

**П. Д. Лежнюк, Н. В. Собчук, О. В. Слободянюк**

**ЛОКАЛЬНІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ  
СИСТЕМИ**

Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет

**П. Д. Лежнюк, Н. В. Собчук, О. В. Слободянюк**

# **ЛОКАЛЬНІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ**

**Навчальний посібник**

Вінниця  
ВНТУ  
2017

УДК 621.311(075)

Л40

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 7 від 22.12.2015 р.)

Рецензенти:

**В. А. Матвійчук**, доктор технічних наук, професор

**В. М. Кутін**, доктор технічних наук, професор

**О. О. Рубаненко**, кандидат технічних наук, доцент

**Лежнюк, П. Д.**

Л40

Локальні електроенергетичні системи : навчальний посібник / Лежнюк П. Д., Собчук Н. В., Слободянюк О. В. – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 141 с.

В посібнику розглянуто засоби і способи регулювання напруги як одного з основних показників якості електроенергії з метою оптимізації режиму роботи енергосистеми і, як наслідок, споживачів. Посібник розроблено згідно з планом кафедри і програмою дисципліни “Електричні системи та мережі” та призначено для студентів спеціальності “Електричні системи та мережі”, також він може бути корисний для студентів інших енергетичних спеціальностей.

УДК 621.311(075)

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1 ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ (ПП).....	12
1.1 Характеристика електроприймачів .....	12
1.2 Основні фізичні величини, що характеризують навантаження .....	13
1.3 Основні методи визначення розрахункового навантаження .....	16
1.4 Визначення розрахункових навантажень житлових і громадсько-комунальних будинків .....	22
2 СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ І НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ .....	27
2.1 Категорії електроприймачів і забезпечення надійності електропостачання .....	27
2.2 Схеми цехових мереж до 1000 В .....	28
2.3 Розрахунок і захист мереж змінного струму напругою до 1 кВ .....	31
2.4 Електричні мережі освітлювальних установок. Побудова і розрахунок.....	34
2.5 Вибір перерізу проводів і жил кабелів напругою вище 1 кВ .....	42
2.6 Конструктивне виконання цехових мереж .....	47
3 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	50
3.1 Способи і засоби компенсації реактивної потужності.....	53
3.2 Компенсація реактивної потужності в електричних мережах загального призначення.....	56
3.3 Визначення реактивної потужності, що генерується синхронними двигунами .....	58
3.4 Визначення потужності батарей конденсаторів у напругою понад 1000 В .....	58
3.5 Компенсація реактивної потужності за наявності специфічних навантажень .....	59
4 ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ І ВПЛИВ ЇЇ НА НОРМАЛЬНУ РОБОТУ СПОЖИВАЧІВ .....	64
4.1 Якість електричної енергії.....	64
4.2 Характеристики електроенергії і її показники якості .....	67
4.3 Приклади впливу якості електроенергії на функціонування технічних пристроїв .....	81
4.4 Забезпечення якості електроенергії.....	86
5 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ .....	87
5.1 Структура регулювання напруги в ЕЕС .....	87
5.2 Балансування реактивної потужності вузла навантаження .....	89
5.3 Регулятори напруги.....	92
5.4 Налаштування регуляторів напруги .....	94
5.5 Регулювання напруги в розподільних мережах .....	99
5.6 Регулювання режиму батарей конденсаторів .....	102

6 ЗМЕНШЕННЯ НЕСИНУСОЇДНОСТІ І НЕСИМЕТРІЇ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	108
6.1 Несинусоїдність та способи її усунення .....	108
6.2 Несиметричність напруги і її зменшення .....	119
ЛІТЕРАТУРА.....	127
ДОДАТОК А.....	128

## ВСТУП

Стойке функціонування єдиної енергетичної системи України неможливе без надійної і якісної роботи ліцензіата з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами, які здійснюють передачу, постачання і розподіл всієї використовуваної в державі електричної енергії.

За допомогою магістральних та міждержавних електричних мереж здійснюється передача виробленої генерувальними компаніями електричної енергії енергопостачальним компаніям, паралельна робота ОЕС України з енергосистемами суміжних країн, а також експорт і імпорт електричної енергії.

Розподільні електричні мережі – ліцензіати з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами та постачання електричної енергії за регульованим тарифом, які є завершальною ланкою в системі забезпечення споживачів електричною енергією, перебувають у безпосередній взаємодії як з конкретним споживачем, так і магістральними та міждержавними електричними мережами. Результати роботи розподільних електричних мереж багато в чому визначають надійність, якість і ефективність роботи всієї ОЕС України.

Як свідчить аналіз сучасного стану електричних мереж, існує об'єктивна необхідність у оптимізації режимів їх роботи, удосконаленні принципів побудови мереж за рівнями напруги та видами виконання, комплексній автоматизації, підвищенні надійності, якості та ефективності функціонування мереж з урахуванням регіональних особливостей, що забезпечить ефективне керування, модернізацію та інноваційний розвиток електричних мереж. Ці та інші проблеми потребують свого розв'язання шляхом вибору оптимального напрямку розвитку електричних мереж. В умовах реформування відносин власності в енергетиці технічна політика є дієвим інструментом, який реалізує положення Закону України «Про електроенергетику» в частині створення державою умов для розвитку і підвищення технічного рівня електроенергетики.

