

**Лекція 1**  
(2-години)

**ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ВИРОБНИЦТВО,  
ПЕРЕДАЧУ, РОЗПОДІЛ ТА СПОЖИВАННЯ  
ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ**

**1.1 Основні терміни та визначення**

*Електроустановка* – це сукупність машин, апаратів, ліній електропередачі і допоміжного устаткування, які призначені для виробництва, перетворення, передачі та розподілу електричної енергії.

*Приймач електричної енергії (електроприймач)* – апарат, механізм або агрегат, який призначений для перетворення електричної енергії в інші види енергії.

*Споживач електричної енергії* – електроприймач або група електроприймачів, які об'єднані спільним технологічним процесом і розташовані на певній території.

*Трансформаторна підстанція* – електроустановка, що призначена для прийняття, перетворення і розподілу електричної енергії. Підстанція складається з трансформаторів, розподільних пристроїв, пристроїв керування, релейного захисту і автоматики та допоміжних споруд.

Трансформаторні підстанції, розміщені безпосередньо біля споживачів, на яких електроенергія трансформується до напруги споживачів, називаються *споживчими*.

*Розподільний пристрій* – частина підстанції, що призначена для прийому і розподілу електричної енергії, яка складається з комутаційних апаратів, шин, пристроїв захисту і автоматики та ін.

*Електропостачання* – процес забезпечення споживачів електричною енергією.

*Система електропостачання* – сукупність комплектів електротехнічного устаткування, призначеного для забезпечення споживачів електричною енергією.

**Електрична мережа** – сукупність електроустановок для передачі і розподілу електричної енергії, яка складається із підстанцій, розподільних пристроїв, струмопроводів, повітряних і кабельних ліній електропередачі, які працюють на певній території.

**Енергетична система** – сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, сполучених між собою і пов'язаних загальним режимом в безперервному процесі виробництва, перетворення і розподілу електричної енергії.

**Електрична частина енергосистеми** – сукупність енергоустановок електростанцій, підстанцій та електричних мереж енергосистеми.

**Об'єднана енергосистема** – сукупність енергетичних систем, об'єднаних загальним режимом роботи.

**Єдина енергосистема** – сукупність об'єднаних енергосистем, що охоплюють всю територію країни при загальному режимі роботи.

Електропостачання споживачів електричною енергією здійснюється від джерела електропостачання (джерела живлення), в якості якого можуть використовуватися:

– районні енергетичні системи – **централізоване електропостачання**;

– районні та міжрайонні електростанції – **децентралізоване електропостачання**.

## **1.2 Відомості про виробництво, передачу, розподіл та споживання електричної енергії**

### **1.2.1 Розвиток електроенергетики в Україні**

Електрична енергія є одним із найпоширеніших видів енергії, яку на даний час використовує людство. Вона може швидко передаватися від місця генерування до місця споживання

(використання), легко перетворюється в інші види енергії, її можна легко розподіляти, легко контролювати та регулювати параметри. Ці властивості обумовили широке використання її у народногосподарському комплексі країни.

Перші електростанції на території сучасної України були введені в експлуатацію в 1890 році (Київ, Костянтинівка, Катеринослав, Львів).

В 1913 році сумарна потужність електростанцій України становила 304,3 тис. кВт.

У 1920 році було вироблено 0,5 млрд. кВт·годин електроенергії. У тому ж 1920 році був розроблений план електрифікації, який передбачав спорудження 30-ти потужних районних електростанцій загальною потужністю 1,75 млн. кВт із виробництвом електроенергії до 8 млрд. кВт·годин на рік.

План електрифікації передбачав, зокрема, будівництво чотирьох теплових електростанцій на Донбасі та гідроелектростанцію у Запоріжжі.

У 1926 році здійснено пуск першого турбогенератора Штерівської теплової електростанції (м. Міусиньськ Луганської області).

З перших днів існування радянської енергетики розпочалося об'єднання дрібних районних електростанцій в енергосистеми. Перші енергосистеми були створені на базі ліній електропередачі напругою 35 та 110 кВ.

Пізніше були створені енергосистеми на базі ліній електропередачі напругою 150 та 220 кВ, далі 330, 500 та 750 кВ.

У 1929 році було споруджено першу повітряну лінію напругою 110 кВ Штерівська ТЕС – Кадіївка.

Перший гідроагрегат Дніпровської ГЕС (м. Запоріжжя) введено в експлуатацію в 1932 році. В цьому ж році розпочато експлуатацію повітряної лінії напругою 150 кВ Дніпрогес – Донбас.

У 1935 році на Україні створено Донбаську, Дніпровську і Харківську енергетичні системи.

У 1940 році введено в експлуатацію повітряну лінію напругою 220 кВ Дніпро-Донбас.

У 1961 році збудовано першу в Україні лінію електропередачі напругою 330 кВ Кременчук – Черкаси – Київ.

У 1962 році збудовано першу в світі лінію електропередачі постійного струму Волгоград – Донбас з напругою 800 кВ, протяжністю 473 км.

Станом на 1965 рік в Україні працювало близько 1600 малих гідроелектростанцій (ГЕС). Сформована цілісна енергетична система України.

У 1970 році введено в експлуатацію першу в Радянському Союзі Київську гідроаккумуляційну електростанцію потужністю 225 МВт.

