблення опори в ґрунті менш передбаченого проектом ПЛ)	Перебудова закріплення опори в ґрунті	» »	0,3
K12	Просідання ґрунту (зниження рівня ґрунту внаслідок незадовільного трамбування, тріщини в ґрунті, розмивання ґрунту в основі опори)	Підтрамбування і підсилення ґрунту	» »	0,2

Продовження таблиці А.1

1	2	3	4	5
K13	Подовжній вигин залізобетонної стійки опори (відхилення верхнього кінця стійки від вертикальної осі уздовж лінії перевищує 0,5м)	Постава опори	Під час ремонту	0,2
K14	Поперечний вигин залізобетонної стійки опори (відхилення верхнього кінця стійки від вертикальної осі поперек лінії перевищує 0,5м)	Постава опори	Те саме	0,2
K21	Обрив бандажа (обрив дротів бандажа, що кріпить стійку до приставки)	Заміна бандажа	Під час ТО	0,2
K22	Ослаблення бандажа (ослаблення дровового бандажа, хомута кріплення стійки до приставки, що викликало прослизання або нахил стійки зверх норми)	Підтягування бандажа і постава опори	Те саме	0,2
K23	Корозія бандажа (поверхнева корозія бандажа, хомута кріплення стійки до приставки)	Фарбування бандажа	» »	0,1
K24	Ослаблення кріплення підкоса	Підтягування кріплення підкоса	» »	0,2
K31	Перекиї траверси (відхилення траверси від горизонтального положення на кут понад 15°)	Постава траверси	Під час ремонту	0,2
K41*	Випадання гака (штиря)	Закріплення гака (штиря)		0,5
K42	Ослаблення гака (штиря)	Закріплення гака (штиря)	Під час ремонту	0,5
K51*	Зрив ізолятора	Установлення і закріплення ізолятора		1,0

1	2	3	4	5
K61*	Обрив в'язання	Заміна в'язання*		1,0
K71*	Пошкодження кріплення шлейфа (ослаблення, корозія, іскріння контакту в шлейфі)	Заміна шлейфа*		0,8
K81	Пошкодження кріплення муфти (ослаблення, пошкодження кріплення муфти кабельного переходу на опори, відсутність муфти там, де вона повинна бути)	Заміна кріплення муфти	Під час ремонту	0,6
<b>Приставка, стійка, підхід</b>				
C10*	Відсутність нумерації (відсутність умовних позначок, нумерації опор, попереджувальних плакатів на опорах)	Відновлення нумерації, плакатів*		0,1
C21	Загнивання дерев'яної приставки (зменшення діаметра в результаті загнивання понад припустимий) або розтріскування залізобетонної приставки (тріщини розкриттям 0,5 см і більш сумарною довжиною понад 1,0 м)	Заміна приставки	Те саме	0,8
C22	Обгорання приставки (обгорання дерев'яної приставки в результаті низової пожежі, діаметр частини, що залишилася, менше припустимого)	Те саме	» »	0,8
C23	Оголення арматури приставки (відкол захисного шару бетону з оголенням стрижнів поздовжньої арматури понад 1 м)	» »	» »	0,6
C24	Розтріскування бетону приставки (тріщини в бетоні залізобетонної приставки розкриттям 0,5 мм і більше сумарною довжиною понад 1м)	Заміна приставки	» »	0,4

Продовження таблиці А.1

1	2	3	4	5
С31	Загнивання дерев'яної стійки (зменшення її діаметра внаслідок загнивання понад припустимий) або розтріскування залізобетонної стійки (тріщини розкриттям 0,5 см і більш сумарною довжиною понад 1 м)	Заміна стійки	Під час ремонту	0,8
С32	Обгорання стійки (обгорання дерев'яної стійки в результаті впливу струмів витоку або після низової пожежі; діаметр частини, що залишилася, менше припустимого)	Те саме	Те саме	0,8
С33	Оголення арматури стійки (відкол захисного шару з оголенням стрижнів подовжньої арматури понад 1 м)	» »	» »	0,6
С34	Розтріскування бетону стійки (тріщини розкриттям 0,5 мм і більш сумарною довжиною понад 1 м)	» »	» »	0,4
С35	Прогин стійки (вигин залізобетонної стійки, що викликав відхилення вершини від вертикалі понад 0,5 м)	» »	» »	0,4
С41	Загнивання підкоса (загнивання дерев'яного підкоса, при якому діаметр частини, що залишилася, менше припустимого); тріщини в підкосі розкриттям 0,5 см і більш довжиною понад 1,5 м	Заміна підкоса	» »	0,4
С42	Обгорання підкоса (обгорання дерев'яного підкоса в результаті впливу струмів витоку або низової пожежі)	Те саме	» »	0,4
С43	Оголення арматури підкоса (відкол захисного шару бетону з оголення стрижнів поздовжньої арматури довжиною понад 1 м)	» »	» »	0,3
С44	Розтріскування бетону підкоса (тріщини в бетоні залізобетонного підкоса розкриттям 0,5 мм і більше сумарною довжиною понад 1 м)	Заміна підкоса	» »	0,3
<b>Траверса, гак, ізолятор на траверсі</b>				
І11	Загнивання траверси (зменшення поперечного перерізу дерев'яної траверси більш ніж на 30 %); тріщини в траверсі розкриттям 1 см і більше сумарною довжиною понад 0,5 м	Заміна траверси	» »	0,6

1	2	3	4	5
I12	Корозія траверси (наскрізне іржавіння металевої траверси, видиме з землі)	Те саме	Під час ремонту	0,2
I13*	Руйнування траверси	» »*)	Те саме	1,0
I14	Прогин траверси (вигин металевої траверси, видимий із землі)	» »	» »	0,2
I21	Вигин гака, штиря (деформація гака, штиря, видима з землі)	Заміна гака, штиря	» »	0,2
I22*	Злам гака, штиря	Те саме*)	» »	1,0
I31	Відкол ізолятора (відколи на поверхні ізолятора сумарною площею понад 1 см <sup>2</sup> )	Заміна ізолятора	» »	0,6
I32	Забруднення ізолятора (забруднення поверхні ізолятора, видиме з землі)	Те саме	» »	0,8
I33*	Руйнування ізолятора	» »*)		1,0
I34	Непроектний ізолятор (ізолятор не відповідає проекту або вимогам чинних НД)	» »	» »	0,2
Провід, кабельна вставка				
P11*	Накид на провід ПЛ	Видалення накиду*	» »	0,4
P12	Обрив дроту (обрив одного дроту верхнього повиву, видимий із землі)	Накладення бандажа	» »	0,4
P13	Обрив проволочки (обрив двох дротів верхнього повиву і більше, случування верхнього повиву — «ліхтар» , «баранчик» на проводі)	Вирізування дефектної ділянки та установлення ремонтної вставки	» »	0,7



Продовження таблиці А.1

1	2	3	4	5
П14*	З'єднання проводу скруткою	Установлення з'єднувача		0,8
П21	Провисання проводу на перетинанні (зменшення відстані по вертикалі від проводу до пересічних об'єктів нижче значення, регламентованого ПУЕ)	Перетягування проводу	Під час ремонту	1,0
П31	Відкол ізолятора муфти (відкол поверхні ізолятора кабельної муфти сумарною площею понад 1см²)	Заміна ізолятора муфти	Те саме	0,6
П32	Забруднення ізолятора муфти (забруднення поверхні ізолятора кабельної муфти, видиме з землі)	Те саме*)		0,8
П33*	Руйнування ізолятора муфти	» »		1,0
П36*	Пошкодження муфти (пошкодження корпусу муфти, тексти кабельної маси тощо)	Заміна муфти*		0,8
П37	Відсутність захисту кабелю (металеві кутники, що захищають кабель на опорі від механічних пошкоджень, пошкоджені або відсутні)	Установлення кутників	Під час ТО	0,1
П41	Корозія проводу (суцільна корозія поверхні проводу, що викликала зменшення діаметра проводу на 10 % і більше)	Заміна проводу	Під час ремонту	0,7
П42	Розтягування проводу (зменшення діаметра проводу на 10 % і більше)	Те саме	Те саме	0,7
П43	Непроектний провід (перетин або марка не відповідають проектів або вимогам ПУЕ)	» »	» »	0,2
51	Дефект шлейфа (обрив дрітів шлейфа, корозія шлейфа, недостатня або завищена довжина шлейфа)	» »	» »	0,2
П52	Пошкодження ізоляційного покриття захищеного проводу	Відновлення покриття	» »	0,5

1	2	3	4	5
П53*	Пошкодження анкерного або відгалужувального затиску	Заміна затиску*		0,1
<b>Заземлювальний пристрій</b>				
У11	Обрив заземлювального спуску	Заміна заземлювального спуску	Під час ремонту	0,1
У21	Опір заземлення вище норми	Монтаж додаткового заземлення	Те саме	0,1
У31	Руйнування контуру заземлення	Заміна заземлювального контуру	» »	0,1
У32	Порушення контакту заземлення (відсутність контакту між заземлювальним спуском і арматурою опори, контуром заземлення)	Відновлення заземлювального контакту	» »	0,1
<b>Комутаційні апарати, розрядники</b>				
А11*	Шунт пошкодженого роз'єднувача	Заміна роз'єднувача*		1,0
А12*	Пошкодження приводу роз'єднувача (злам або відсутність деталей приводу роз'єднувача )	Заміна приводу*		1,0
А13*	Дефект контактів роз'єднувача (обгорання ножів і губок роз'єднувача; іскріння контактів, перекіс ножів тощо)	Заміна роз'єднувача*		0,7
А31	Відкол ізолятора роз'єднувача (відкол поверхні ізолятора роз'єднувача площею понад 1 см²)	Заміна ізолятора роз'єднувача	» »	0,6

## Закінчення таблиці А.1

1	2	3	4	5
A32	Забруднення ізолятора роз'єднувача (забруднення поверхні ізолятора, видиме з землі)	Чищення ізолятора роз'єднувача	Під час ТЕ	0,8
A34	Непроектний ізолятор роз'єднувача (ізолятор не відповідає вимогам чинних НД)	Заміна ізолятора роз'єднувача	Під час ремонту	0,2
A41	Переки розрядника (розрегулювання розрядника, видиме з землі)	Регулювання розрядника	Під час ТЕ	0,3
A42*	Руйнування розрядника	Заміна розрядника*	Те саме	0,7
*) Робота повинна виконуватися негайно.				