У складі розподільних електричних мереж станом на 01.01.2011 р. знаходилось 817,9 тис. км повітряних ліній напругою 0,4–110 (150) кВ, в тому числі 437,5 тис. км ліній напругою 0,4 кВ та 288,4 тис. км ліній напругою 6–10 кВ; 73,5 тис. км кабельних ліній напругою 0,4–110 кВ, в тому числі 29,1 тис. км ліній напругою 0,4 кВ та 45,0 тис. км ліній напругою 6–10 кВ; 200,9 тис. од. підстанцій напругою 6(10)–35 кВ та 1860 од. підстанцій напругою 110–150 кВ загальною потужністю 46208,2 МВА та 60948,6 МВА, відповідно.

Технічний стан основного обладнання розподільних електричних мереж характеризується такими показниками:

- серед повітряних ліній електропередачі РЕМ понад 10 % ЛЕП 6–10 кВ та понад 22 % ЛЕП 0,4 кВ підлягають реконструкції та заміні;
- серед кабельних ліній електропередачі РЕМ 50,8 % ЛЕП 35 кВ, 49,7 % ЛЕП 6–10 кВ, та 51,6 % ЛЕП 0,4 кВ побудовано понад 30 років тому;
- в експлуатації знаходиться 2714 од. трансформаторів напругою 110–150 кВ, з них 62,9 % працюють понад 25 років;
- в експлуатації знаходиться 6584 од. трансформаторів напругою 35 кВ, з них 67,5 % працюють понад 25 років;
- в експлуатації знаходиться 223151 од. трансформаторів напругою 3–20 кВ, з них 61,4 % працюють понад 25 років;
- в експлуатації знаходиться 2749 од. РП 6–10(20) кВ, з них 64,6 % працюють понад 25 років.

Кількість вимикачів, установлених на об'єктах РЕМ, що відпрацювали термін служби, і їх відсоток становить:

- для електричних мереж 110–150 кВ – 2188 од. з 4177 од. або 52,4 %;
- для електричних мереж 35 кВ – 5824 од. з 15474 од. або 37,6 %;
- для електричних мереж 6–10(20) кВ – 28453 од. з 100008 од. або 28,5 %.

Також слід відмітити невисоку оснащеність підстанцій РЕМ засобами телемеханіки. В повному обсязі цими засобами обладнано менше половини підстанцій.

Крім того, із загальної кількості автотранспортної техніки і спецмеханізмів в РЕМ підлягає списанню понад чверть автотранспортної техніки і спецмеханізмів.

Старіння обладнання трансформаторних підстанцій, елементів ліній електропередачі та погіршення кліматичних умов в Україні призводять до зростання аварійності та втрат електроенергії в електромережевому устаткуванні, викликає підвищену кількість вимикань обладнання та його пошкоджень, найбільша кількість яких припадає на мережі 0,4–10(20) кВ.

Так, у 2010 році у мережах 6–20 кВ було зафіксовано 42313 технологічних порушень із загальним недовідпуском електроенергії в обсязі 28,6 млн кВт·год. Порівняно з 2009 роком кількість порушень та недовідпуск електроенергії в цих мережах збільшилися відповідно на 0,1 % та 8,4 %. Із загальної кількості технологічних порушень 39,3 % викликано стихійними явищами, 32,8 % незадовільним технічним обслуговуванням, 6,6 % дефектами монтажу та налагодження, 4,2 % дефектами ремонту.

У мережах 0,4 кВ за цей період було зафіксовано 123950 технологічних порушень із загальним недовідпуском електроенергії обсягом 6,96 мільйонів кВт·год. Порівняно з 2009 роком кількість технологічних порушень електроенергії в цих мережах збільшилась на 1,5 %. Із загальної кількості порушень 45,0 % викликано стихійними явищами, 32,4 % – незадовільним технічним обслуговуванням, 3,5 % – дефектами монтажу та налагодження, 3,9 % – дефектами ремонту.

Динаміка значення відносної величини технологічної витрати електричної енергії протягом останніх років завдяки заходам щодо її зменшення, що проводилися енергопостачальними компаніями, демонструє стабільне зниження. При цьому, з 2008 року спостерігається від'ємна відносна величина понаднормативної складової технологічних витрат електричної енергії в цих мережах, що свідчить про недосконалість планування нормативної складової технологічних витрат. У 2010 році звітна фактична величина технологічних витрат електроенергії в розподільних мережах енергопостачальних компаній становила 17,45 млрд кВт·год, (10,73 % загального відпуску електричної енергії в мережу) при нормативній величині 19,01 млрд кВт·год (11,69 % загального відпуску електричної енергії в мережу). Значення відносної величини понаднормативної складової технологічної витрати електричної енергії у 2010 році в мережах енергопостачальних компаній становило (-0,96 %).

Хоча понаднормативні технологічні витрати електричної енергії в мережах енергопостачальних компаній практично відсутні (в окремих компаніях ця величина не перевищує 0,9 % загального відпуску електричної енергії в мережу), звітна величина технологічних витрат електроенергії в розподільних мережах вітчизняних енергопостачальних компаній (11–16 %, в окремих енергопостачальних компаніях – понад 20 %) суттєво перевищує цей показник для електричних мереж промислово розвинених країн (4–8 %).

Основними факторами, що зумовлюють високе значення звітних технологічних витрат електроенергії в розподільних мережах енергопостачальних компаній, є використання застарілих типів електроустаткування, його зношеність, невідповідність використовуваного устаткування існуючим навантаженням, неоптимальні режими роботи розподільних мереж по рівнях напруги і реактивної потужності, значна унормована економічна густина струму (у країнах Західної Європи вона не перевищує  $0,8 \text{ A/mm}^2$ ), а також відносно великі довжини ліній електропередавання (особливо в мережах 0,4–10 кВ). Крім того, варто зазначити наявність «замаскованої» комерційної складової технологічної витрати електричної енергії, пов'язаної з недосконалістю обліку електричної енергії та її крадіжками.