Повітряну лінію напругою 750 кВ ПС «Донбаська» – ПС «Західно-Українська» введено в експлуатацію у 1973 році.

У 1975 році завершено будівництво каскаду Дніпровських гідроелектростанцій. В цьому ж році розпочато будівництво Південно Українського енергетичного комплексу.

У 1977 році введено в експлуатацію перший енергоблок Чорнобильської АЕС потужністю 1000 МВт.

У 1991 році загальна довжина електричних мереж України перевищила 1 млн. кілометрів.

У 1995 році завершено спорудження найбільшої в Європі атомної електростанції – Запорізької АЕС потужністю 6000 МВт.

Електроенергетична система України до 1991 року входила до складу єдиної енергетичної системи СРСР у вигляді об'єднаної енергосистеми «Південь».

Після 1991 року, із розпадом СРСР, енергосистема України якийсь час працювала у складі енергосистеми Росії. Далі енергосистема України працювала в автономному режимі. В цей час відбулося ряд кризових явищ, які супроводжувалися відключенням ряду генераторних потужностей. На той час гостро стояли проблеми із підтримання рівня напруги та частоти, збереження стабільності енергосистеми.

До останніх досягнень енергетики України можна віднести:

- прийняття до промислової експлуатації блоку №2 Хмельницької АЕС потужністю 1 млн. кВт (2005 р.);
- прийняття до промислової експлуатації блоку №4 Рівненської АЕС потужністю 1 млн. кВт (2006 р.);
- пуск першого та другого гідроагрегатів на Ташлицькій ГАЕС (2006 та 2007 р. відповідно);
- пуск трьох гідроагрегатів на першій черзі Дністровської ГАЕС (2009-2015 р.р.);
- введено в експлуатацію найпотужнішу у світі сонячну електростанцію «Перове» у АР Крим потужністю 105 МВт (2011 р.);
- запуск першої черги Ботієвської ВЕС потужністю 200 МВт (2012 р.);
- введено в експлуатацію Димерську СЕС потужністю 50 МВт (2018 р.);
- введено в експлуатацію Нікопольську СЕС потужністю 200 МВт (2019 р.);
- введено в експлуатацію перші вітроагрегати Приморської ВЕС (2019 р.).

### **1.2.2 Джерела електричної енергії**

Для виконання будь-якої роботи необхідно витратити певну кількість енергії. Людина у своїй діяльності використовує різні види енергії, але на сьогодні найбільш поширено використовується електрична енергія. Її виробляють на електричних станціях шляхом перетворення теплової, механічної або хімічної енергії природних джерел, насамперед палива (вугілля, нафти, газу, торфу, сланців та ін). Крім того в якості

джерела енергії може використовуватися вітер, сонячна енергія та морські припливи, але такі електростанції мають малу потужність і їх застосування на теперішній час обмежене.

Значного поширення на даному етапі розвитку людства набули електростанції, в яких використовуються атомна енергія. Атомні електростанції є різновидом теплових електростанцій, в яких джерелом теплової енергії є ядерне паливо: уран-233, уран-235, плутоній-239.

В залежності від енергоносія, що використовується для живлення первинного двигуна, розрізняють теплові (ТЕС, ТЕЦ), гідравлічні (ГЕС), гідроаккумуляційні (ГАЕС) та атомні (АЕС) електростанції.

Теплові електростанції на органічному паливі розділяють на конденсаційні та теплофікаційні. В конденсаційних електростанціях (ТЕС) використовується теплота від спалювання палива в топках котлів. Пара, що одержується в котлах, направляється до парових турбін, обертає генератор і виробляє електричну енергію. Після турбіни пара конденсується в конденсаторах. Коефіцієнт використання енергії палива (ККД) на таких станціях становить близько 40 %.

В теплофікаційних електростанціях (ТЕЦ) пара, що пройшла через турбіну не охолоджується (відсутні конденсатори), а використовується для опалення житлових будинків та промислових підприємств. Коефіцієнт використання енергії палива на таких станціях (ККД) становить близько 70 %.

Гідравлічні електростанції використовують енергію річок. Потужність таких електростанцій визначається добутком напору на витрати води. Особливо доцільним є використання гірських річок, в яких можна отримати значний перепад (напір) між верхнім та нижнім рівнями води. Коефіцієнт корисної дії ГЕС становить 80-90%.

На атомних електростанціях використовують теплоту, що виділяється при розпаді атомів урану. Основою таких електростанцій є ядерний реактор, в якому виділяється значна кількість теплоти. Один кілограм урану виділяє теплоти більше ніж два мільйона кілограмів кам'яного вугілля.

На сьогодні в Україні на атомних, теплових і гідроелектростанціях виробляється близько 170...190 млрд. кВт·годин електричної енергії на рік (2007 рік – 196,3; 2010 – 173,6).

На чотирьох АЕС (15 енергоблоків) виробляється до 80...90 млрд. кВт·годин електричної енергії на рік (45...50 %).

Решта електроенергії генерується на 44 ТЕС (ТЕЦ) – до 70 млрд. кВт·годин на рік (40%), і на 10 ГЕС – 14 млрд. кВт·годин на рік (7%). Близько 3% електроенергії виробляється на малопотужних комунальних ТЕЦ.

На Запорізькій АЕС генерується до 50 % електроенергії від загального обсягу електроенергії, що виробляється на всіх АЕС України (до 25% від загальної кількості виробленої в Україні електроенергії).