**Додаток Б**

до п. 5.1 нормативного документа  
 «Методичні вказівки з обліку та аналізу  
 в енергосистемах технічного стану розпо-  
 дільних електричних мереж напругою  
 0,38—20 кВ з повітряними лініями  
 електропередачі»  
 (обов'язковий)

**Перелік характерних дефектів елементів ТП напругою 6—20/0,38 кВ,  
 РП напругою 6—20 кВ**

**Таблица Б.1**

Код де-фек-ту	Найменування (характеристика) дефекту	Робота з усунення дефекту	Термін усунення дефекту	Імовірність відмовлення об'єкта, відн.од/рік
1	2	3	4	5
<b>Площадка ТП</b>				
T10*	Захаращення площадки (наявність на площадці ТП у радіусі 10 м сторонніх матеріалів, устаткування, а поблизу ТП — захаращення проїздів і проходів)	Вживання заходів з ліквідації захаращення*		0,2
T20*	Провадження робіт поблизу ТП (виконання сторонніми організаціями в безпосередній близькості до ТП завантажувально-розвантажувальних і будівельних робіт)	Вживання заходів з негайного припинення робіт*		0,5

Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5
T41	Наявність дерев (на площадці і поблизу ТП — дерев, що загрожують падінням на ТП; гілок дерев, що стосуються ТП)	Вирубування дерев, зрізання гілок	Під час ТО	0,5
T43	Чагарник (на площадці )	Вирубування чагарнику	Те саме	0,2
<b>Кріплення, закладення в ґрунті, ущільнення</b>				
K11	Непроектне заглиблення опори (заглиблення опори будівельної частини в ґрунті, менше передбаченого проектом)	Закріплення основ опор будівельної частини	Під час ремонту	0,3
K12	Просідання ґрунту (зниження рівня ґрунту, розмив ґрунту в основі опори)	Підтрамбування і підсипання ґрунту	Те саме	0,2
K13	Нахил конструкцій (відхилення конструкцій будівельної частини від вертикальної більш 50)	Постава конструкцій	» »	0,7
K21	Обрив бандажа (обрив одного і більш витків дротового бандажа кріплення стійки до приставки)	Заміна бандажа	» »	0,1
K22	Ослаблення бандажа (ослаблення дротового бандажа, хомута кріплення стійки до приставки, що викликало нахил конструкцій будівельної частини)	Підтягування бандажа і постава конструкцій	Під час ТО	0,2
K23	Корозія бандажа (поверхнева корозія бандажа, хомута кріплення стійки до приставки)	Фарбування бандажа	Те саме	0,1
K32	Пошкодження площадки трансформатора (пошкодження, ослаблення, відсутності вузла кріплення площадки трансформатора)	Заміна вузла кріплення площадки трансформатора	Під час ремонту	0,4

## Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5
K41*	Випадання штиря	Закріплення штиря*		1,0
K51*	Зрив штирьового ізолятора	Закріплення штирьового ізолятора*		1,0
K61*	Обрив в'язання (повне пошкодження дротового в'язання кріплення спуска до ізолятора)	Заміна в'язання*		1,0
K71*	Пошкодження кріплення шлейфа (ослаблення, корозія, іскріння контакту шлейфа 6—20 кВ)	Заміна кріплення шлейфа		0,8
K72*	Пошкодження кріплення спуска (ослаблення, корозія, іскріння контакту і спуска 6—20кВ)	Заміна кріплення спуска		0,4
K81	Пошкодження кріплення муфти (ослаблення, пошкодження кріплення муфти кабельного введення)	Заміна кріплення муфти	Під час ремонту	0,6
K91*	Пошкодження петель дверей	Заміна петель*		0,4
K92	Пошкодження ущільнювачів дверей (відсутність, обрив, розтріскування ущільнювачів дверей, стінок)	Заміна ущільнювачів дверей	Під час ТО	0,2
K93	Теча даху ЗТП	Усунення течі	Те саме	0,6
<b>Будівельна частина</b>				
C21	Загнивання дерев'яної приставки (зменшення її діаметра через загнивання понад припустимий) або розтріскування приставки (тріщини розкриттям 0,5 см і більш сумарною довжиною понад 1 м)	Заміна дерев'яної приставки	Під час ремонту	0,4

Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5
C22	Обгорання приставки (обгорання дерев'яної приставки, при якому діаметр частини, що залишилася, менше припустимого)	Заміна приставки	Під час ремонту	0,4
C23	Оголення арматури приставки (відкол захисного шару бетону з оголенням стрижнів подовжньої арматури приставки понад 1 м)	Те саме	Те саме	0,6
C24	Розтріскування бетону приставки (тріщини в бетоні приставки розкриттям 0,5 мм і більш сумарною довжиною понад 1 м)	» »	» »	0,2
C31	Загнивання дерев'яної стійки (зменшення її діаметра внаслідок загнивання понад мінімально припустимий) або розтріскування стійки (тріщини розкриттям 0,5 см і більш сумарною довжиною понад 1,5 м)	Заміна дерев'яної стійки	» »	0,4
C32	Обгорання стійки (у результаті обгорання дерев'яної стійки діаметр частини, що залишилася, менше припустимого значення)	Заміна стійки	» »	0,4
C33	Оголення арматури стійки (відкол захисного шару бетону з оголенням стрижнів подовжньої арматури понад 1 м)	Те саме	» »	0,3
C34	Розтріскування бетону стійки (тріщини в бетоні залізобетонної стійки розкриттям 0,5 мм і більше сумарною довжиною понад 1 м)	» »	» »	0,2
C35	Прогин стійки (вигин залізобетонної стійки, що викликав відхилення будівельної частини від вертикалі вище 50)	» »	» »	0,1
C41*	Пошкодження замка	Заміна замка*		1,0

1	2	3	4	5
C42*	Пошкодження дверей, стінок РП (пошкодження дверей, стінок РП 6—20 кВ)	Заміна дверей, стінок*		1,0
C43*	Пошкодження дверей низьковольтного щита (пошкодження дверей, стінок РП 0,38 кВ)	Те саме		1,0
C51	Корозія корпусу (поверхнева корозія корпусу КТП)	Фарбування корпусу	Під час ремонту	0,2
C52	Наскрізна корозія корпусу КТП	Заміна корпусу	Те саме	0,6
C61	Загнивання траверси (зменшення поперечного перерізу дерев'яної траверси більш ніж на 30 % ; тріщини в тра-версі розкриттям 1 см і більше довжиною понад 0,5 м)	Заміна траверси	» »	0,6
C62	Наскрізна корозія траверси	Те саме	» »	0,4
C63*	Руйнування траверси	» »*		1,0
C64	Прогин металевої траверси	» »	» »	0,2
<b>Розподільний пристрій високої напруги (УВН 6—20 кВ, РП 6—20 кВ)</b>				
B10*	Відсутність нумерації (відсутність диспетчерських позначень у РП 6—20 кВ)	Нанесення нумерації*		0,1
B11*	Відсутність плакатів (відсутність попереджувальних плакатів у РП 6—20 кВ)	Відновлення плакатів*		0,1
B12*	Накид на струмоведучі частини (наявність у РП 6—20 кВ сторонніх предметів*)	Видалення сторонніх предметів*		1,0



# Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5
B21	Пошкодження шлейфа (обрив дротів, корозія, застосування непроектного проводу; недостатня або завищена довжина шлейфа 6—20 кВ)	Заміна шлейфа	Під час ремонту	0,4
B31	Відкол штирового ізолятора (відколи на поверхні штирового ізолятора сумарною площею понад 1 см <sup>2</sup> )	Заміна штирового ізолятора*	Те саме	0,6
B32	Забруднення штирового ізолятора	Чищення, заміна штирового ізолятора	» »	0,8
B33*	Руйнування штирового ізолятора	Заміна ізолятора*		0,6
B41	Відкол прохідного ізолятора (відколи на поверхні прохідного ізолятора сумарною площею понад 1 см <sup>2</sup> )	Те саме	Під час ТО	0,9
B43*	Руйнування прохідного ізолятора	» »		1,0
B46	Пошкодження ущільнення прохідного ізолятора	Заміна ущільнення прохідного ізолятора	Під час ремонту	0,6
B51	Відкол ізолятора муфти (відколи ізолятора муфти кабельного введення 6-20 кВ сумарною площею понад 1 см <sup>2</sup> )	Заміна ізолятора муфти	Те саме	0,5
B52	Забруднення ізолятора муфти (забруднення поверхні ізолятора муфти кабельного введення 6—20 кВ, видиме з землі)	Чищення, заміна ізолятора муфти *	» »	0,8
B53*	Руйнування ізолятора муфти	Заміна ізолятора муфти*		1,0
B56*	Пошкодження муфти (пошкодження корпусу муфти кабельного введення 6—20 кВ)	Заміна муфти*		0,8

# 4 Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5
B57	Відсутність захисту кабелю (відсутність металевих куточків, що захищають кабель на опорі від механічних пошкоджень)	Монтаж захисту від механічних пошкоджень	Під час ТО	0,4
B61*	Шунт пошкодженого роз'єднувача	Заміна роз'єднувача*		1,0
B62*	Пошкодження приводу (злам або відсутність деталей приводу роз'єднувача)	Ремонт, заміна приводу*		1,0
B63*	Дефект контактів роз'єднувача (обгорання ножів і губок роз'єднувача, іскріння контактів, перекіс ножів)	Заміна елементів роз'єднувача цілком*		0,7
B71	Відкол ізолятора роз'єднувача (відколи на поверхні ізолятора сумарною площею понад 1см <sup>2</sup> )	Заміна ізолятора роз'єднувача	Під час ремонту	0,6
B72	Забруднення ізолятора роз'єднувача (забруднення поверхні ізолятора, видиме з землі)	Чищення, заміна ізолятора роз'єднувача	Те саме	0,8
B73*	Руйнування ізолятора роз'єднувача	Заміна ізолятора роз'єднувача*		1,0
B74	Непроектний ізолятор роз'єднувача (ізолятор не відповідає проектів або вимогам діючих нормативних документів)	Те саме	» »	0,2
B75*	Пошкодження механізму приводу роз'єднувача (пружини соленоїда, блоку керування)	Заміна приводу роз'єднувача*		1,0
B81*	Пошкодження запобіжника (пошкодження або відсутність запобіжника в РП 6—20 кВ)	Заміна (установка) запобіжника*		0,9
B82	Перекіс розрядника (розрегулювання розрядника в РП 6—20 кВ, видиме з землі)	Регулювання розрядника	» »	0,3

Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5
B83*	Руйнування розрядника або обмежувача перенапруги (ОПН)	Заміна розрядника, ОПН*		0,7
B91*	Руйнування ізолятора силового вимикача, автогазового вимикача навантаження, контактора	Заміна ізолятора ви-микача, контактора*		0,2
B92*	Пошкодження полюса силового вимикача (витік олії, втрата вакууму, наднормативний витік елегаза)	Заміна полюса вимикача*		0,3
B93*	Пошкодження полюса автогазового вимикача навантаження (приварка контактів, поломка дугогасної камери)	Заміна полюса автогазового вимикача*		0,4
B94	Пошкодження дугогасного вкладиша автогазового вимикача навантаження	Заміна дугогасного вкладиша автогазового вимикача навантаження	Під час ТО	0,5
B95*	Пошкодження елегазового силового вимикача, вимикача навантаження, контактора	Заміна вимикача, контактора*		0,4
B96*	Пошкодження тяги приводу силового вимикача, вимикача навантаження, контактора	Заміна тяги вимикача, контактора*		0,6
B97*	Пошкодження механізму приводу вимикача, контактора (пружини, соленоїда, блока керування)	Заміна приводу, елемента вимикача, контактора*		0,5
B98*	Руйнування елегазового силового вимикача, вимикача навантаження, контактора (понаднормативний витік елегазу)	Заміна вимикача, контактора*		0,1

## Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5
<b>Силовий трансформатор</b>				
Я11	Термін служби трансформатора більше 25 років, навантаження перевищує припустиме	Заміна трансформатора	Під час ремонту	0,6
Я12	Пошкодження введення 6—20 кВ	Заміна введення	Те саме	0,7
Я13	Витік олії	Заміна ущільнення	Під час ТО	0,6
Я14	Зниження рівня олії	Доливання олії	Те саме	0,5
Я15	Пошкодження введення 0,38 кВ	Заміна введення	Під час ремонту	0,3
Я16	Забруднення корпусу трансформатора	Чищення корпусу трансформатора	Те саме	0,2
Я17	Дефект контакту введення (перегрівання, ослаблення контакту введення трансформатора )	Заміна, підтяжка контакту введення	Під час ТО	0,4
Я18	Підвищений шум трансформатора	Заміна трансформатора	Під час ремонту	0,5
Я19	Обрив нульової шини	Відновлення контак-ту, заміна нульової шини	Під час ТО	0,4
<b>Розподільний пристрій НН (РПНН 0,38 кВ, РП 0,38 кВ )</b>				
Н10*	Відсутність нумерації (відсутність диспетчерських позначень у РП 0,38 кВ)	Нанесення нумерації*		0,1
Н11*	Відсутність плакатів (відсутність попереджувальних плакатів у РП 0,38 кВ)	Відновлення плакатів*		0,1

Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5
Н12*	Накид (наявність у РП 0,38 кВ сторонніх предметів)	Видалення сторонніх предметів		0,6
Н21*	Пошкодження спуску (обрив дротів, корозія, застосування непроектного проводу; недостатня або завищена довжина спуска 0,38 кВ)	Заміна спуску*		0,2
Н31	Перегрівання контактів (потемніння контактів у РП 0,38 кВ)	Заміна контактів	Під час ремонту	0,3
Н32	Пошкодження контактів (перегоряння, обрив контактів у РП 0,38 кВ)	Те саме	Під час ТО	0,4
Н41	Пошкодження рубильника	Заміна рубильника	Під час ремонту	0,3
Н42*	Пошкодження запобіжника (перегоряння плавкої вставки, відсутність патрона запобіжника в РП 0,38 кВ)	Заміна, установлення запобіжника*		0,3
Н43*	Пошкодження вимикача (пошкодження або відсутність автоматичного вимикача)	Заміна, установлення вимикача*		0,3
Н44	Перекіс розрядника (розрегулювання розрядника в РП 0,38 кВ)	Регулювання розрядника	Під час ТО	0,2
Н45*	Руйнування розрядника, обмежника напруги	Заміна розрядника, ОПН*		0,4
Н56	Пошкодження муфти (пошкодження корпусу муфти кабельного введення 0,38 кВ)	Заміна муфти	Під час ремонту	0,4

## Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5
Н57	Відсутність захисту кабелю (відсутність металевих куточків, що захищають кабельне введення на опорі від механічних пошкоджень)	Установлення захисту кабелю від механічних пошкоджень	Під час ТО	0,4
Н61	Пошкодження трансформатора струму (пошкодження, відсутність трансформатора струму)	Заміна, установлення трансформатора струму	Те саме	0,3
Н62	Пошкодження лічильника електричної енергії (пошкодження, відсутність лічильника електричної енергії)	Заміна, установлення лічильника електроенергії	» »	0,1
Н63	Пошкодження пристрою підігріву лічильника електричної енергії в РП 0,38 кВ	Заміна пристрою підігріву лічильника електроенергії	» »	0,1
Н64	Пошкодження пристрою автоматичного включення вуличного освітлення – ПАВВО (пошкодження, відсутність)	Заміна, установлення ПАВВО	» »	0,2
<b>Заземлювальний пристрій</b>				
У11*	Пошкодження заземлення корпусу, оболонки ТП	Заміна заземлення корпусу, оболонки ТП*		0,4
У12*	Пошкодження заземлення трансформатора	Заміна заземлення трансформатора*		0,1

# Закінчення таблиці Б.1

1	2	3	4	5
У21	Опір заземлення вище норми	Заходи щодо зниження опору ланцюга контуру, що заземлює, монтаж додаткового заземлення	Під час ремонту	0,3
У31	Руйнування контуру заземлення	Заміна контуру заземлення	Те саме	0,4
* Робота повинна виконуватися негайно				

**Додаток В**

до п. 5.1 нормативного документа  
 «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних електричних мереж напругою 0,38—20 кВ з повітряними лініями електропередачі»  
 (обов'язковий)

**Перелік характерних дефектів елементів ПЛ напругою 0,38 кВ****Таблица В.1**

Код де-фек-ту	Найменування (характеристика) дефекту	Робота з усунення дефекту	Термін усунення дефекту	Імовірність відмовлення об'єкта, відн.од/рік
1	2	3	4	5
<b>Траса ПЛ</b>				
T10*	Захаращення охоронної зони (наявність у охоронній зоні на відстані 2 м від крайніх проводів при невідхиленому їх положенні скирт хліба, наметів соломи, стогів сіна, штабелів, торфу лісо- і пиломатеріалів, складів кормів і добрив, палива, інших палих матеріалів, спортивних і дитячих площадок, стоянок машин, причалів тощо)	Вживання заходів з ліквідації захаращення*		0,5
T20*	Роботи в охоронній зоні (виконання на трасі в охоронній зоні різних робіт сторонніми організаціями без письмового узгодження з РЕМ (ЕМ))	Вживання заходів з негайного припинення робіт*		0,9
T41	Наявність дерева (на краю просіки є дерево, що загрожує падінням на проводи )	Вирубування дерева	Під час ТО	0,5



# Продовження таблиці В.1

1	2	3	4	5
T42	Наявність гілок (на краю просіки є дерево, крона або окремі гілки якого наблизилися до проводів на відстані менше 1 м)	Обрізування гілок	Під час ТО	0,3
T43	Наявність чагарнику (під проводами є кущі (поросль), верхня частина крони яких наближена до проводів на відстані менш 1 м)	Вирубування чагарнику, хімічне розчищення траси	Те саме	0,3
T71	Вихід опори з осі ПЛ	Перенесення опори	Під час ремонту	0,1
T72	Непроектний проліт (довжина проміжного прольоту не відповідає проектові, перевищує розрахунковий )	Установлення додаткової опори, перенесення опори	Те саме	0,2
T74	Непроектне зближення (відстань від крайнього проводу при невідхиленому положенні до споруджень не відповідає проектові, вимогам ПУЕ)	Перенесення опор проміжного прольоту	» »	0,3
T75	Опора поблизу проїзної частини (відстань між опорою і дорогою або проїзною частиною вулиці менше встановленого ПУЕ )	Установлення відбійної тумби	» »	0,7
<b>Кріплення опори, стійки, траверси, гака, ізолятора, проводу</b>				
K11	Недостатнє заглиблення (заглиблення опори в ґрунті менш передбаченого проектом)	Перебудова закріплення опори в ґрунті	Під час ремонту	0,3
K12	Просідання ґрунту (зниження рівня ґрунту внаслідок незадовільного трамбування, тріщини в ґрунті, розмивання ґрунту в основі опори)	Підтрамбування і підсилення ґрунту	Те саме	0,2

## Продовження таблиці В.1

1	2	3	4	5
K13	Поздовжній вигин залізобетонної стійки опори (відхилення верхнього кінця стійки від вертикальної осі вздовж лінії перевищує 0,5 м)	Постава опори	Під час ремонту	0,2
K14	Поперечний вигин залізобетонної стійки опори (відхилення верхнього кінця стійки від вертикальної осі поперек лінії перевищує 0,5 м)	Те саме	Те саме	0,2
K21	Обрив бандажа (обрив дротів бандажа, що кріпить стійку до приставки)	Заміна бандажа під час ремонту	» »	0,2
K22	Ослаблення бандажа (ослаблення дротового бандажа, хомута кріплення стійки до приставки прослизання, що викликало, або нахил стійки поверх норми)	Підтягування бандажа і постава опори	» »	0,2
K23	Корозія бандажа (поверхнева корозія бандажа, хомута, кріплення стійки до приставки)	Фарбування бандажа	Під час ТО	0,1
K24	Ослаблення кріплення підкоса	Підтягування кріплення підкоса	Те саме	0,2
K31	Перекис траверси (відхилення траверси від горизонтального положення на кут понад 15°)	Постава траверси	Під час ремонту	0,2
K41*	Випадання гака (штиря)	Закріплення гака*		0,1
K42	Ослаблення гака (штиря)	Те саме	Те саме	0,1
K51*	Зрив ізолятора	Установлення і закріплення ізолятора		1,0
K61*	Обрив в'язання	Заміна в'язання*		1,0
K71*	Пошкодження кріплення шлейфа (ослаблення, корозія, іскріння контакту в шлейфі)	Заміна шлейфа*		0,8

Продовження таблиці В.1

1	2	3	4	5
K81	Пошкодження кріплення муфти (ослаблення, пошкодження кріплення муфти кабельного переходу на опори, відсутність муфти там, де вона повинна бути)	Заміна кріплення муфти	Під час ремонту	0,6
K91	Пошкодження відтягнення	Ремонт, заміна відтягнення	Те саме	0,2
<b>Приставки, стійка, підвіс</b>				
C10*	Відсутність нумерації (відсутність умовних позначок, нумерації опор, попереджувальних плакатів на опори )	Відновлення нумерації, плакатів*		0,1
C21	Загнивання дерев'яної приставки (зменшення її діаметра понад мінімально припустимий) або розтріскування залізобетонної приставки (тріщини розкриттям 0,5 см і більше сумарною довжиною 1,5 м)	Заміна приставки	» »	0,8
C23	Оголення арматури приставки (відкол захисного шару бетону з оголенням стрижнів поздовжньої арматури понад 1,5 м)	Те саме	» »	0,6
C24	Розтріскування бетону приставки (тріщини в бетоні залізобетонної приставки розкриттям 0,5 мм і більше сумарною довжиною понад 1,5 м)	» »	» »	0,4
C31	Загнивання дерев'яної стійки (зменшення її діаметра понад припустимий) або розтріскування залізобетонної стійки (тріщини 0,5 см і більше сумарною довжиною понад 1,5 м)	Заміна дерев'яної стійки	» »	0,8
C33	Оголення арматури стійки (відкол захисного шару з оголенням стрижнів поздовжньої арматури понад 1,5 м)	Заміна стійки	» »	0,6