Враховуючи вищевикладене, можна зазначити, що:

- розподільні електричні мережі у значній своїй частині знаходяться у незадовільному технічному стані;
- існує значна невідповідність між вимогами чинних нормативно-технічних документів і можливостями РЕМ в частині забезпечення надійності та якості електропостачання;
- в електричних мережах використовується велика частина морально і фізично застарілого електроустаткування;



- залишаються високими технологічні витрати електричної енергії в розподільних електричних мережах порівняно з електричними мережами розвинених країн;

- залишається недостатнім рівень технічного оснащення РЕМ сучасними засобами релейного захисту, зв'язку, телемеханізації, а також автотранспортної техніки і спецмеханізмів.

Технічна політика в РЕМ має на меті ефективне керування активами енергопостачальних компаній, що здійснюють передачу та постачання споживачам електричної енергії мережами 0,4–110(150) кВ, за оптимальних умов забезпечення надійного і безпечного постачання електроенергії належної якості.

Технічна політика в РЕМ реалізується за такими напрямками:

- забезпечення сучасного технічного рівня РЕМ за рахунок збільшення обсягів робіт з реконструкції та технічного переоснащення мереж;

- створення умов для застосування нових технічних рішень і технологій під час будівництва та експлуатації об'єктів РЕМ;

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

- удосконалення технологічного керування мережами і застосування сучасних методів планування їх розвитку;

- зниження технологічних витрат електричної енергії в розподільних мережах;

- удосконалення нормативно-правового забезпечення діяльності РЕМ;

- залучення інвестицій для реалізації основних напрямків розвитку РЕМ.

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

Розвиток виробництва, сфери обслуговування, поліпшення умов проживання населення визначає підвищення вимог до надійності та якості електропостачання і як наслідок – до якості функціонування РЕМ.

Сьогодні РЕМ – це комплекс мережевих об'єктів (ліній електропередавання, підстанцій, розподільних пунктів та інших електроустановок), що використовуються для електропостачання споживачів.

Технічні та економіко-екологічні вимоги до електричних мереж нового покоління такі:

- електрична та екологічна безпека функціонування об'єктів електричних мереж;

- надійність електропостачання з урахуванням вимог споживачів в умовах зростання електричного навантаження і обсягів споживання електроенергії;

- обґрунтоване спрощення конструкцій і схем об'єктів електричних мереж при обов'язковому підвищенні їх елементної надійності;

- забезпечення нормованого рівня якості електричної енергії;

- адаптація мереж до динамічних умов розвитку регіонів, зростання електричних навантажень;

- застосування нових технологій обслуговування об'єктів електричних мереж і їхньої автоматизації;

- скорочення витрат на розподіл електричної енергії та терміну окупності інвестиційних проектів;

- застосування нових інформаційних технологій під час керування РЕМ;

- створення об'єктів електричних мереж або ділянок мережі з інтелектуальним керуванням.

У період до 2016 року основними технічними напрямками розвитку РЕМ є:

- реконструкція та технічне переоснащення об'єктів РЕМ на нових принципах і новій технічній базі;

- підвищення безпеки об'єктів РЕМ під час будівництва та експлуатації;

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

- зменшення витрат на обслуговування об'єктів РЕМ;

- створення компактних об'єктів РЕМ.

З урахуванням вітчизняного і зарубіжного досвіду експлуатації та розвитку РЕМ у розглянутий період в Україні при проектуванні нових та реконструкції існуючих об'єктів електричних мереж варто переходити на більш високі класи середньої напруги (з 6–10 кВ на 35 кВ), а також застосовувати глибокі вводи підстанцій 110/10 кВ, 110/0,4 кВ, 35/0,4 кВ.

У разі виконання великих обсягів робіт з реконструкції (відновлення) мережевих об'єктів необхідно розглядати варіанти переведення діючих мереж на більш високий клас середньої напруги.

Вибір системи напруг розподілу електроенергії повинен здійснюватися в процесі розроблення схем перспективного розвитку РЕМ за результатами техніко-економічного обґрунтування на основі аналізу зростання перспективних електричних навантажень.

Споруджувані повітряні магістральні лінії середньої напруги повинні мати конструкції опор та ізоляцію, що дають змогу здійснювати в перспективі переведення їх на більш високий клас напруги без істотних додаткових витрат.

Реконструкцію мережевих об'єктів можна суміщувати з переведенням мереж на більш високий клас напруги та наближенням трансформаторних ПС напругою 35–10(6)/0,4 кВ до споживачів.

До розроблення схеми перспективного розвитку електричних мереж РЕМ напругою 35–110(150) і 6–10 кВ питання переведення мережі середньої напруги на більш високий клас напруги повинен вирішуватися у вигляді відповідного техніко-економічного обґрунтування.

За нового будівництва, розширення та реконструкції мережі напругою 6–35 кВ необхідно розглядати варіанти проектних рішень мережі з нейтраллю, заземленою через дугогасний реактор з автоматичною компенсацією ємнісних струмів, або з нейтраллю, заземленою через резистор.

Критерієм вибору системи напруги є сумарні дисконтовані витрати в мережах всіх класів напруги.

У разі порівняння варіантів електричних мереж з різними класами середньої напруги, що мають рівні витрати, або витрати, що відрізняються до 10%, пріоритет повинен віддаватися варіанту розвитку мереж з більш високою середньою напругою розподільної мережі.