#### **Атомні електростанції:**

– Запорізька АЕС (6 енергоблоків (6×1000МВт), до 42 млрд. кВт год на рік);

– Південноукраїнська АЕС (3 енергоблоки (3 ×1000 МВт), до 18 млрд. кВт год на рік);

– Рівненська АЕС (4 енергоблоки (2×440МВт та 2×1000 МВт), до 16 млрд. кВт год на рік);

– Хмельницька АЕС (2 енергоблоки (2×1000 МВт), до 7 млрд. кВт год на рік).

#### **Теплові електростанції:**

– Запорізька ДРЕС, встановлена потужність 3650 МВт (2×300МВт, 2×325 МВт, 2×800 МВт енергоблоки) – найпотужніша в Україні;

– Вуглегірська ДРЕС, встановлена потужність 3600 МВт (4×800 МВт);

– Криворізька ДРЕС, встановлена потужність 3000 МВт (10×300 МВт);

– Старобешевська ДРЕС, встановлена потужність 2300 МВт (3×100 МВт, 1×200 МВт, 1×215 МВт, 8×195 МВт);

– Зміївська ДРЕС, встановлена потужність 2400 МВт (6×175 МВт, 3×275 МВт, 1×325 МВт);

– Ладизинська ДРЕС, встановлена потужність 1800 МВт (6×300 МВт).

#### **Гідроелектростанції:**

– Київська ГЕС, встановлена потужність 388,8 МВт;

– Київська ГАЕС, встановлена потужність 235,5 МВт;

– Кременчуцька ГЕС, встановлена потужність 625 МВт;

– Середньодніпровська ГЕС, встановлена потужність 352 МВт;

– Дніпровська ГЕС-1, встановлена потужність 665,0 МВт;

– Дніпровська ГЕС-2, встановлена потужність 887,6 МВт;

– Каховська ГЕС, встановлена потужність 351 МВт;

– Дністровська ГЕС-1, встановлена потужність 702 МВт;

– Дністровська ГЕС-2, встановлена потужність 40,8 МВт;

– Ташлицька ГАЕС, встановлена потужність 302 МВт;

– Дністровська ГАЕС, встановлена потужність 450 МВт.

#### **Вітроелектростанції:**

– Ботіївська ВЕС, встановлена потужність першої черги 200 МВт (65×3,1 МВт). Проектна потужність 550 МВт;

– Приморська ВЕС, встановлена потужність першої черги 100 МВт (26×3,8 МВт). Проектна потужність 200 МВт;

– Новоазовська ВЕС, встановлена потужність 16,4 МВт (141×0,108 МВт, 2×0,6). Проектна потужність 550 МВт;

#### **Сонячні електростанції:**

– СЕС «Перове» (АР Крим), встановлена потужність 105 МВт;

– Димерська СЕС, встановлена потужність 50 МВт;

– Дунайська СЕС, встановлена потужність 45 МВт;

– Нікопольська СЕС, встановлена потужність 200 МВт.

У 2018 році Україна експортувала до країн Східної та Центральної Європи близько 6,16 млрд. кВт·годин. Також Україна імпортує електричну енергію в розмірі 1,5...2,5 млрд. кВт·годин на рік.

### 1.2.3 Передача та розподіл електричної енергії

На електростанціях України генерується трифазна змінна напруга частотою 50 Гц. Генератори потужних електростанцій виробляють електроенергію напругою 6,3...24 (6,3; 10,5; 11,0; 13,8; 15,75; 21,0; 24,0) кВ. Напруга основних споживачів електроенергії не перевищує 380...660 В. Електропостачання споживачів здійснюється через електричні мережі, які живляться від енергосистеми (об'єднаної енергосистеми), що об'єднує велику кількість електростанцій та електричних мереж різних класів напруги.

Електроенергія від енергосистеми до споживача передається на значні відстані, що супроводжується втратою потужності:

$$\Delta P = I^2 \cdot r_0 \cdot l, \quad (1.1)$$

де  $I$  – струм трифазної системи, А;  
 $r_0$  – опір одного кілометра проводу, Ом;  
 $l$  – довжина лінії електропередачі, км.

Струм трифазної системи:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}, \quad (1.2)$$

де  $P$  – потужність, кВт;  
 $U$  – напруга мережі, кВ;  
 $\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності.

Як видно із виразу (1.2), підвищуючи напругу в мережі, можна збільшувати потужність, що передається при незмінному струмі; а при незмінній потужності із збільшенням напруги – зменшується сила струму. З цього випливає, що при збільшенні напруги лінії, без збільшення втрати потужності, можна значно збільшити довжину ліній електропередачі.

Згідно із сказаним вище, при передачі електроенергії на значні відстані доводиться підвищувати напругу на підвищувальних трансформаторних підстанціях, що розташовані на електричних станціях. На сьогодні в Україні від електростанцій електрична енергія передається лініями напругою 110, 150, 220, 330, 500 та 750 кВ.

Для живлення споживачів на зниженій напрузі споруджують ряд знижувальних підстанцій.

Знижувальні трансформаторні підстанції розділяють на районні та споживчі. На *районних* підстанціях електрична енергія з напруги 35...500 кВ знижується до напруги 6...110 кВ і передається в розподільні мережі.