## Продовження таблиці В.1

1	2	3	4	5
C34	Розтріскування бетону стійки (тріщини розкриттям 0,5 см і більше сумарною довжиною понад 1,5 м)	Заміна стійки	Під час ремонту	0,6
C35	Прогин стійки (вигин залізобетонної стійки, що викликав відхилення вершини від вертикалі понад 0,5 м)	Те саме	Те саме	0,2
C41	Загнивання підкоса (загнивання дерев'яного підкоса, при якому діаметр частини, що залишилася, менше припустимого); тріщини в підкосі розкриттям 0,5 см і більше довжиною понад 1,5 м	Заміна підкоса	» »	0,6
C43	Оголення арматури підкоса (відкол захисного шару бетону з оголенням стрижнів поздовжньої арматури довжиною понад 1,5 м)	Те саме	» »	0,2
C44	Розтріскування бетону підкоса (тріщини в бетоні залізобетонного підкоса розкриттям 0,5 см і більш сумарною довжиною понад 1,5 м)	Заміна підкоса	» »	0,4
<b>Траверса, гак, ізолятор</b>				
I11	Загнивання траверси (зменшення поперечного перерізу дерев'яної траверси більш ніж на 30%); тріщини в траверсі 1 см і більше сумарною довжиною понад 0,5 м	Заміна траверси	» »	0,6
I12	Корозія траверси (наскрізне іржавіння металевої траверси, видиме з землі)	Те саме	» »	0,2
I13*	Руйнування траверси	» »*		1,0
I14	Прогин траверси (вигин металевої траверси, видимий із землі)	» »	» »	0,2
I21	Вигин гака, штиря (деформація гака, штиря, видима з землі)	Заміна гака, штиря	» »	0,2

# Продовження таблиці В.1

1	2	3	4	5
I22*	Злам гака, штиря	Те саме*		1,0
I33*	Руйнування ізолятора	Заміна ізолятора*		1,0
<b>Провід, кабельна вставка, відгалуження від ПЛ до введення в будинок</b>				
П11*	Накид (наявність на проводі ПЛ дроту, мотузки)	Видалення накиду*		0,4
П12	Обрив дроту (обрив одного дроту верхнього повиву, видимий із землі)	Накладення бандажа	Під час ремонту	0,4
П13	Обрив дротів (обрив двох дротів верхнього повива і більш, спучування верхнього повива на проводі )	Вирізування дефектної ділянки й установлення ремонтної вставки	Те саме	0,7
П14	З'єднання проводу скруткою	Установлення з'єднувача	» »	0,8
П21	Провисання проводу на перетині (відстані по вертикалі від проводу до пересічних об'єктів нижче значення, регламентованого ПУЕ)	Перетягування проводу	» »	1,0
П22	Провисання приводу над землею (зменшення відстані по вертикалі від проводу до землі нижче припустимого значення)	Те саме	» »	0,8
П36*	Пошкодження муфти (пошкодження корпусу муфти, тексти кабельної маси тощо)	Заміна муфти*		0,8
П37	Відсутність захисту кабелю (металеві куточки, що захищають кабель на опорі від механічних пошкоджень, пошкоджені)	Установлення куточків	Під час ТО	0,1

## Продовження таблиці В.1

1	2	3	4	5
П41	Корозія проводу (суцільна корозія поверхні проводу, що викликала зменшення діаметра проводу на 10 % і більше)	Заміна проводу	Під час ремонту	0,7
П42	Розтягування проводу (зменшення діаметра проводу на 10 % і більше)	Те саме	Те саме	0,7
П43	Непроектний провід (перетин або марка не відповідають проекту ПЛ або вимогам ПУЕ)	» »	» »	0,2
П51	Дефект шлейфа (обрив дротів шлейфа, корозія шлейфа, недостатня або завищена довжина шлейфа)	» »	» »	0,5
П52	Пошкодження ізоляційного покриття СУП або арматури, що не викликає перекриття ізоляції	Відновлення ізоляційного покриття	» »	0,5
П53*	Пошкодження ізоляційного покриття СУП або арматури, що викликає перекриття ізоляції	Те саме*		0,1
П54*	Пошкодження анкерного або відгалужувального затиску	Заміна затиску*		0,1
П61	Дефект відгалуження (пошкодження проводу, контакту, неприпустиме провисання відгалуження від ПЛ до введення в будинок)	Заміна відгалуження	» »	0,4
П62	Непроектне відгалуження (відгалуження, виконане проводом, що не відповідає проекту ПЛ або вимогам ПУЕ)	Те саме	» »	0,2
<b>Заземлювальний пристрій</b>				
У11	Обрив заземлювального пристрою	Заміна спуску	» »	0,1

## Закінчення таблиці В.1

1	2	3	4	5
У21	Опір заземлення вище норми	Монтаж додаткового заземлення	Під час ремонту	0,1
У22	Відсутність заземлення (відсутність заземлення гаків і штирів, передбачена НД)	Пристрої заземлення	Те саме	0,1
У23	Відсутність повторного заземлення нульового проводу	Пристрій повторного заземлення	Під час ТО	0,1
У31	Руйнування заземлювального контуру	Заміна заземлювального контуру, що руйнує	Те саме	0,1
<b>Розрядники, вуличне освітлення</b>				
А41	Перекис розрядника (розрегулювання розрядника, видиме з землі)	Регулювання розрядника	» »	0,3
А42*	Руйнування розрядника	Заміна розрядника*		0,7
* Робота повинна виконуватися негайно.				

## **Додаток Г**

до п.5.2 нормативного документа  
«Методичні вказівки з обліку та аналізу  
в енергосистемах технічного стану роз-  
подільних електричних мереж напругою  
0,38—20 кВ з повітряними лініями  
електропередачі»  
(рекомендований)

### **Порядок ведення листків огляду (перевірки) і журналів дефектів об'єктів**

**Г.1** Листки огляду (перевірки) об'єктів видаються керівником або спеціалістом РЕМ (ЕМ) особі, що проводить огляд (перевірку).

**Г.2** Керівникам і спеціалістам РЕМ (ЕМ) при видачі листка огляду (перевірки) об'єкта необхідно:

- установити обсяг огляду (перевірки) об'єкта;
- перевірити кваліфікацію особи, що праводить огляд (перевірку), наявність і справність відповідних інструментів і обладнання;
- ознайомити особу, що робить огляд (перевірку) об'єкта, з переліком характерних дефектів об'єктів;
- зробити інструктаж за правилами техніки безпеки, що підлягають дотриманню при виконанні даного виду огляду (перевірки) конкретного об'єкта.

**Г.3** Листок огляду (перевірки) об'єкта являє собою бланк, у якому вказуються дані про зареєстровані дефекти об'єкта. Бланки листків огляду (перевірки) для кожного з трьох видів об'єктів — ПЛ 6—20 кВ, ТП 6—20/0,38 кВ і ПЛ—0,38 кВ — представлено в додатку Д.

**Г.4** Один листок огляду (перевірки) рекомендується складати на:

- ПЛ напругою 6—20 кВ;
- ТП напругою 6—20/0,38 кВ;
- ПЛ напругою 0,38 кВ.



**Г.5** При реєстрації дефектів елементів опори вказується номер опори, на якій виявлено дефект, і найменування дефекту. Запис з кожного виявленого дефекту заноситься в окремий рядок листка огляду (перевірки). При реєстрації дефектів на об'єкті, наприклад, на трасі або проводі, вказуються номер найближчої опори проміжного прольоту, на якому виявлений даний дефект, і найменування дефекту, наприклад, «54/ Відсутність нумерації».

При реєстрації на об'єкті великої кількості дефектів одного виду допускається зазначати в одному рядку листка огляду (перевірки) номери опор, що обмежують ділянку ПЛ із даним дефектом, і найменування дефекту (наприклад, «12—24/Провисання проводу над землею». Такий спосіб запису допускається за умови дотримання порядкової нумерації опор на ділянці ПЛ із даним дефектом. При порушенні порядкової нумерації опор на ділянці дефект реєструється в додатковому рядку).

При виявленні декількох дефектів на елементах однієї опори або в одному проміжному прольоті кожен дефект реєструється в окремому рядку листка огляду (перевірки).

**Г.6** При виявленні дефекту елементу об'єкта, що створює безпосередню загрозу безпеці населення, обслуговуючому персоналу (у додатках А—В такі дефекти відзначені «зірочкою»), у листку огляду (перевірки) він повинен бути відзначений такою ж «зірочкою».

Особа, що приймає листок огляду (перевірки), зобов'язана повідомити керівництво ЕМ про наявність зареєстрованих дефектів такого роду для ухвалення рішення про їх негайне усунення.

**Г.7** Заповнення «Журналу дефектів ПЛ напругою 6—20 кВ», «Журналу дефектів ТП напругою 6—20/0,38 кВ» і «Журналу дефектів ПЛ напругою 0,38 кВ» здійснюється протягом усього терміну експлуатації об'єкта. У журнал дефектів об'єкта заносяться результати всіх оглядів (перевірок), проведених на об'єкті.

**Г.8** Окремий «Журнал дефектів ПЛ напругою 6—20 кВ» оформляється на кожну ПЛ 6—20 кВ, окремі журнали — «Жур-

нал дефектів ТП напругою 6—20 / 0,38 кВ» і «Журнал дефектів напругою ПЛ 0,38 кВ» оформляються на всі ТП напругою 6—20/0, 38 кВ і ПЛ напругою 0,38 кВ одного населеного пункту (форми журналів дефектів, що рекомендуються, наведено в додатку Д).

**Г.9** У «Журналі дефектів ТП напругою 6—20/0,38 кВ» і «Журналі дефектів ПЛ напругою 0,38 кВ» на кожен ТП напругою 6—20/0,38 кВ даного населеного пункту заздалегідь повинно приділятися не менше 10 сторінок.

**Г.10** У журналі дефектів графі «Номер опори, на якій виявлений дефект» і «Дата проведення (план), підпис» заповнюються керівництвом ЕМ, графа «Дата проведення (факт), підпис» заповнюється керівниками і спеціалістами ЕМ. Інші графі журналів дефектів заповнюються особою, що приймає листок огляду (перевірки).

**Додаток Д**

до п.5.2 нормативного документа  
«Методичні вказівки з обліку  
та аналізу в енергосистемах техніч-  
ного стану розподільних електричних  
мереж напругою 0,38—20 кВ  
з повітряними лініями  
електропередачі»  
(рекомендований)

**Бланки листків огляду (перевірки)  
і форми журналів дефектів об'єктів**

**Листок огляду (перевірки) ПЛ напругою 6—20 кВ**

ЕМ \_\_\_\_\_ Підстанція \_\_\_\_\_  
Ділянка майстра \_\_\_\_\_ Напруга \_\_\_\_\_ кВ  
ПЛ № \_\_\_\_\_  
Вид огляду (перевірки ) \_\_\_\_\_

Дата огляду (перевірки) \_\_\_\_\_

Номер опори, на якій виявлено дефект	Найменування дефекту	Примітка

Огляд (перевірку) зробив: \_\_\_\_\_ Листок огляду (перевірки)  
приймав: \_\_\_\_\_

Посада \_\_\_\_\_ Посада \_\_\_\_\_  
Підпис \_\_\_\_\_ Підпис \_\_\_\_\_  
Дата \_\_\_\_\_ Дата \_\_\_\_\_

**Листок огляду (перевірки) ТП напругою 6—20/0,38 кВ**

ЕМ \_\_\_\_\_ Ділянка майстра \_\_\_\_\_  
Населений пункт \_\_\_\_\_  
Вид огляду (перевірки ) \_\_\_\_\_

Дата огляду (перевірки)

Номер ТП 6-20 / 0,38 кВ	Найменування дефекту	Примітка

Огляд (перевірку) зробив:

Листок огляду (перевірки)  
приймав:

Посада

Посада

Підпис

Підпис

Дата

Дата

### Листок огляду (перевірки) ПЛ напругою 0,38 кВ

ЕМ

Ділянка майстра

Населений пункт

Вид огляду (перевірки)

Дата огляду (перевірки)

Номер ТП 6—20/0,38 кВ	Номер ПЛ 0,38 кВ	Номер опори, на якій виявлений дефект	Найменування дефекту	Примітка

Огляд (перевірку) зробив:

Листок огляду (перевірки)  
приймав:

Посада

Посада

Підпис

Підпис

Дата

Дата

**Журнал дефектів ПЛ 6—20 кВ**

ЕМ \_\_\_\_\_

РЕМ \_\_\_\_\_

Ділянка майстра \_\_\_\_\_

Підстанція \_\_\_\_\_

ПЛ \_\_\_\_\_

Напруга \_\_\_\_\_ кВ

№ або найменування

Сторінка

Вид огляду (перевірки)	Номер опори, на якій виявлено дефект	Найменуван- ня дефекту	Найменуван- ня роботи з усунення дефекту	Дата проведен- ня (план), підпис	Дата проведен- ня (факт), підпис

Титульна сторінка

**Журнал дефектів ТП напругою 6—20/0,38 кВ**

ЕМ \_\_\_\_\_

РЕМ \_\_\_\_\_

Ділянка майстра \_\_\_\_\_

Підстанція \_\_\_\_\_

Сторінка

Вид огляду (перевірки)	Найменування дефекту	Найменування роботи з усунення дефекту	Дата проведення (план), підпис	Дата проведення (факт), підпис

ТП № \_\_\_\_\_


**Журнал дефектів ПЛ напругою 0,38 кВ**

ЕМ \_\_\_\_\_

РЕМ \_\_\_\_\_

Ділянка майстра \_\_\_\_\_

Підстанція \_\_\_\_\_

Сторінка

Вид огляду (перевірки)	Номер ПЛ 0,38 кВ	Номер опори, на якій виявлений дефект	Найменуван- ня дефекту	Дата проведен- ня (план), підпис	Дата проведен- ня (факт), підпис
---------------------------	---------------------	---	---------------------------	---	---

ТП № \_\_\_\_\_


**Додаток Е**

до п.5.3 нормативного документа  
«Методичні вказівки з обліку  
та аналізу в енергосистемах техніч-  
ного стану розподільних електричних  
мереж напругою 0,38—20 кВ з повітряни-  
ми лініями електропередачі»  
(обов'язковий)

**Форма зведеної відомості показників технічного стану  
розподільних електричних мереж  
напругою 0,38—20 кВ  
за станом на 31.12. \_\_\_\_ р.**

Підрозділ енергопостачальної компанії/підприємства

Енергопостачальна компанія/підприємство

**1. Кількість дефектних елементів, що знаходяться  
в експлуатації за станом на 31 грудня звітного року**

Найменування елемента	ПЛ 6—20 кВ і ТП 6—20/0,38 кВ	ПЛ 0,38 кВ
1. Приставки дерев'яні*, шт.		
2. Стойки дерев'яні**, шт.		
3. Приставки залізобетонні, шт.		
4. Опори залізобетонні, шт.		
5. Ізолятори***, шт.		
6. Провід неізольований****, провід · км		
7. Трансформатори 1-го і 2-го габаритів з терміном служби понад 25 років, шт.		
8. Автоматичні вимикачі 0,38 кВ, шт.		

\* У тому числі дефектні підставки цільностоякових дерев'яних опор.

\*\* У тому числі дефектні стійки цільностоякових дерев'яних опор.

\*\*\* У тому числі ізолятори 6—20 кВ, які підлягають заміні на ізолятори ШФ10М, ШС10М, ШФ20.

\*\*\*\* У тому числі всі сталеві проводи, алюмінієві проводи перетином 35 мм<sup>2</sup> і нижче на ПЛ 6—20 кВ, алюмінієві перетином 16 мм<sup>2</sup> на магістралях ПЛ 0,38 кВ.

## 2. Середня комплексна якісна оцінка технічного стану об'єктів

Найменування об'єкта	Всього	Оцінка технічного стану об'єктів			
		Добрий	Задовільний	Незадовільний	Непридатний
ПЛ 6—20 кВ, км					
ТП 6—20/0,38 кВ, шт.					
ПЛ 0,38 кВ, км					



**Додаток Ж**

до п.5.3 нормативного документа  
«Методичні вказівки з обліку та аналізу  
в енергосистемах технічного стану роз-  
подільних електричних мереж напругою  
0,38—20 кВ з повітряними лініями  
електропередачі»  
(рекомендований)

**Облік і аналіз відключень у розподільних електричних мережах напругою 6—20 кВ**

Основна частина обліку й аналізу відключень — інформаційне забезпечення енергопостачальних компаній/організацій для виконання розрахунків техніко-економічних показників (визначення фактичних значень показників надійності, розрахунок потреби підрозділів електромереж у трудових, матеріальних і фінансових ресурсах для виробництва ремонтно-експлуатаційних робіт, планування заходів щодо підвищення надійності електричних мереж тощо).

Первинний облік відключень ведеться в оперативній документації РЕМ (ДЕМ). Обсяг інформації, що рекомендується (з кожного відключення), переданої по телефону в ЕМ для проведення аналізу, викладений нижче.

Не рекомендується передавати з ЕМ в НЕК «Укренерго» по телефону інформацію про кожне відключення в електричних мережах напругою 6—20 кВ.

**Ж.1 Облік відключень у розподільних електричних мережах напругою 6—20 кВ**

Рекомендується вести облік усіх видів відключень, як раптових (аварійних, здійснюваних пристроями релейного захисту й автоматики), так і навмисних (здійснюваних оперативним або ремонтним персоналом).

**Ж.2 Облік раптових (аварійних) відключень**

Рекомендується реєструвати відключення таких об'єктів:

- ПЛ напругою 6—20 кВ (відключення комутаційних апаратів у лінійному осередку ПС—35 кВ і вище);
- ділянок ПЛ напругою 6—20 кВ (відключення секціонуючих апаратів на ПЛ, керованих автоматично);
- ТП напругою 6—20/0,38 кВ і РП напругою 6—20 кВ (спрацьовування запобіжників 6—20 кВ або відключення комутаційних апаратів на ТП і РП, керованих автоматично);

При відключенні ПЛ рекомендується реєструвати наступну інформацію:

- найменування РЕМ;
- найменування ПС—35 кВ і вище;
- найменування ПЛ;
- рік, місяць, день, година і хвилини відключення;
- рік, місяць, день, година і хвилини включення;
- найменування виду відключення (класифікатор видів відключень наведено в таблиці Ж.1);
- кількість відключених ТП, шт;
- сумарну встановлену потужність відключених ТП, кВ · А;
- розрахункова недовідпуску електроенергії, кВт · год;
- найменування причини відключення (класифікатор причин відключення наведено в таблиці Ж.2);
- роботу пристроїв телесигналізації на ДП РЕМ;
- найменування виду пошкодженого елемента (класифікатор видів елементів наведено в таблиці Ж.3);
- кількість пошкоджених елементів даного виду, шт;
- вартість ремонту, грн.

При відключенні ділянок ПЛ рекомендується реєструвати інформацію, передбачену вище, і додатково диспетчерський номер комутаційного апарата, що відключили дану ділянку.

При відключенні ТП або РП рекомендується реєструвати інформацію, передбачену вище (вказується диспетчерське найменування ПЛ 6—20 кВ, до якої підключено дану ТП або РП при нормальній схемі електропостачання), і додатково диспетчерський номер комутаційного апарата, що відключив дану ТП (РП).

### **Ж.3 Облік навмисних відключень**

Рекомендується реєструвати відключення об'єктів.

При відключенні ПЛ рекомендується реєструвати таку інформацію:

- найменування РЕМ, ПС і ПЛ;
- рік, місяць, день, година і хвилини відключення;
- рік, місяць, день, година і хвилини включення;
- найменування виду відключення;
- кількість відключених ТП, шт.
- сумарна встановлена потужність відключених ТП,  $\text{kB} \cdot \text{A}$ ;
- розрахунковий недовідпуск електроенергії,  $\text{kBT} \cdot \text{год}$ .

При відключенні ділянок ПЛ рекомендується реєструвати перераховану вище інформацію і додатково диспетчерський номер комутаційного апарата, яким відключено дану ділянку.

При відключенні ТП або РП рекомендується реєструвати диспетчерське найменування ПЛ, до якої підключено дану ТП або РП при нормальній схемі електропостачання, і додатково диспетчерський номер комутаційного апарата, яким відключено дану ТП (РП).

При відключенні виробничих сільськогосподарських споживачів рекомендується реєструвати таку інформацію:

- найменування РЕМ, ПС, ПЛ (до яких підключений даний споживач при нормальній схемі електропостачання);
- рік, місяць, день, година і хвилини відключення;
- рік, місяць, день, година і хвилини включення;
- найменування господарства (абонента), населеного пункту і споживача.

### **Ж.4 Облік відключень у розподільних електричних мережах напругою 0,38 кВ**

Рекомендується вести облік усіх видів відключень, як раптових (здійснюваних лінійними запобіжниками або автоматичними вимикачами на ТП), так і навмисних (здійснюваних оперативним або ремонтним персоналом).

### **Ж.5 Облік раптових відключень ПЛ**

Рекомендується реєструвати таку інформацію при відключенні ПЛ:

- найменування РЕМ;
- найменування споживача (абонента);
- найменування населеного пункту;
- диспетчерський номер ТП і ПЛ;
- рік, місяць, день, година і хвилини надходження інформації про відключення на ДП РЕМ;
- рік, місяць, день, година і хвилини включення;
- найменування виду відключення (див. таблицю Ж.1);
- найменування причини відключення (див. таблицю Ж.2);
- найменування виду пошкодженого елемента (див. таблицю Ж.3);
- кількість пошкоджених елементів даного виду, шт.;
- вартість ремонту, грн.

### **Ж.6 Облік навмисних відключень ПЛ**

Рекомендується реєструвати таку інформацію при відключенні ПЛ:

- найменування РЕМ, споживача (абонента), населеного пункту, диспетчерський номер ТП і ПЛ;
- рік, місяць, день, години і хвилини відключення;
- рік, місяць, день, години і хвилини включення;
- найменування виду відключення.

### **Ж.7 Аналіз відключень у розподільних електричних мережах напругою 6—20 кВ**

Аналіз відключень рекомендується робити не рідше одного разу в три місяці по наростаючому підсумку в службах розподільних мереж ЕМ і енергосистем.

### **Ж.8 Служба розподільних мереж ЕМ**

Об'єктом аналізу є кожна ПЛ і кожна РЕМ.