Розподільну електричну мережу треба будувати в такий спосіб і з такими параметрами, щоб забезпечити можливість постачання електроенергії (потужності) споживачам у нормальному, аварійному (для відповідальних споживачів) і післяаварійному режимах роботи електричних мереж.

У період до 2016 року під час проектування нового будівництва, розширення, реконструкції та технічного переоснащення мережевих об'єктів РЕМ необхідно:

- застосовувати мережеве резервування як схемне рішення підвищення надійності електропостачання;
- забезпечувати мережевим резервуванням усі підстанції напругою 35–110(150) кВ;
- формувати систему електропостачання споживачів за умови однократного мережевого резервування (принцип п-1);
- для електроприймачів особливої групи першої категорії з надійності електропостачання передбачати резервне (автономне) джерело живлення, що встановлює споживач (принцип п-2).

Як основні лінії в мережах 35–110(150) кВ варто застосовувати повітряні взаємно резервовані лінії електропередавання 35–110(150) кВ із автоматичним введенням резервного живлення від різних ПС чи різних шин однієї підстанції, що має двостороннє незалежне живлення.

Основним принципом побудови мереж із ПЛ 6–10 кВ потрібно вважати магістральний принцип, що передбачає побудову (формування) магістральних ліній електропередавання в розгалуженій мережі між двома центрами живлення з пунктом автоматичного увімкнення резерву в точці струмоподілу за умови забезпечення нормованої якості напруги всіх

споживачів у зоні дії магістралі в разі вимкнення одного з центрів живлення (післяаварійний режим). Магістральний принцип створює умови для надійного забезпечення якісного електропостачання електроприймачів із урахуванням зростання електричних навантажень і приєднання нових споживачів. Магістральні ПЛ 6–10 кВ повинні бути виконані проводами одного перерізу на опорах підвищеної механічної міцності та підвісних ізоляторах з пунктами секціонування (як правило, на залізобетонних стояках), оснащених в обґрунтованих випадках реклоузерами.

Будівництво нових і реконструкцію існуючих ліній електропередавання треба здійснювати в встановлений для елементів ПЛ термін служби (близько 40 років). Розрахунок параметрів ліній слід виконувати за умови повторюваності кліматичних навантажень не менше ніж 50 років.

У мережах з кабельними лініями 6–10 кВ треба застосовувати двопроменеву або петльову схему. Вибір схеми побудови мережі здійснюють на підставі техніко-економічного обґрунтування.

В конструкціях мережевих об'єктів усіх класів напруги необхідно передбачати:

- мінімум витрат на їх технічне обслуговування та ремонти;
- можливість проведення технічного обслуговування та ремонту ПЛ без зняття напруги (горизонтальне розташування проводів, різні затискачі тощо).

У мережах 6–20 кВ варто застосовувати два типи автоматичного увімкнення резерву (АВР):

- мережевий АВР у пункті АВР, що з'єднує дві лінії, які відходять від різних ПС 35–150 кВ або різних секцій шин 6–20 кВ однієї ПС 35–150 кВ із двостороннім живленням;
- місцевий пункт АВР для увімкнення резервного вводу на шини вищої напруги ПС 6–20/0,4 кВ або розподільних пунктів 6–20 кВ після зникнення напруги на робочому вводі та відключення вимикання робочого вводу.

Для відповідальних споживачів необхідно встановлювати пристрої АВР безпосередньо на ввіді 0,4 кВ (6–20 кВ).

## **1 ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ (ПП)**

Навантаження визначають необхідні технічні характеристики елементів електричних мереж: перерізи і марки провідників і струмопроводів, потужності й типи трансформаторів. Перебільшення сподіваних навантажень призводить до перевитрати проводів і кабелів, завищення потужності трансформаторів, а зменшення – до зайвих втрат у мережах, перегріву провідників і трансформаторів, підвищеного теплового зносу й скорочення нормального терміну їхньої роботи. У першому і другому випадках наведено витрати, що є критерієм економічності прийнятих проектних рішень і визначають собівартість передачі. Тому очікувані електричні навантаження бажано визначати при проектуванні точніше.

Однак внаслідок недостатньої повноти, точності й вірогідності вихідної інформації про всі численні випадкові фактори, що формують навантаження, вони не можуть бути визначені з високою точністю. Звичайно при визначенні сподіваних навантажень вважають припустимими похибки в межах  $\pm 10\%$ .

Навантаження ПП визначають безліч електроприймачів, приєднаних до розподільних електричних мереж.

### **1.1 Характеристика електроприймачів**

Електроприймачем (ЕП) називається будь-який пристрій, в якому електрична енергія перетворюється в інший вид енергії – механічну (електродвигуни), теплову (електричні нагрівачі), світлову (електричні джерела світла) або хімічну (електроліз). Трансформатори-перетворювачі, в яких перетворюється не вид енергії, а тільки її потенціал (напряга) або носій (рід струму), також є електроприймачами.

ЕП поділяються за: родом струму, частотою, номінальною напругою, режимом роботи.

Рід струму – змінний (трифазний, однофазний) або постійний.

Частота – розрізняють ЕП нормальної (50 Гц), підвищеної (більше 50 Гц) або зниженої (менше 50 Гц). Більшість приймачів працюють на частоті 50 Гц.

Номінальна напруга: ПУЕ розрізняють напругу до і вище 1 кВ. До 1 кВ – 220, 380, 660 (В), вище 1 кВ – 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750 (кВ).

При постійному струмі: 6, 12, 24, 36, 110, 220, 440, 550, 825, 1500, 3000 (В).