Трансформаторні підстанції, розміщені безпосередньо біля споживачів, на яких електроенергія трансформується до напруги споживачів, називаються споживчими.

Електростанції в будь-який момент часу виробляють стільки електричної енергії, скільки її використовують споживачі у той самий момент. Баланс виробництва і споживання електроенергії підтримується регулюванням напруги і частоти струму в мережі.

Необхідно забезпечити таку організацію виробництва, передачі, розподілу і споживання електроенергії, при якій кількість електроенергії, що виробляється, буде дорівнювати кількості електроенергії, що споживається.

#### **1.2.4 Державні стандарти, що регламентують електропостачання народногосподарських об'єктів**

Електропостачання об'єктів та його якість регламентується рядом державних стандартів та правил. До них можна віднести:

– **ДСТУ 3465-96** – Системи електропостачальні загального призначення. Терміни та визначення.

– ДСТУ 3466-96 – Якість електричної енергії. Терміни та визначення.

– ДСТУ 2790-94 – Системи електропостачальні номінальною напругою понад 1000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.

– ДСТУ 2791-94 – Системи електропостачальні номінальною напругою до 1000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.

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

– ГОСТ 13109-97 – Норми якості електричної енергії у системах загального електропостачання (міждержавний стандарт, введений в Україні 01.01.2000 р.).

**Правила улаштування електроустановок станом на 2017 рік зі змінами 2001-2017 років.**

### **1.3 Завдання електропостачання об'єктів**

*Електропостачання* – область електроенергетики, що займається передачею і розподілом електричної енергії.

До завдань електропостачання, з метою забезпечення споживачів електроенергією заданої якості, входять: розрахунок навантажень; розробка систем; вибір кількості і потужності підстанцій; проектування електричних мереж та підвищення їх пропускної спроможності; регулювання напруги і компенсація реактивної потужності; конструктивне виконання електромереж; захист мереж та їх автоматизація; підвищення надійності мереж.

Електропостачання виробничих підприємств та населених пунктів у сільській місцевості має ряд особливостей у порівнянні із електропостачанням промислових об'єктів та міст. Головною

особливістю є необхідність підведення електроенергії до великої кількості малопотужних об'єктів, які розосереджені на значній території.

Наявність протяжних повітряних ліній електропередачі, в свою чергу, веде до частих перерв в електропостачанні споживачів внаслідок аварій – тобто до зниження надійності електропостачання.

Надійність – важливий показник системи електропостачання.

### **1.3.1 Якість електричної енергії**

Тривалий час розвиток енергетики України супроводжувався недооцінкою, а часто і ігноруванням проблем якості електричної енергії, що призвело до появи електромагнітної несумісності електричних мереж, споживачів і енергосистем. Зазначена сумісність визначається як здатність електротехнічного пристрою задовільно функціонувати у електромагнітному оточенні, до якого належать й інші електроустановки. Якість електричної енергії з року в рік погіршується, тоді як вимоги щодо неї зростають.

Зараз виникло складне становище, коли багато технологічних процесів, наприклад, біотехнології, автоматичні лінії, обчислювальна, вакуумна, мікропроцесорна техніка, телемеханіка, електровимірвальні системи і т. ін. при існуючій якості електричної енергії вже надійно (без порушень) працювати не можуть. Отже настав час, коли електричну енергію (ЕЕ) необхідно розглядати як товар, який при будь-якій системі господарювання характеризується певними (специфічними) показниками, перелік і значення яких визначають його споживчу якість.

**Під якістю електроенергії (ЯЕЕ)** розуміють відповідну сукупність її параметрів, які описують особливості процесу передачі ЕЕ для її використання в нормальних умовах експлуатації, визначають безперервність електропостачання (відсутність тривалих чи короткочасних перерв електропостачання) і характеризують напругу живлення (величину, несиметрію,

частоту, форму хвилі). До цього визначення потрібно додати ще дві особливості. По-перше: ЯЕЕ в цілому виражається ступенем задоволеності споживача умовами електропостачання, що важливо з практичної точки зору.

По-друге: ЯЕЕ залежить не тільки від умов електропостачання, але й від особливостей електрообладнання, яке застосовується (його чутливості до електромагнітних перешкод (ЕМП), а також можливості їх генерування) і умов експлуатації. Останньою особливістю визначається той факт, що відповідальність за ЯЕЕ повинні нести не тільки організації постачальники, але і споживачі електроенергії та виробники електрообладнання.

Міжнародна електротехнічна комісія (МЕК) розробляє та затверджує норми ЯЕЕ трьох типів:

– *визначальні*, які містять опис електромагнітного середовища, термінологію, вказівки щодо обмеження рівнів генерування ЕМП та вимірювання і тестування засобів для визначення показників якості електроенергії (ПЯЕЕ), рекомендації щодо виготовлення електрообладнання;

– *загальні норми*, в яких приводяться допустимі рівні ЕМП при генеруванні чи в електричних мережах побутового та промислового призначення;

– *детальні норми (предметні)*, які містять вимоги щодо окремих виробів і пристроїв з точки зору ЯЕЕ.

Головною організацією в Європі, яка займається координацією робіт щодо стандартизації в електротехніці, електроніці і суміжних областях знань є Міжнародна електротехнічна комісія (МЕК).