По кожній ПЛ рекомендуються такі стандартні форми аналізу (приклад наведено в таблицях Ж.4 і Ж.5):

Таблиця Ж.1 — Класифікатор видів відключень

Код	Вид відключення
10	Раптове з неуспішним ручним повторним включенням (РПВ)
11	Раптове з успішним РПВ
12	Раптове з успішним АПВ
19	Інші раптові відключення
20	Навмисне для проведення капітального ремонту
21	Навмисне за заявками СМЗ
22	Навмисне за заявками споживачів
23	Навмисне для усунення замикання на землю
29	Інші навмисні відключення

Таблиця — Ж.2 Класифікатор причин відключень

Код	Причина відключення
1	2
<b>Недоліки експлуатації</b>	
010	Відключення роз'єднувача під навантаженням, включення на замкортку
020	Інші помилкові дії персоналу
040	Порушення термінів і обсягів ремонтів або профілактичних іспитів
050	Невиконання директивних вказівок з усунення аварійних вогнищ, експлуатація дефектного устаткування
060	Неприпустиме перевантаження
090	Інші
<b>Споживчі відключення</b>	
101	Пошкодження устаткування абонента
<b>Дефекти ремонту</b>	
210	Дефекти зварювання, пайки, обпресування
220	Вилучення сторонніх предметів
230	Усунення деталей і вузлів з матеріалу, що не відповідає проекту об'єкта, або низької якості
280	Порушення технології ремонту
290	Інші дефекти ремонту
<b>Дефекти монтажу, транспортування і збереження</b>	
310	Порушення правил транспортування і збереження

## Продовження таблиці Ж.2

1	2
330	Застосування конструкцій матеріалів, що не відповідають проекту об'єкту
340	Дефекти закладення в ґрунті й установлення на фундаменті
350	Недотримання проектних розробок
360	Вилучення сторонніх предметів
370	Механічні пошкодження
390	Інші дефекти монтажу
<b>Недоліки проектування</b>	
410	Неправильний вибір розрахункових умов роботи устаткування в умовах експлуатації
420	Неправильний вибір типів або параметрів устаткування
430	Вибір устаткування, що не відповідає вимогам корозійної стійкості
440	Вибір устаткування, що не відповідає вимогам пожежної безпеки
450	Неправильний вибір габаритних розмірів
490	Інші
<b>Дефекти конструкції і виготовлення</b>	
510	Дефекти заводського зварювання, армування
520	Порушення технології виготовлення
540	Застосування матеріалів, що не відповідають проекту об'єкта
550	Наявність місцевого дефекту (повітряного включення в ізоляцію тощо)
560	Дефекти конструкції
570	Відколи залізобетону, оголення арматури
590	Інші дефекти виготовлення
<b>Зміна матеріалів у процесі експлуатації</b>	
610	Корозія
640	Старіння ізоляції
650	Загнивання деревини
690	Інші
<b>Вплив кліматичних умов</b>	
710	Атмосферні перенапруги (гроза)
720	Швидкість вітру вище розрахункової
730	Товщина ожеледі (мокрый сніг) вище розрахункової

## Закінчення таблиці Ж.2

1	2
740	Ожеледь зі швидкістю вітру вище розрахункової
750	Забруднення, засмічення, зволоження
760	Повінь, льодохід
770	Землетрус, селі, зсуви, обвали, осідання, спучування ґрунту
780	Температурні атмосферні впливи
790	Інші
<b>Нерозрахункові режими</b>	
810	Комутаційні перенапруги
830	Підвищена вібрація ПЛ, механічні коливання проводів ПЛ
840	«Пляска» проводів ПЛ
850	Струми перевантаження або КЗ
890	Інші
<b>Сторонні впливи</b>	
910	Перекриття птахами і тваринами
920	Наїзд транспорту і високогабаритних машин
930	Накид, бій ізоляторів, простріл демонтаж елементів
940	Пожежа на об'єкті
950	Падіння дерев, наближення дерев до траси ПЛ
990	Інші
991	Причина не з'ясована

Таблиця Ж.3 — Класифікатор видів елементів

Код	Причина відключення
1	2
100	Пошкоджені елементи відсутні
<b>Елементи опор</b>	
101	Кріплення в ґрунті дерев'яної приставки
106	Кріплення в ґрунті залізобетонної приставки
109	Кріплення в ґрунті інших приставок
111	Кріплення в ґрунті дерев'яної опори без приставки

## Продовження таблиці Ж.3

1	2
116	Кріплення в ґрунті залізобетонної опори
119	Кріплення в ґрунті інших опор
121	Дерев'яна приставка
122	Залізобетонна приставка
129	Інші приставки
130	Кріплення стійки до приставки (бандаж, хомут)
141	Дерев'яна опора без приставки
151	Дерев'яна стійка на дерев'яній приставці
161	Дерев'яна стійка на залізобетонній приставці
171	Залізобетонна опора
180	Інші стійки й опори
191	Траверса
199	Інші елементи опор
<b>Ізолятори</b>	
201	ШФ10-Г
202	ШФ20-У
209	Інші порцелянові
211	ШС10-Г
219	Інші скляні
220	Невідомий
<b>Кріплення проводів</b>	
301	Одинарне дротове в'язання
302	Подвійне дротове в'язання
311	Зажим ЗАДО-10
390	Інші способи збереження



## Продовження таблиці Ж.3

1	2
<b>Проводи (кабелі)</b>	
401	Сталевий 16 мм
402	Сталевий 25 мм
403	Сталевий 35 мм
40?	Сталевий невідомого перетину
411	Алюмінієвий 16 мм
412	Алюмінієвий 25 мм
413	Алюмінієвий 35 мм
414	Алюмінієвий 50 мм
415	Алюмінієвий 70 мм
416	Алюмінієвий 95 мм
417	Алюмінієвий 120 мм
41?	Алюмінієвий невідомого перетину
421	Сталеалюмінієвий 16 мм
422	Сталеалюмінієвий 25 мм
423	Сталеалюмінієвий 35 мм
424	Сталеалюмінієвий 50 мм
425	Сталеалюмінієвий 75 мм
426	Сталеалюмінієвий 95 мм
427	Сталеалюмінієвий 120 мм
429	Сталеалюмінієвий невідомого перетину
451	Кабель АСБ-10/50
471	Кінцева муфта кабелю
472	Невідомий
<b>Комутаційні апарати на ПЛ</b>	
501	Роз'єднувач РЛНД — 10

## Закінчення таблиці Ж.3

1	2
511	Масляний вимикач
512	Невідомий
<b>Розрядники на ПЛ</b>	
601	Вентильний
611	Трубчастий
612	Невідомий
<b>Устаткування ТП</b>	
700	Виносний роз'єднувач
710	Шлейф спуску до ТП
720	Прохідний ізолятор
730	Розрядник
740	Запобіжник 10 кВ
750	Силовий трансформатор
760	Вступний АВ 0,4 кВ
770	Збірні шини 0,38 кВ
780	Головний АВ ПЛ 0,38 кВ
790	Інші елементи
791	Невідомо
<b>Інші елементи ПЛ</b>	
901	Показчик пошкодженої ділянки

- загальні зведення про всі види відключення ПЛ 6—20 кВ;
- аналіз наслідків раптових відключень ПЛ 6—20 кВ.

Основна мета даних форм — аналіз повторюваності відключень ПЛ з обчисленням фактичних значень показників надійності (кількості відключень на 100 км ПЛ, середньої тривалості одного відключення, середнього простою одного ТП при одному відключенні і середньому недовідпуску електроенергії при одному відключенні) по кожній ПЛ і в середньому по РЕМ.

У цілому по РЕМ рекомендуються такі стандартні форми аналізу (приклад наведено в таблицях Ж.6—Ж.8):

- зведений аналіз усіх видів відключень ПЛ 6—20 кВ;
- зведений аналіз по групах причин раптових відключень ПЛ 6—20 кВ;
- зведений аналіз пошкоджень елементів ПЛ 6—20 кВ.

### **Ж.9 Служба розподільних мереж енергопостачальних компаній/організацій**

Об'єктом аналізу є кожен РЕМ і ЕМ.

По кожному РЕМ рекомендується використовувати стандартні форми аналізу, наведено в таблицях Ж.4, Ж.5.

По кожній ЕМ у цілому рекомендується використовувати стандартні форми аналізу, наведено в таблицях Ж.6—Ж.8.

### **Ж.10 Аналіз відключень у мережах напругою 0,38 кВ**

Аналіз відключень рекомендується робити не рідше одного разу в три місяці за наростаючим підсумком тільки в службах розподільних мереж ЕМ.

Об'єктом аналізу є кожен населений пункт і кожен РЕМ.

По кожному населеному пункту рекомендується така стандартна форма аналізу: загальні зведення про всі види відключень ПЛ 0,38 кВ (таблиця Ж.9).

Основна мета даної форми — аналіз повторюваності відключень ПЛ з обчисленням фактичних значень показників надійності (кількості відключень на 100 км ПЛ, середньої тривалості одного відключення) по кожному населеному пункті й у середньому по РЕМ.

У цілому по РЕМ рекомендується використовувати зведений аналіз усіх видів відключень ПЛ 0,38 кВ (таблиця Ж.10).

### **Ж.11 Передача інформації з ЕМ в енергопостачальну компанію/організацію**

Інформацію, що рекомендується, про відключення передавати щомісяця за формою ПМ-31 (таблиці Ж.11—Ж.12). Даний класифікатор (код) може використовуватися в журналі реєстрації аварій і відмов (Розслідування і облік технологічних порушень на об'єктах електроенергетики і в Об'єднаній енергетичній системі України).

# Ж. 12 Стандартні форми аналізу відключень по кожній ПЛ 6—20 кв

РЕМ: Білозерський

Звітний період: із січня 200\_\_р.  
по березень 200\_\_р.

Таблиця Ж.4 — Загальні зведення про усі види відключень

№ п/п.	Найменування живлячої підстанції та ПЛ	Довжина по трасі, км	Кількість усіх видів відключень ПЛ		Кількість раптових відключень ПЛ		Кількість раптових відключень ПЛ	
			Усього	На 100 км ПЛ	Усього	На 100 км ПЛ	Усього	На 100 км ПЛ
1	ПС «Тягінська» 35 /10 кВ, ПЛ №5	40	1	2,50	1	2,50	0	0,00
2	ПС «Олексіївка» 110 /10 кВ, ПС «Насосна»	5	2	40,00	1	20,00	1	20,00
Разом по РЕМ		222	3	1,4	2	0,9	1	0

Таблиця Ж.5 — Аналіз наслідків раптових відключень

№ п/п.	Найменування живильної підстанції та ПЛ	Сумарні значення за даний період					Середні значення на одне відключення		
		Кількість відключених ТП, шт	Установлена потужність відключених ТП, кВ·А	Тривалість відключень, год, хв	Простій ТП, кВ·А·год	Недовідпуск електроенергії, кВт·год	Тривалість відключень, год, хв	Простій ТП, кВ·А·год	Недовідпуск електроенергії, кВт·год
1	ПС «Тягінська» 35 /10 кВ, ПЛ №5	17	1700	3,50	6516	3102	3,50	6516	3102
2	ПС «Олексіївка» 110 /10 кВ, ПС «Насосна»	6	1300	5,00	3600	1714	2,30	1800	857
Разом по РЕМ		23	300	8,50	10116	4816	2,57	3372	1605

### Ж. 13 Стандартні форми аналізу відключень ПЛ 6—20 кВ у цілому по РЕМ

РЕМ: Білозерський      Звітний період: із січня 200\_\_р.  
по березень 200\_\_р.