Режим роботи. Для силових ЕП розрізняють три режими роботи – тривалий, короткочасний і повторно-короткочасний. При роботі в

тривалому режимі досягається теплова рівновага і встановлюється певна температура ЕП. Короткочасний режим характеризується тим, що після короткочасного включення і нагрівання його температура за період наступної паузи знижується до температури навколишнього середовища. Повторно-короткочасний (ПКР) – під час якого період включення тривалістю  $t_c$  чергується з паузою тривалістю  $t_n$ ; так само, як і тривалий режим, приводить до поступового нагрівання ЕП до сталої температури. Величиною, що характеризує ПКР, є тривалість включення (ТВ), яка дорівнює:

$$TB = t_c / (t_c + t_n) = t_c / T_{ц}, \quad (1.1)$$

де  $T_{ц}$  – тривалість циклу. Кількість ТВ визначають у відсотках, тобто  $TB \% = TB \cdot 100$ . Значення  $TB = 1$  (або 100 %) відповідає тривалому режиму.

**Номинальна (встановлена) потужність.** Між номінальною потужністю даного ЕП при тривалому ( $P_n$ ) і повторно-короткочасному ( $P_{пн}$ ) режимі існує таке співвідношення:

$$P_n = P_{TB} \sqrt{TB}, \quad (1.2)$$

звідки видно, що при  $TB < 1$  буде завжди  $P_{TB} > P_n$ .

## 1.2 Основні фізичні величини, що характеризують навантаження

У практичних розрахунках зручно користуватися, крім іменованих значень фізичних величин – максимального, середнього і середньоквадратичного навантажень, також деякими відносними показниками (коефіцієнтами), що характеризують режим роботи окремих ЕП і їхніх груп. Розглянемо ці показники і зв'язки між ними.

**Коефіцієнт використання** виражає відношення середнього навантаження до номінального.

Для індивідуальних графіків:

$$\kappa_c = \frac{P_c}{P_n}, \quad (1.3)$$

для групових:

$$\kappa_c = \frac{P_c}{P_n} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ci}}{P_{ni}}, \quad (1.4)$$

де  $P_n$  – номінальна активна потужність групи ЕП, дорівнює:

$$P_m = \sum (P_{TB} \sqrt{TB}) \gamma. \quad (1.5)$$

Тут  $p_{TB}$  – паспортна (за каталогом або заводською табличкою) потужність двигуна, призначеного для роботи в ПКР. Оскільки у формулі стоїть середня потужність за якийсь час, очевидно, що коефіцієнт використання повинен бути віднесений до того ж інтервалу осереднення.

У теорії і практиці розрахунків найбільш використовуваними інтервалами осереднення є цикл – індивідуальна і робоча зміни для групових коефіцієнтів.

Коефіцієнт використання завжди менший одиниці. Обстеження навантажень діючих підприємств показує, що для кожної характерної групи навантажень є деякі межі коефіцієнтів використання, що спостерігаються. Далі ми ознайомимося з цими значеннями.

**Коефіцієнт включення.** Він характеризує ступінь використання ЕП за часом. Стосовно одного ЕП цей показник аналогічний раніше наведеному поняттю тривалості включення:

$$\kappa_{BK} = \frac{t_g}{t_g + t_{II}} = \frac{t_g}{T_{\Sigma}} \leq 1. \quad (1.6)$$

Груповий коефіцієнт включення  $K_{BK}$ :

$$K_{BK} = \frac{\sum_{i=1}^n \kappa_{Bi} P_{Hi}}{\sum_{i=1}^n P_{Hi}} = \frac{\sum_{i=1}^n \kappa_{Bi} P_{Hi}}{P_H} \leq 1. \quad (1.7)$$

Це відношення середньої за цикл групової включеної потужності до всієї номінальної потужності.

**Коефіцієнт завантаження.** Для індивідуального ЕП:

$$\kappa_3 = \frac{P_c}{\kappa_{BK} P_H}. \quad (1.8)$$

Це відношення середньої потужності за час включення до його номінальної потужності за цикл. Оскільки  $\kappa_g = \frac{P_c}{P_H}$ , то

$$\kappa_3 = \frac{\kappa_g}{\kappa_{BK}}. \quad (1.9)$$

Останній вираз дозволяє записати формулу для групового коефіцієнта завантаження:

$$K_3 = \frac{K_v}{K_{KB}}. \quad (1.10)$$

**Коефіцієнт максимуму.** Це відношення максимуму тієї або іншої тривалості до відповідного середнього навантаження тієї ж тривалості, тобто

$$K_M = \frac{P_M}{P_C}. \quad (1.11)$$

Знаючи величину  $K_M$  можна визначити сподіваний розрахунковий максимум активної потужності:  $P_M = K_M \cdot P_C$ . Зазвичай в практичних розрахунках використовують цей вираз.

**Коефіцієнт попиту.** Цей коефіцієнт пов'язує максимум цієї або іншої тривалості з номінальною потужністю:  $P_M = K_{\Pi} P_H$ . Розділивши обидві частини на середнє навантаження  $P_C$ , отримуємо:

$$\frac{P_M}{P_C} = \frac{K_{\Pi} P_H}{P_C}. \quad (1.12)$$

Оскільки

$$K_v = \frac{P_C}{P_H}, \quad (1.13)$$

а  $\frac{P_M}{P_C} = K_M$ , то  $K_M = K_{\Pi} \frac{1}{K_v}$  або

$$K_{\Pi} = K_v K_M \quad (1.14)$$

**Коефіцієнт заповнення (або коефіцієнт навантаження):**

$$K_H = \frac{P_C}{P_M} \leq 1. \quad (1.15)$$

Свого граничного значення, рівного одиниці, цей показник досягає лише при навантаженні, яке не змінюється в часі, чого практично не буває.