Слід назвати ще й такі міжнародні організації, як Міжнародна Рада по великим електричним системам високої напруги (CIGRE) та Міжнародний Союз виробників і дистриб'юторів ЕЕ (UNIPEDDE). Впливовою регіональною організацією, яка займається нормалізацією в області ЯЕЕ для країн Євросоюзу (ЄС), є CENELEC ((фр. Comité Européen de Normalisation Électrotechnique) — Європейський комітет електротехнічної стандартизації). Існує ще ряд міжнародних професійних організацій і національних комітетів, які розробляють національні стандарти на ЯЕЕ,

як правило, на основі норм МЕК. Прийняття норм відбувається, головним чином, методом експертних оцінок, шляхом голосування.

Нормування значень ПЯЕЕ відноситься до головних питань проблеми ЯЕЕ. Систему ПЯЕЕ утворюють кількісні характеристики повільних (відхилення) і швидких (коливання) змін діючого значення напруги, його форми і симетрії в трифазній системі, а також змін частоти. Персонал енергетичних служб підприємств не може впливати на рівень частоти у мережі. Виняток складають випадки живлення від автономних джерел, які на практиці зустрічаються порівняно рідко.

Принципи нормування ПЯЕЕ щодо напруги базуються на техніко-економічних передумовах і полягають у наступному:

- ПЯЕЕ щодо напруги мають енергетичне значення, тобто характеризують потужність (енергію) спотворення кривої напруги, ступінь негативної дії цієї енергії на електрообладнання, а ефективність технологічних процесів порівнюється зі значеннями зазначених спотворень ПЯЕЕ;

- гранично допустимі значення ПЯЕЕ обираються з техніко-економічних міркувань;

- ПЯЕЕ нормуються з заданою вірогідністю на протязі певного інтервалу часу щоб отримані конкретні значення могли співставлятися між собою.

Система ПЯЕЕ, що базується на цих передумовах, може застосовуватися починаючи з проектних робіт. Вона дозволяє здійснити масове метрологічне забезпечення контролю ЯЕЕ за допомогою відносно простих і недорогих приладів, а також реалізувати заходи і технічні засоби нормалізації ЯЕЕ.

В Україні з 1 січня 2000 року введено у дію міждержавний стандарт ГОСТ 13109-97 – «Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії у системах загального електропостачання».

ГОСТ 13109-97 встановлює показники і норми ЯЕЕ в електричних мережах систем електропостачання загального призначення змінного трифазного і однофазного струму частотою 50 Гц у вузлах, до яких приєднуються електричні мережі, що

знаходяться у власності різних споживачів ЕЕ, або приймачі ЕЕ (у вузлах загального приєднання). При дотриманні визначених цим стандартом норм забезпечується електромагнітна сумісність електричних мереж систем електропостачання загального призначення і електричних мереж споживачів ЕЕ (приймачів ЕЕ).

Норми, встановлені зазначеним стандартом (ГОСТ 13109-97), є обов'язковими у всіх режимах роботи систем електропостачання загального призначення, крім тих, що визначені наступним:

- винятковими погодними умовами і стихійними лихами (ураган, повінь, землетрус та ін.);
- не передбачуваними ситуаціями, які викликані діями сторони, що не є енергопостачаючою організацією чи споживачем ЕЕ (пожежа, вибух, військові дії та ін.);
- умовами, що регламентовані державними органами управління, а також пов'язаними з ліквідацією наслідків вище зазначених негараздів.

Якість електроенергії при живленні електроприймачів від енергосистеми визначається стабільністю і рівнями частоти, струму і напруги, а також ступенем несиметрії і несинусоїдальності напруги.

Норми, встановлені цим стандартом, підлягають обов'язковому включенню їх у технічні умови на приєднання споживачів ЕЕ і у договори на користування ЕЕ між останніми та електропостачальниками. Згідно ГОСТ 13109-97 основними показниками ЯЕЕ є:

- стале відхилення напруги  $\delta U_y$ ;
- розмах зміни напруги  $\delta U_t$ ;
- доза флікера  $P_t$ ;
- коефіцієнт спотворення синусоїдності кривої напруги  $K_U$ ;
- коефіцієнт  $n$ -ої гармонійної складової напруги  $K_{U(n)}$ ;
- коефіцієнт несиметрії напруг по зворотній послідовності  $K_{2U}$ ;
- коефіцієнт несиметрії напруг по нульовій послідовності  $K_{0U}$ ;
- відхилення частоти  $\Delta f$ ;
- тривалість провалу напруги  $\Delta t_n$ ;
- імпульсна напруга  $U_{imn}$ ;
- коефіцієнт тимчасової перенапруги  $K_{nepU}$ .

Слід зазначити, що розглядаються два види норм на ЯЕЕ: нормально допустимі і гранично допустимі. Оцінка відповідності ПЯЕЕ вказаним нормам проводиться за розрахунковий період, що дорівнює 24 год.

Більшість явищ, що погіршують якість електричної енергії в електричних мережах, відбуваються у зв'язку з особливостями спільної роботи останніх з електроприймачами, їх електромагнітної сумісності. ПЯЕЕ в основному обумовлені втратами (падінням) напруги на ділянці електричної мережі, що живить споживачів. Вони визначаються за виразом:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{ном}}. \quad (1.3)$$

Зазначені тут активний ( $R$ ) і реактивний ( $X$ ) опір ділянки мережі вважаються постійними, а відповідні їм  $P$  і  $Q$  потужності, що передаються по ділянці мережі, змінними. Характер цих змін, зазвичай, буває різним, що й викликало необхідність прийняття декількох визначень втрат напруги:

- при повільній зміні навантаження відповідно до його графіка – **відхилення напруги**;
- при різко змінному характері навантаження – **коливання напруги**;
- при несиметричному розподілі навантаження по фазах електричної мережі – **несиметрія напруги в трифазній системі**;
- при нелінійному навантаженні – **несинусоїдність форми кривої напруги**.