Таблиця Ж.6 — Зведений аналіз усіх видів відключень

№ п/п	Найменування показника	Значення показника
1	Абсолютна кількість відключень	3
2	Відносна кількість відключень, відкл/100 км	1,35
3	Сумарна кількість відключень ТП 6—20/0,4 кВ, шт, шт.	23
4	Сумарна встановлена потужність відключених ТП 6—20/0,4 кВ, кВ · А	3000
5	Сумарна тривалість відключень, год, хв.	8,50
6	Сумарний простій відключених ТП 6—20/0,4 кВ, кВ · А · год	10116
7	Сумарний недовідпуск електроенергії, кВт · год	4816
8	Середня кількість відключених ТП 6—20 / 0,4 кВ, шт/відкл	7,67
9	Середня встановлена потужність відключених ТП 6—20 / 0,4 кВ, кВ · А/відкл	1000,00
10	Середня тривалість відключення, год, хв/ відкл	2,57
11	Середній простій відключених ТП 6—20 кВ, кВ · А · год / відкл	3372
12	Середній недовідпуск електроенергії, кВт · год / відкл	1605

Таблиця Ж.7 — Зведений аналіз по групах причин раптових відключень

№ п/п	Найменування групи причин відключень	Абсолютна кількість відключень, одиниць	Відносна кількість відключень, %
1	2	3	4
1	Недоліки експлуатації	0	0,00
2	Дефекти ремонту	2	100,00
3	Дефекти монтажу, транспортування і збереження	0	0,00
4	Недоліки проектування	0	0,00
5	Дефекти конструкції і виготовлення	0	0,00

## Закінчення таблиці Ж.7

1	2	3	4
6	Зміна матеріалів у процесі експлуатації	0	0,00
7	Вплив кліматичних умов	0	0,00
8	Нерозраховані режими	0	0,00
9	Сторонні впливи	0	0,00
10	Причину не з'ясовано	0	0,00
11	Пошкодження устаткування на балансі абонента	0	0,00
12	Разом	2	100,00

Таблиця Ж.8 — Зведений аналіз пошкоджень елементів

№ пп	Найменування показника	Значення показника
1	Кількість пошкоджених елементів опор, шт	0
2	Коефіцієнт пошкоджуваності елементів опор, проміле	0,00
3	Кількість пошкоджених ізоляторів, шт	0
4	Коефіцієнт пошкоджуваності ізоляторів, проміле	0,00
5	Кількість пошкоджених кріплень проводів, шт	0,00
6	Коефіцієнт пошкоджуваності кріплень проводів, проміле	—
7	Кількість пошкоджень проводів і кабелів, одиниць	—
8	Коефіцієнт пошкоджуваності проводів і кабелів, проміле/км	—
9	Кількість пошкоджених комутаційних апаратів на ПЛ, шт	—
10	Коефіцієнт пошкоджуваності комутаційних апаратів на ПЛ, проміле	—
11	Кількість пошкоджених розрядників на ПЛ, шт	—
12	Коефіцієнт пошкоджуваності розрядників на ПЛ., проміле	—
13	Кількість пошкодженого устаткування на ТП, шт	—
14	Коефіцієнт пошкоджуваності устаткування на ТП, проміле / ТП	—
15	Кількість інших пошкоджених елементів ПЛ, шт	—
16	Коефіцієнт пошкоджуваності інших елементів ПЛ, проміле / опора	—

Таблиця Ж.9 — Стандартна форма аналізу усіх видів відключень ПЛ 0,38 кВ по кожному населеному пункту

РЕМ: Білозерський

Звітний період: із січня 200\_\_р.  
по березень 200\_\_р.

№ п/п	Найменування населеного пункту	Довжина ПЛ по трасі, км	Кількість усіх видів відключень ПЛ		Кількість раптових відключень ПЛ		Кількість навмисних відключень ПЛ	
			всьо- го	на 100 км ПЛ	всьо- го	на 100 км ПЛ	всьо- го	на 100 км ПЛ
1	с.Аніне	18	3	16,67	3	16,67	0	00,00
2	с.Кратове	6	4	66,67	3	50,00	1	16,67
3	с.Яблукове	4	1	25,00	1	25,00	0	00,00
4	с.Кускове	7	1	14,29	1	14,29	0	00,00
5	с.Приволжськ	12	7	58,34	5	41,67	2	16,67
6	с.Армійське	5	3	60,00	0	00,00	3	60,00
7	с.Бритове	9	2	22,00	2	22,00	0	00,00
8	с.Кас'янове	4	2	50,00	1	25,00	1	25,00
	Разом по РЕМ	384	23	5,99	16	4,17	7	1,82

Таблиця Ж.10 — Стандартна форма аналізу усіх видів відключень ПЛ 0,38 кВ в цілому по РЕМ

РЕМ: Білозерський

Звітний період: із січня 200\_\_р.  
по березень 200\_\_р.

№ п/п	Найменування показника	Значення показника
1	Абсолютна кількість відключень	23
2	Відносна кількість відключень, відкл/100 км	11,84
3	Сумарна тривалість відключень, год, хв	143,30
4	Сумарний недовідпуск електроенергії, кВт · год	348
5	Середня тривалість відключення, год, хв/відкл	6,14
6	Середній недовідпуск електроенергії, кВт · год/відкл	15,1

# Ж.14 — Зведення про відключення в електричних мережах напругою 6—20 кВ

Форма ПМ-31

ЕМ: Східні електромережі Звітний період: січень 200\_р.

Таблиця Ж.11 — Раптові відключення

№ п/п	Найменування РЕМ	Кількість відключень						Сумарна тривалість усіх відключень, год,хв	Недовідпуск електроенергії, тис кВт · год	Кількість пошкоджених елементів			
		ПЛ	ділянок ПЛ	ТП	відповідальних споживачів	у тому числі				елементів опор	ізоляторів	проводів (обриви)	силових трансформаторів
						з нез'ясованої причини	споживачі відключення						
1	Даниловський	2	0	0	0	0	0	1,20	0,4	0	0	0	0
2	Лазовський	0	0	3	0	0	0	9,00	3,7	0	0	0	3
3	Білопольський	3	0	0	0	0	0	17,54	12,8	3	0	0	0
4	Томілінський	6	0	0	0	3	0	46,06	18,1	3	0	0	0
5	Биковський	3	0	0	0	0	0	0,33	0,2	0	0	0	0
6	Лобнинський	3	0	0	0	0	0	29,33	12,4	0	0	3	0
7	Балабновський	6	0	0	0	0	0	6,00	4,0	0	0	0	0
	Разом	23	0	3	0	3	0	110,26	51,6	6	0	3	3

Таблиця Ж.12 — Навмисні відключення

№ пп	Найменування РЕМ	Кількість відключень				
		ПЛ	ділянок ПЛ	ТП	відповідальних споживачів	вимушених відключень
1	Даниловський	0	0	0	0	0
2	Лазовський	0	0	0	0	0
3	Білопольський	0	0	0	0	0
4	Томілінський	0	0	0	0	0
5	Биковський	0	0	0	0	0
6	Лобнинський	0	0	0	0	0
7	Балабновський	0	0	0	0	0
	Разом	0	0	0	0	0



**Додаток И**

до розділів 5, 6, 7 нормативного документа «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних електричних мереж напругою 0,38—20 кВ з повітряними лініями електропередачі»  
(рекомендований)

### **Приклад визначення граничних значень коефіцієнта заміни $K_3$ гр**

При експлуатаційному обслуговуванні об'єкта (лінії, ТП тощо) в деяких випадках можна виробити стратегію подальшого його обслуговування за допомогою порівняння витрат по двох варіантах:

**Варіант 1.** На існуючому об'єкті в рік експлуатації  $t_p$  здійснюється капітальний ремонт (реконструкція). Після капітального ремонту (реконструкції) об'єкт експлуатується до кінця терміну служби  $T_{сп}$ , після чого вибуває з експлуатації.

**Варіант 2.** Той же об'єкт у рік  $t_p$  демонтується і замість нього споруджується новий з параметрами, аналогічними параметрам об'єкта за варіантом 1 після капітального ремонту (реконструкції).

У результаті порівняння варіантів визначається граничне значення коефіцієнта заміни  $K_3$ , при якому витрати на капітальний ремонт (реконструкцію) об'єкта стають рівними витратам на нове будівництво об'єкта. Порівнявши фактичне значення частки об'єкта, що підлягає заміні під час ремонту  $K_{3ф}$  із граничним значенням  $K_{3гр}$ , можна прийняти рішення про вибір варіантів стратегій обслуговування об'єкта: при  $K_{3ф} > K_{3гр}$  доцільне будівництво нового об'єкта, при  $K_{3ф} < K_{3гр}$  – капітальний ремонт (реконструкція) об'єкта.

Граничне значення коефіцієнта частки об'єкта, що підлягає заміні при ремонті  $K_{3гр}$ , при якому доцільне проведення капітального ремонту (реконструкції), визначається з виразу:

$$k_{згр} = \frac{k_n + (1-k_n) \rho_a (T_{сл} - t_p) - k_n - k_n \rho_a T_{сло} (1 + E_{нп}) 1 - T_{сло}}{1 + (1-k_n) \rho_a (T_{сл} - t_p) - k_n + (1-k_n) \rho_a t_p (1 + E_{нп}) 1 - T_{сло} - k_n (1 + E_{нп}) 1 - T_{сло}}, \quad (3.1)$$

де  $k_n$  — коефіцієнт перевищення вартості нового об'єкта по відношенню до існуючого об'єкта;

$\rho_a$  — норма амортизаційних відрахувань на реновацію;

$k_n$  — коефіцієнт використання устаткування і матеріалів, демонтованих при капітальному ремонті (реконструкції);

$E_{нп}$  — нормативний коефіцієнт приведення різночасних витрат.

У формулі (И.1):

$$T_{сло} = T_{сл} - t_p; \quad (И.2)$$

$$T_{сло} = t_p. \quad (И.3)$$

Для ліній електропередачі значення коефіцієнта дефектності ЛЕП кд, що характеризує відносну величину дефектних елементів ЛЕП, треба порівнювати з граничним значенням частки об'єкта, що підлягає заміні під час ремонту ЛЕП. При перевищенні коефіцієнтом дефектності ЛЕП значення граничного коефіцієнта кдгр доцільне будівництво нової ЛЕП замість капітального ремонту (реконструкції) старої.

**Додаток К**

до розділу 7 нормативного документа  
«Методичні вказівки з обліку та аналізу  
в енергосистемах технічного стану роз-  
подільних електричних мереж напругою  
0,38—20 кВ з повітряними лініями  
електропередачі»  
(рекомендований)

**Принципи ймовірнісного розрахунку періодичності  
та обсягів капітальних ремонтів ПЛ**

Проведення капітального ремонту і технічного обслуговування ПЛ забезпечує відновлення первісних експлуатаційних показників і параметрів ПЛ, її елементів, тобто збереження нормального технічного стану в межах, передбачених проектом ПЛ і нормативною документацією, що визначає припустимі значення параметрів і зносу елементів ПЛ. Таким чином, капітальний ремонт ПЛ, його періодичність і обсяг виконуваних у процесі ремонту робіт забезпечують надійність ПЛ як електроустановки і надійність електропостачання по цій ПЛ споживачів. Періодичність технічного обслуговування, критерії припустимого зносу елементів ПЛ встановлено на основі великого досвіду експлуатації — часто застосуванням на практиці методу послідовних наближень. Разом з тим ряд основних критеріїв визначено шляхом розрахунків на міцність з урахуванням швидкості зносу матеріалів і забезпеченням необхідних коефіцієнтів запасу. Ці розрахунки вичерпно викладені в ПУЕ, нормах технологічного проектування, а також у технічній літературі.