Порівнюючи  $K_v$  з  $K_M$ , можна бачити, що коефіцієнт навантаження є величиною, оберненою коефіцієнту максимуму, тобто:  $K_H = 1/K_M$ .

Усі викладені вище формули для активної потужності можна переписати і для реактивного навантаження, але всі коефіцієнти



позначаються для індивідуальних ЕП буквою  $I$ , а для групових – великою  $L$ . Індекси зберігаються, як і для активної потужності. Наприклад:

$$L_M = \frac{Q_M}{Q_C}. \quad (1.16)$$

### 1.3 Основні методи визначення розрахункового навантаження

Вище було наведено визначення максимуму середнього навантаження за ковзний інтервал часу. Величина і розміщення ковзного інтервалу  $\theta$  на графіку повинні бути обрані так, щоб усереднене навантаження, що одержується при цьому, було максимальним. Таке навантаження береться за вихідне при проектуванні й експлуатації мереж і називається розрахунковим.

Протікання струму по провідниках викликає їх нагрівання, тому розрахункове навантаження повинно вибиратися так, щоб перегрів провідника відносно температури навколишнього середовища не перевищив припустимого.

За розрахункове навантаження беруть незмінний струм  $I_p$ , що викликає перегрів провідника, дорівнює перегріву при фактичному, змінюваному в часі, навантаженні  $I(t)$ .

З'ясуємо, який інтервал усереднення повинен бути взятий при визначенні розрахункового навантаження. Звичайно вважають, що сталий тепловий стан тіла, що нагрівається, (провідника) настає після закінчення трьох теплових сталих часу ( $3T_\theta$ ).

У дійсності до кінця цього періоду перегрів досягає лише 95 % свого сталого значення. Отже максимум  $P_m$  можна розглядати як розрахункове навантаження лише тоді, коли інтервал його усереднення  $\theta$  дорівнює  $3T_\theta$  або хоча б приблизно відповідає цьому. Тоді можна вважати  $I_p = I_m$ .

Провідники й кабелі найбільш розповсюджених середніх перерізів і звичайних конструкцій мають сталу часу близько 10 хв. Це дає підставу взяти за розрахунковий максимум середнє навантаження тривалістю 30 хв (так званий півгодинний максимум). Інші елементи заводських мереж, наприклад потужні струмопроводи або трансформатори, мають, звичайно, більшу сталу часу нагрівання, і тому їх варто вибирати не за півгодинним максимумом, а за максимумом більшої тривалості. Однак для створення однакової методики розрахунків «Вказівки щодо визначення електричних навантажень промислових підприємств» рекомендують для всіх елементів електричних мереж визначати півгодинний максимум.

#### Метод упорядкованих діаграм

Цей метод установлює зв'язок між розрахунковим навантаженням і індивідуальними показниками режиму роботи ЕП. Опускаючи математичні

висновки і їх обґрунтування, докладно викладені автором методу Каяловим, наведемо лише кінцевий вираз, за яким встановлюється розрахункове значення півгодинного коефіцієнта максимуму активного навантаження:

$$K_M = \left( 1 + \frac{\sqrt{3} \sqrt{f_{KI}^2 - 1}}{\sqrt{n_e}} \right) (AK_\Phi - B), \quad (1.17)$$

де  $f_{KI}$  – коефіцієнт форми впорядкованої діаграми індивідуальних коефіцієнтів використання;  $K_\Phi$  – груповий коефіцієнт форми графіка навантаження за найбільш завантажену зміну, а коефіцієнти  $A$  і  $B$  мають такі числові значення, що залежать від величини  $K_\Phi$ : при  $K_\Phi < 1,1$  буде  $A = 4,1$ ;  $B = 3,1$ , при  $1,1 \leq K_\Phi \leq 1,5$  буде  $A = 2,8$ ;  $B = 1,67$ .

Дослідження Каялова показали, що величини  $f_{KI}$  лежать у межах 1,05–1,2. Слід зазначити, що всі висновки й розрахункові формули методу упорядкованих діаграм справедливі при  $K_\Phi \leq 1,5$  і  $K_{BK} \geq 0,15$ , що звичайно має місце на практиці. Менше значення коефіцієнта включення обумовлює короткочасні, нестабільні режими роботи, при яких навантаження має піковий характер.

Безпосереднє практичне використання виразу при ручному розрахунку виявляється важким, унаслідок складної структури залежності величини  $K_\Phi$  від показників режиму роботи ЕП, що входять у групу. Застосовуючи ряд припущень у практичних розрахунках, виявилось можливим спростити вираз і виразити півгодинний коефіцієнт максимуму залежно від двох основних величин:  $n_e$  і  $K_g$ . Отримані результати зведено в табл. А.1.

Таблиця побудована для  $n_e$  від 4 до 200. Як ви вже знаєте,  $K_M = P_M/P_c$ , тоді  $P_M = K_M \cdot P_c$ , а  $K_g = P_g/P_H$ . Тоді максимальне навантаження

$$P_M = K_M \cdot K_g \cdot P_H \quad (1.18)$$

або для розрахункового навантаження

$$P_p = K_M \cdot K_g \cdot P_H \quad (1.19)$$

де  $P_c$  – середня потужність працюючих ЕП за найбільш завантажену зміну;  $P_H$  – сумарна активна потужність працюючих ЕП;  $K_g$  – груповий коефіцієнт використання активної потужності за найбільш завантажену зміну;  $K_M$  – коефіцієнт максимуму активної потужності.