Від тих явищ, на які споживач електричної енергії впливати не може, йому залишається тільки захищати своє устаткування спеціальними засобами, наприклад, пристроями швидкодійного захисту або гарантованого живлення.

**Відповідальність за підтримання напруги в межах норм, встановлених ГОСТ 13109-97, покладається на енергопостачальну організацію.**

**Відхилення частоти** в першу чергу впливає на навантаження представлене електродвигунами – змінюється їх частота обертання, струм, момент та інтенсивність нагрівання.

В електричних мережах України прийнята частота змінної напруги 50 Гц. У системі електропостачання допускається **відхилення частоти** (різниця між фактичним та номінальним значенням) не більше ніж на  $\pm 0,2$  Гц (допускається тимчасове відхилення до  $\pm 0,4$  Гц). Для електроприймачів, які приєднані до автономних електростанцій потужністю до 1000 кВт допустиме відхилення частоти становить  $\pm 0,5$  Гц, а для приймачів, які приєднані до електростанцій потужністю до 250 кВт – допустиме відхилення частоти лежить в межах  $\pm 2$  Гц.

Підтримання частоти в заданих межах не є основною задачею електропостачання галузей народного господарства, яке займається лише розподіленням електричної енергії, а не її виробництвом.

**Рівень напруги** – важливий параметр, що характеризує будь-який елемент електричної мережі. Підтримання необхідного рівня напруги – одна із основних задач електропостачання.

**Номінальною** ( $U_n$ ) називається така напруга приймачів електроенергії, генераторів і трансформаторів, при якій вони нормально і найбільш економічно працюють, вона вказується в паспорті машини або апарату. Для установок трифазного струму за номінальну напругу приймають значення міжфазної (лінійної) напруги.

**Відхилення напруги (стале відхилення напруги)** – це алгебраїчна різниця між напругою в будь-якій точці мережі та номінальною напругою мережі. Відхилення напруги – це повільна плавна зміна напруги, зумовлена зміною навантаження. Напруга в мережі змінюється поступово при зміні навантаження на протязі доби, місяця, року. Відхилення напруги вимірюється у вольтах або у відсотках.

Відхилення напруги  $\delta U$  на початку та в кінці лінії можна визначити за наступними виразами:

$$\delta U_A = U_A - U_n; \quad \delta U_B = U_B - U_n. \quad (1.4)$$

де  $U_A, U_B$  – відповідно, напруга на початку та в кінці лінії, В;  
 $U_n$  – номінальна напруга мережі (лінії), В.

Відхилення напруги характеризується показником сталого відхилення напруги  $\delta U_y$ : Відхилення напруги в тій чи іншій точці мережі відбувається, як вже зазначалося, під впливом повільної зміни навантаження відповідно до його графіка.

Стале відхилення напруги в мережі у відсотках:

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_n}{U_{ном}} \cdot 100\%. \quad (1.5)$$

де  $U_y$  – усереднене значення напруги за одну хвилину.

**ГОСТ 13109 – 97 встановлює** допустимі значення сталого відхилення напруги **на затискачах електроприймача**. Межі ж зміни напруги у точці приєднання споживача повинні визначатися з урахуванням падіння напруги від зазначеної точки до електроприймача і вказуватись у договорі на енергопостачання.

**Коливання напруги** – це швидка стрибкоподібна зміна напруги, яка викликана, наприклад, включенням потужного асинхронного електродвигуна.

Коливання напруги характеризується розмахом ( $\delta U_t$ ) та частотою зміни напруги ( $F_{\delta U_t}$ ) й інтервалом часу між змінами напруги ( $\Delta t$ ).

Збільшення напруги на 5% зменшує термін служби ламп розжарювання в 2 рази, але підвищує світловий потік. Зменшення напруги на 5% збільшує термін служби лам розжарювання в 2 рази.

Для асинхронних електродвигунів момент на валу змінюється прямо пропорційно квадрату напруги, тому при зниженні напруги нормально навантажені електродвигуни «перекидаються».

При відхиленні напруги в будь-яку сторону від номінального значення збільшується струм в електродвигуні, що веде до підвищеного нагріву обмотки.

За встановленими нормами, відхилення напруги на затискачах у споживача повинне бути не більше  $\pm 5\%$ . Максимально допустиме короткочасне відхилення напруги до  $\pm 10\%$ .

Номинальна напруга генераторів на 5...10% вища за номінальну напругу мережі і становить (для потужних електростанцій): 6,3; 10,5; 11; 13,8; 15,75; 21,0 та 24,0 кВ.

Вторинна напруга підвищувальних та знижувальних трансформаторів також на 5% вища за номінальну напругу мережі.

Напруга первинної обмотки знижувальних трансформаторів, так як вони є споживачами електроенергії, рівна номінальній напрузі мережі: 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 400, 500 та 750 кВ.