Обсяг і періодичність капітального ремонту тісно пов'язано з надійністю конкретними кількісними залежностями. Оптимальні значення обсягу і періодичності капітальних ремонтів ПЛ повинні визначатися на основі мінімізації суми наведених витрат з урахуванням збитків (у енергопостачальній компанії/організації, у споживача електроенергії). Періодичність і обсяг капітального ремонту ПЛ, для якої встанов-

лено (визначено) функцію відмовлень у часі, визначаються таким чином, щоб максимум ефективності застосовуваної системи капітальних ремонтів:

$$\max \varepsilon = \min \sum_{t=1}^{t_{\text{ср}}} 3_t (1 + E_{H, \Pi})^{-t}, \quad (\text{K.1})$$

де  $\varepsilon$  — надійність ПЛ;  $t$  — термін служби ПЛ;  $3_t$  — наведені витрати на ПЛ у рік з урахуванням збитків від перерв електропостачання при відмові (капітальному ремонті);  $E_{H, \Pi}$  — нормативний коефіцієнт приведення різночасних витрат.

У  $3_t$  входять збиток, капітальні вкладення на ПЛ і річні поточні витрати.

Оскільки в умовах експлуатації вже спорудженої ПЛ капітальні вкладення не залежать від обраної системи капітального ремонту, варіанти будуть розрізнятися тільки значеннями річних поточних витрат. Річні поточні витрати будуть змінюватися для кожного варіанту за роками експлуатації, оскільки термін служби до першого капітального ремонту відрізняється від міжремонтних періодів і, крім того, надійність ПЛ під час експлуатації змінюється.

У результаті вихідний вираз для цільової функції визначення максимальної ефективності системи капітального ремонту ПЛ буде мати вигляд

$$F = \min \left[ 3_0 \sum_{t=1}^{t_{\text{ср}}} \frac{\alpha_t}{(1 + E_{H, \Pi})^t} + 3_K \sum_{t=1}^{t_{\text{ср}}} \frac{\beta_t}{(1 + E_{H, \Pi})^t} \right], \quad (\text{K.2})$$

де  $3_0$  — витрати, пов'язані з однією відмовою ПЛ;  $3_K$  — витрати на проведення одного капітального ремонту ПЛ;  $\alpha_t$  — число відмов ПЛ в  $t$ -му році;  $\beta_t$  — число капітальних ремонтів ПЛ в  $t$ -му році.

При відомій функції і параметрах потоку відмов ПЛ число її відмов в  $t$ -му році може бути визначене як

$$\alpha_t = \int_{t-1}^t \omega_1(t) dt = \int_{t-1}^t \omega(T_n' - [k-1]T_n'') dt, \quad (\text{K.3})$$

де  $\omega_1(t)$  — функція потоку відмов ПЛ за весь період терміну служби;  $\omega(t)$  — функція параметра потоку відмов ПЛ у інтервалі часу від введення в експлуатацію до першого капітального ремонту;  $T'_n$  — термін служби ПЛ до першого капітального ремонту;  $T''_n$  — міжремонтний термін служби ПЛ;  $k$  — порядковий номер капітального ремонту ПЛ.

Значення  $\omega(t)$  може бути прийнято усередненням характеристик або накопиченням даних по відмовах у конкретній енергопостачальній компанії/організації для однорідної сукупності ПЛ. Очевидно, останні дані можуть бути отримані при систематичному обліку відмов ПЛ та їх елементів за тривалий період часу. Можуть бути використані дані декількох енергопостачальних компаній/організацій одного регіону, що характеризуються в цілому однаковими умовами експлуатації.

Термін служби ПЛ до першого капітального ремонту можна визначити так:

$$T'_n = \arg \omega(t) \text{ при } \omega(t) = \omega_{\max}, \quad (\text{K.4})$$

де  $\omega_{\max}$  — найбільше значення параметра потоку відмов ПЛ, при досягненні якого обов'язкове проведення капітального ремонту.

Міжремонтний термін служби ПЛ визначається так:

$$T''_n = T'_n - \arg \omega(t) \text{ при } \omega(t) = \omega_{\min}, \quad (\text{K.5})$$

де  $\omega_{\min}$  — найменше значення параметра потоку відмов ПЛ, яке забезпечується проведенням капітального ремонту.

Значення  $\omega_{\min}$  досягається шляхом заміни елементів ПЛ (ізоляторів, арматури, дерев'яних деталей), ремонту проводу, заміни ділянок троса, що вимагають відбраковування до моменту ремонту, або тих, які вимагають його в міжремонтний період.

У загальному виді, коли під час капітального ремонту виробляється заміна частини елементів,  $\omega_{\min}$  може бути виражена рівнянням

$$\omega_{\min} = N \int_{\lambda_{\min}}^{\lambda_1} f(\lambda) \lambda d\lambda + N n \lambda_0. \quad (\text{K.6})$$

Перший з доданків у формулі (К.6) характеризує загальну інтенсивність відмов елементів ПЛ, що залишилися після заміни дефектних, а друге — сумарну інтенсивність відмов нововстановлених елементів.

У формулі:  $N$  — число опор ПЛ;  $\lambda$  — поточне значення інтенсивності відмов;  $\lambda_0$  — початкове значення інтенсивності відмов елементів даного типу;  $\lambda_1$  — граничне значення інтенсивності відмов елементів даного типу (критерій заміни);  $n$  — число замінних на ПЛ елементів даного типу, зумовлене як

$$n = N \int_{\lambda_1}^{\lambda_{\max}} f(\lambda) d\lambda, \quad (\text{К.7})$$

оскільки в діапазон  $\lambda_1$ — $\lambda_{\max}$  попадають практично всі елементи даного типу, а загальна кількість їх відома з паспортних даних ПЛ.

При відомому (знайденому)  $\lambda_1$  для даного  $n$  може бути визначене  $\omega_{\min}$ .

Значення міжремонтного терміну визначається за формулою (К.5),

$$\omega_{\min} = N \left[ \int_{\lambda_{\min}}^{\lambda_1} f(\lambda) \lambda d\lambda + n \lambda_0 \right]. \quad (\text{К.8})$$

Значення числа відмов ПЛ у  $t$ -му році визначається як

$$\alpha_t = N \left\{ a_0 + a_1 \left[ (t - kT_n'' + T_n') - 0,5 \right] + \right. \\ \left. + a_2 \left[ (t - kT_n'' + T_n')^2 + 0,33 - (t - kT_n'' + T_n') \right] \right\}. \quad (\text{К.9})$$

При аналізі показників, що входять у цільову функцію, необхідно визначити складові сумарних витрат на одну відмову (або капітальний ремонт) ПЛ:

$$Z_0 = Y_{\text{п.о}} + Z_{\text{ав}} + Y_{\text{ед}}, \quad (\text{К.10})$$

де  $Y_{\text{п.о}}$  — збиток споживача від перерв у електропостачанні при відмові ПЛ:

$$y_{п.о} = (y_1 + \bar{t}_в y_2) \frac{T_{\max} P_{\max}}{8760}; \quad (K.11)$$

тут  $y_1$  — питомий збиток споживача, пропорційний відключеній потужності, грн/кВт;  $y_2$  — питомий збиток споживача, пропорційний недовідпустці електроенергії, грн/(кВт · ч);  $T_{\max}$  — число годин використання;  $P_{\max}$  — максимальне навантаження ПЛ;  $\bar{t}_в$  — середній час відновлення електропостачання при відмові ПЛ, год.

Витрати на аварійно-відбудовний ремонт  $З_{ав}$  при відмові ПЛ визначаються прямими витратами, пов'язаними з заміною елементів (їх постановою, відновленням геометричних розмірів), і враховують усі матеріальні витрати з відновлення ПЛ при відмові.

Збиток енергопостачальної компанії/організації, викликаний недовідпуском електроенергії при відмові ПЛ,

$$y_{с.о} = \frac{(E + a_p)KL + CL}{8760} \bar{t}_в, \quad (K.12)$$

де  $K$  — капіталовкладення на 1 км ПЛ, грн.;  $a_p$  — норматив амортизаційних відрахувань на реновацію, відносних одиниць;  $L$  — довжина ПЛ, км;  $З$  — річний фонд заробітної плати експлуатаційного персоналу, грн/км;  $E$  — норматив ефективності капіталовкладень.

При капітальному ремонті ПЛ

$$З_k = y_{п.п} + З_{к.р}. \quad (K.13)$$

Збиток споживача від перерв у електропостачанні на час капітального ремонту ПЛ

$$y_{п.п} = y_{п.р} \frac{T_{\max} P_{\max}}{8760M} t_{к.р} nL, \quad (K.14)$$

де  $t_{к.р}$  — тривалість капітального ремонту ПЛ при роботі однієї бригади й обсязі ремонту  $n = 1$ ;  $y_{п.р}$  — питомий збиток споживача від недовідпустки електроенергії на час капітального ремонту ПЛ;  $M$  — число ремонтних бригад, що працюють на ПЛ.

Прямі витрати на капітальний ремонт ПЛ

$$Z_{\text{к,р}} = z_{\text{к,р}} n L, \quad (\text{К.15})$$

де  $z_{\text{к,р}}$  — вартість капітального ремонту 1 км ПЛ при обсязі ремонту  $n = 1$ .

Реалізація викладеної вище методики тим краща, чим повніше накопичені дані про число відмов елементів ПЛ і ПЛ в цілому, про види й обсяги конкретних робіт на ПЛ різного виконання і класу напруги.



Державне Донбаське підприємство з пуску, налагодженню,  
удосконаленню технології та експлуатації електростанцій і мереж

## НОРМАТИВНИЙ ДОКУМЕНТ

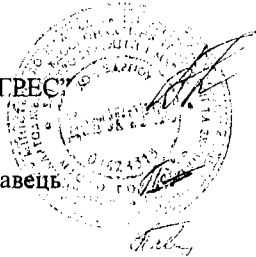
### МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ З ОБЛІКУ ТА АНАЛІЗУ У ЕНЕРГОСИСТЕМАХ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ НАПРУГОЮ 0,38-20 КВ З ПОВІТРЯНИМИ ЛІНІЯМИ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Директор ДП "ДонОРГРЕС"

Відповідальний виконавець

Нормоконтролер

Редактор



Ткачов В.І.

Потребич О.А.

Повлова Г.В.

Горлівка-2005

**Ключові слова:** технічний стан, об'єкти електричних мереж, система експлуатації, дефект елемента об'єкта, енергопостачальна компанія/підприємство.