Як вже говорилося, величина коефіцієнта максимуму активної потужності виходить з таблицю залежно від величини групового

коефіцієнта використання  $K_a$  і так званого ефективного числа електроприймачів групи  $n_e$ .

Ефективним (приведеним) числом електроприймачів  $n_e$  називається таке число однорідних за режимом роботи електроприймачів однакової потужності, яке дає ту ж величину розрахункового максимуму  $P_p$ , що і група електроприймачів різних за потужністю і режимом роботи:

$$n_e = \frac{\left( \sum_{i=1}^n P_{ni} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{ni}^2} = \frac{P_n^2}{\sum_{i=1}^n P_{ni}^2}, \quad (1.20)$$

де  $P_{ni}$  – номінальна потужність окремих ЕП;  $P_n$  – номінальна активна потужність групи ЕП. Якщо номінальні потужності всіх ЕП однакові ( $P_{ni} = P_n$ ), а загальне число ЕП у групі  $n$ , то за формулою виходить:

$$n_e = \frac{(nP_n)^2}{nP_n^2} = n, \text{ тобто ефективне число ЕП буде дорівнювати фактичному.}$$

Тому завжди  $n_e < n$ .

При великій кількості ЕП використання формули призводить до громіздких розрахунків, тому розроблені методи **наближеного визначення**  $n_e$ . Якщо коефіцієнт використання  $K_a \geq 0,2$ , то у визначенні  $n_e$ , а отже, і  $K_a$ , дає обчислення ефективного числа електроприймачів за формулою:  $n_e = 2P_n / P_{n\text{наиб.}}$ , де  $P_n$  – сумарна номінальна потужність усіх електроприймачів даного розрахункового вузла;  $P_{n\text{наиб.}}$  – номінальна потужність електроприймача найбільшої потужності цього ж вузла:

- коли потужності електроприймачів у розрахунковому вузлі відрізняються один від одного менше, ніж у 3 рази, тобто якщо  $P_{n\text{наиб.}} / P_{n\text{наим.}} \leq 3$ , то можна вважати  $n_e = n$ ;

- якщо  $m > 3$  і груповий  $K_a > 0,2$ , то  $n_e$  знаходять за формулою:  $n_e = 2 \sum_{i=1}^n P_{ni} / P_{n\text{м.}}$ , де  $P_{n\text{м.}}$  – номінальна потужність найбільшого

приймача. Якщо  $n_e > n$ , необхідно взяти  $n_e = n$ ;

- якщо  $m > 3$ ,  $K_a < 0,2$  і є велика кількість різноманітних за потужністю приймачів, то  $n_e$  визначають за виразом:  $n_e = n_e^* \cdot n$ , де  $n_e^*$  – відносне ефективне число приймачів, що розраховується за кривими в такому порядку:

- визначають сумарну номінальну потужність  $P_n$  усіх  $n$  приймачів, підключених до вузла живлення;

- вибравши з числа  $n$  найбільший за потужністю приймач, підраховують кількість приймачів  $n_1$ , в яких номінальна потужність кожного дорівнює або більша половини потужності найбільшого з них;

- обчислюють сумарну номінальну потужність  $P_{H1}$  найбільших приймачів у кількості  $n_1$ ;

- визначають відносні значення  $n_1^* = n_1/n$ ;  $P_1^* = P_{H1}/P_H$ ;

- за кривими знаходять (рис. 1.1–1.2)  $n_e^*$ ;

- за формулою визначають  $n_e$ .

Криві будували за формулою, тому можна скористатися при визначенні  $n_e^*$  цим виразом:

$$n_e^* \approx \frac{0,95}{\frac{(P_1^*)^2}{n_1^*} + \frac{(1-P_1^*)^2}{1-n_1^*}}, \quad (1.21)$$

або можна визначити  $n_e^*$  безпосередньо через  $P_{H1}$  і  $n_1$ .

$$n_e^* \approx \frac{0,95 \cdot P_1^2}{\frac{P_{H1}^2}{n_1} + \frac{(P_i - P_{i1})^2}{n - n_1}}. \quad (1.22)$$

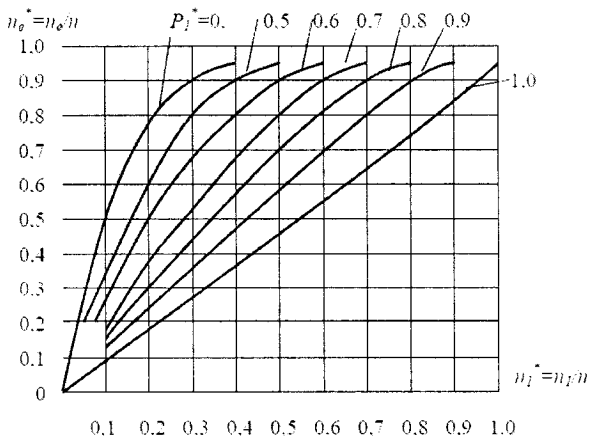


Рисунок 1.1 – Графік для визначення ефективного числа електроприймачів ( $n_e^*$  = від 0,1 до 1,0)

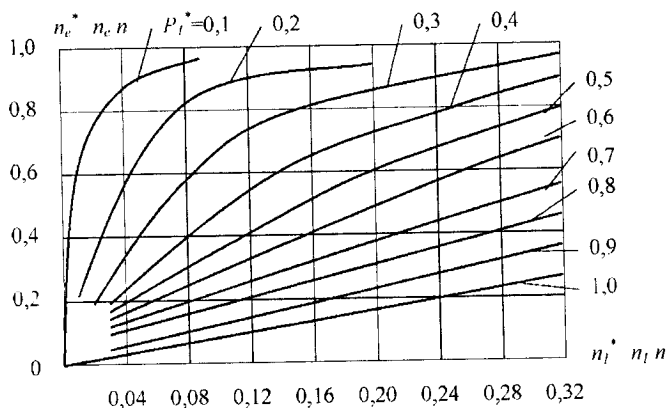


Рисунок 1.2 – Графік для визначення ефективного числа електроприймачів ( $n_c^*$  = від 0 до 0,32)