Для підтримання необхідних рівнів напруги у споживачів в системі сільського електропостачання використовують спеціальні пристрої: відгалуження обмоток трансформаторів, пристрої регулювання напруги під навантаженням, автотрансформатори, мережні регулятори, конденсаторні установки.

#### ***Коефіцієнт несиметрії напруги.***

***Коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності  $K_{2U}$***  – відношення напруги зворотної послідовності основної частоти до номінальної лінійної (міжфазної) напруги мережі.

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_{ном}} \cdot 100\%. \quad (1.6)$$

***Коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності  $K_{0U}$***  – відношення напруги нульової послідовності основної частоти до номінальної лінійної (міжфазної) напруги мережі.

$$K_{0U} = \frac{U_0}{U_{ном}} \cdot 100\%. \quad (1.7)$$

Несиметрія напруги характерна для сільських мереж напругою 0,38/0,22 кВ із переважаючим однофазним навантаженням. У цих мережах навіть нормальні режими роботи часто несиметричні.

В результаті несиметрії відхилення напруги у однофазних приймачів, які приєднані до різних фаз, будуть різними і можуть виходити за допустимі межі. При несиметрії характерна поява складових нульової і зворотної послідовності, що приводить до додаткового нагрівання електродвигунів.

Нормальне значення коефіцієнта несиметрії напруги на затискачах трифазних електроприймачів тривало допускається в межах 2 % і максимально до 4% (короткочасно).

Для зменшення впливу несиметрії на якість напруги необхідно: забезпечити рівномірний розподіл навантаження однофазних споживачів між фазами; потужні споживачі електроенергії підключати на лінійну напругу; збільшувати переріз проводів; встановлювати трансформатори на споживчих ТП 10/0,4 кВ із схемою з'єднання обмоток «зірка-зигзаг-нуль».

***Коефіцієнт несинусоїдальності напруги (коефіцієнт  $n$ -ої гармонійної складової напруги  $K_{U(n)}$ )*** – відношення діючого значення гармонійної складової несинусоїдальної напруги до напруги основної частоти.

На затискачах електроприймачів значення коефіцієнта несинусоїдальності напруги тривало допускається в межах 5% і максимально до 10% (короткочасно).

Несинусоїдальність форми кривої напруги приводе до підвищеного нагріву електродвигунів та до збільшення втрат електроенергії в усіх елементах мережі.

Спотворення, що створюються синхронними генераторами і силовими трансформаторами, малі і не роблять істотного впливу на систему електропостачання і на роботу електроприймачів. Головною причиною спотворень є вентиляльні перетворювачі, сталеплавильні електродугові і руднотермічні печі, установки дугового і контактного зварювання, перетворювачі частоти, індукційні печі, ряд електронних технічних засобів (телевізійні приймачі, ПЕОМ), газорозрядні лампи та ін. Електронні приймачі електроенергії і газорозрядні лампи створюють при своїй роботі

невисокий рівень гармонійних спотворень на виході, але загальна кількість таких електроприймачів велика.

Так як шкідливий вплив несинусоїдальності напруги частіше за все проявляється при несиметричних режимах роботи мережі, відповідно, вказані заходи з боротьби із несиметрією будуть також дієвими і для боротьби із несинусоїдальністю напруги.

У таблиці 1.1 наведені властивості електричної енергії, показники її якості і винуватці погіршення ЯЕЕ.

Таблиця 1.1 – Винуватці погіршення показників ЯЕЕ

Властивість електричної енергії	Показник якості електричної енергії	Ймовірне джерело погіршення ЯЕЕ
1	2	3
Відхилення напруги	Стале відхилення напруги $\delta U_v$	Електропостачальна організація
Коливання напруги	1. Розмах зміни напруги $\delta U_t$ 2. Доза лік ера $P_t$	Споживач зі змінним навантаженням
Несинусоїдальність напруги	1. Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги $K_U$ 2. Коефіцієнт $n$ -ої гармонійної складової напруги $K_{U(n)}$	Споживач з нелінійним навантаженням
Несиметрія трифазної системи напруги	1. Коефіцієнт несиметрії напруг по зворотній послідовності $K_{2U}$ 2. Коефіцієнт несиметрії напруг по нульовій послідовності $K_{0U}$	Споживач з несиметричним навантаженням
Відхилення частоти	1. Відхилення частоти $\Delta f$	Електропостачальна організація
Провал напруги	1. Тривалість провалу напруги $\Delta t_n$	Електропостачальна організація
Імпульс напруги	1. Імпульсна напруга $U_{imn}$	Електропостачальна організація
Тимчасова перенапруга	1. Коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{nepU}$	Електропостачальна організація

### 1.3.2 Надійність електропостачання

Під надійністю електропостачання розуміють безперебійне забезпечення споживачів електричною енергією заданої якості.

Відповідно до ПУЕ споживачі та електроприймачі у відношенні надійності електропостачання діляться на три категорії:

– I-а категорія – електроприймачі (споживачі), перерва в електропостачанні яких може створити небезпеку для життя людей, значні збитки, пошкодження основного обладнання, що має високу вартість, хворобу і загибель тварин, масовий брак продукції, порушення складного технологічного процесу та інше.

Електроприймачі I-ї категорії забезпечуються електроенергією від декількох незалежних джерел живлення, що взаємно резервуються. Допускається перерва в електропостачанні споживачів I-ї категорії на час автоматичного відновлення живлення від резервного джерела.

– II-га категорія – електроприймачі (споживачі), перерва в електропостачанні яких призводить до масового недовідпускання продукції, масового простою устаткування і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості жителів.

Електроприймачі II-ї категорії рекомендується також забезпечувати електроенергією від двох джерел живлення.

Допускається перерва в електропостачанні споживачів II-ї категорії на час, необхідний для підключення резервного живлення черговим персоналом або виїзною бригадою (до 30 хвилин).

Допускається живлення споживачів II-ї категорії від однієї лінії або від одного трансформатора, якщо перерва в електропостачанні при виконанні аварійного ремонту не буде перевищувати одну добу (час заміни або ремонту обладнання).

– III-я категорія – електроприймачі несерійного виробництва продукції, допоміжні цехи, комунально-господарські та побутові споживачі.

Електроприймачі (споживачі) III-ї категорії забезпечуються живленням від одного джерела при умові, що перерви в електропостачанні не будуть перевищувати одну добу.

Для підвищення надійності електропостачання споживачів існує ряд організаційно-технічних і технічних заходів.

Організаційно-технічні заходи:

- підвищення кваліфікації персоналу
- підвищення вимог до експлуатаційного персоналу;
- раціональна організація поточних і капітальних ремонтів;
- раціональна організація відшукування і ліквідації пошкоджень;
- організація заходів із визначення утворення ожеледі та її видалення;
- забезпечення аварійних запасів матеріалів і устаткування.

Технічні заходи:

- підвищення надійності окремих елементів мереж;
- скорочення радіусу дії електричних мереж;
- застосування підземних кабельних мереж;
- застосування повітряних ліній електропередач з ізольованими проводами (ПЛІ);
- мережне та місцеве резервування;
- автоматизація електричних мереж.

Максимального ефекту в напрямку підвищення надійності електропостачання можна досягти при комплексному використанні організаційно-технічних і технічних заходів.

### **1.3.3 Економічність роботи електричних мереж**

Підвищення економічності роботи систем електропостачання – це велика комплексна задача, яка тісно пов'язана із підвищенням якості електроенергії та надійності електропостачання. У зв'язку із цим заходи, які були розглянуті вище, вирішують одночасно і задачу підвищення економічності електропостачання.

Важливе значення для вирішення вказаної задачі мають

заходи із зниження втрат електричної енергії в елементах електричних мереж та її раціонального використання.

Розрізняють організаційні та технічні заходи із зниження втрат електроенергії в електричних мережах.

До організаційних заходів відносяться:

– підтримання оптимальних рівнів напруги на шинах 6...10 кВ трансформаторних підстанцій 110...35/6...10 кВ;

– відключення одного із трансформаторів двотрансформаторних підстанцій при їх незначному завантаженні;

– зменшення часу роботи електродвигунів в режимі неробочого ходу;

– вирівнювання навантажень за фазами в мережі 0,38 кВ;

– скорочення строків ремонту електрообладнання;

– зменшення витрат енергії на власні потреби підстанцій;

– удосконалення систем обліку електроенергії.

До технічних заходів відносяться:

– встановлення в мережах конденсаторних установок із автоматичним регулюванням ємності;

– встановлення на підстанціях 110...35/10...6 кВ пристроїв регулювання напруги під навантаженням (РПН);

– спорудження нових ліній електропередачі та трансформаторних підстанцій;

– заміна проводів на перенавантажених лініях електропередачі;

– переведення електричних мереж на більш високу напругу.

### **Запитання для самоконтролю**

1. Що називається електроустановкою?
2. Що називається трансформаторною підстанцією?
3. Що називається приймачем електричної енергії?
4. Що називається споживачем електричної енергії?

5. Що називається електричною мережею?
6. Які існують електростанції за видом первинної енергії?
7. Назвіть основні потужні електростанції України.
8. Основні задачі електропостачання об'єктів.
9. З якою метою в електричних мережах застосовують декілька ступенів трансформації напруги?
10. За якими параметрами контролюється якість електроенергії?
11. Що таке коливання напруги?
12. Що таке відхилення напруги?
13. Що таке коефіцієнт  $n$ -ої гармонійної складової напруги  $K_{U(n)}$ ?
14. Що таке коефіцієнт несиметрії напруг по зворотній послідовності  $K_{2U}$ ?
15. Що таке коефіцієнт несиметрії напруг по нульовій послідовності  $K_{0U}$ ?
16. Чому номінальна напруга вторинної обмотки трансформаторів більша від номінальної напруги мережі?
17. Що розуміють під надійністю електропостачання споживачів і від яких факторів вона залежить?
18. Як класифікуються електроприймачі та споживачі електричної енергії у відношенні забезпечення надійності електропостачання?
19. Які споживачі відносяться до I-ї категорії за надійністю і як забезпечується їх електропостачання?
20. Які споживачі відносяться до II-ї категорії за надійністю і як забезпечується їх електропостачання?
21. Які існують організаційно-технічні заходи для підвищення надійності електропостачання споживачів?
22. Які існують технічні заходи для підвищення надійності електропостачання споживачів?
23. Яким чином можна зменшити вплив несиметрії напруги на якість електричної енергії?
24. Перелічіть заходи із зниження втрат електричної енергії в електричних мережах?