Розрахункове реактивне навантаження визначають за такою узагальненою формулою:  $Q_p = L_v Q_c = L_v K_n \text{tg} \varphi_c P_n$ . Для груп ЕП з рівномірним графіком навантаження беруть  $L_v = 1,05$  при будь-якому  $n_c$ . Для груп ЕП з нерівномірним графіком навантаження числові значення  $L_v$  вибирають залежно від  $K_n$  і  $n_c$ .

Таблиця 1.1 – Значення коефіцієнта максимуму за реактивним навантаженням  $L_v$  залежно від  $K_n$  і  $n_c$

$K_n$	>0,2		<0,2	
$n_c$	≤10	>10	≤100	> 100
$L_v$	1,1	1,0	1,1	1,0

Розрахункове навантаження групи ЕП або багатодвигунового привода, що мають три і менше ЕП, визначається як сума їх номінальних потужностей.

Узагальнимо раніше отримані формули і знайдемо порядок розрахунку при визначенні електричних навантажень у мережах напругою до 1 кВ (силові шафи, магістралі, шинопроводи):

1. Усі ЕП по розрахунковому вузлу розбивають на групи за режимом роботи: ЕП зі змінним графіком навантаження об'єднують в підгрупи з однаковими коефіцієнтами використання і є першою групою ЕП, а ЕП практично з постійним графіком навантаження об'єднані в іншу групу;
2. По розрахунковому вузлу для кожної групи підсумовують кількість силових ЕП і їх номінальні потужності;
3. Визначають середні навантаження по кожній групі;
4. Підсумовують середні активні й реактивні навантаження по кожній групі;

5. Визначають груповий коефіцієнт використання даного розрахункового вузла, його середньозважений коефіцієнт  $K_B = \frac{\sum P_C}{\sum P_H}$  по

кожній групі:  $\cos\varphi_c = \cos\left(\arctg \frac{Q_c}{P_c}\right)$ ;

6. Визначають ефективне число ЕП для кожної групи;

7. Визначають коефіцієнт максимуму і розрахункове навантаження вузла по кожній групі ЕП;

8. Розрахункове силове навантаження по вузлу в цілому визначається підсумовуванням розрахункових навантажень ЕП усіх груп.

З метою скорочення записів і наочності розрахунок рекомендується вести з використанням такої форми (табл. 1.2).

Таблиця 1.2 – Розрахунок силового навантаження підприємства

Найменування вузлів живлення і груп ЕП	Число ЕП, $n$	Встановлена потужність, кВт		$K_\alpha$	$\cos \frac{\varphi}{\lg \varphi}$	Середнє навантаження		$n_e$	$K_M/L_M$	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВАр}$	$S_p, \text{кВА}$	$I_p, \text{А}$
		$P_{n, \text{макс}}$	$P_H$			$P_c$	$Q_c$						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

При встановленні  $n_e, K_M, L_M$  також скористаємося таблицею, в яку зведені основні положення із визначення розрахункових електричних навантажень.

Таблиця 1.3 – Основні положення із визначення розрахункових електричних навантажень

Число ЕП у групі	$m = P_{n, \text{макс}}/P_{n, \text{хв}}$	$n_e$	$K_M$	$L_M$
$n \leq 3$	Не визначається	Не визначається	1,0	1,0
$n > 3$	$m \leq 3$	$n_e = n$	Визначається за таблицею А.1	1,1 при $n_e \leq 10$ 1,0 при $n_e > 10$
$n > 3$	$m > 3, K_M > 0,2$	$n_e = 2P_n/P_{n, \text{макс}}$ , при $n_e > n, n_e = n$ ; при $n < 200$	Визначається за таблицею А.1	1,1 при $n_e \leq 10$ 1,0 при $n_e > 10$
	$m > 3, K_M < 0,2$	Визначається за графіками або за формулою через $n_e$	Визначається за таблицею А.1	1,1 при $n_e \leq 100$ 1,0 при $n_e > 100$
При $n \geq 200$			1,0	1,0

Для розрахунків коефіцієнт використання знаходять за табл. А.2.

## 1.4 Визначення розрахункових навантажень житлових і громадсько-комунальних будинків

Розрахунок навантажень міської мережі містить визначення навантажень окремих споживачів: житлових будинків, громадських будинків, комунально-побутових споживачів і елементів системи електропостачання: розподільних ліній, трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів, центрів живлення і т. ін.

Відповідно до державних будівельних норм ДБН В.2.5–23–2003 житло (квартири) щодо оснащеності побутовими електроприладами і їх розрахунковими навантаженнями поділяється на три види:

1 – житло (квартири) у будинках масового будівництва, споруджених і які споруджуються, із загальною площею від 35 до 95 м<sup>2</sup> і заявленої (установленої) потужності електроприймачів до 30 кВт;

2 – житло (квартири) у багатоквартирних будинках, споруджених або які споруджуються, загальною площею від 100 до 300 м<sup>2</sup> і заявленої (установленої) потужності електроприймачів від 30 до 60 кВт;

3 – житло (квартири) у котеджах, будинках, споруджених або які споруджуються, з розрахунку, як правило, на одну родину із загальною площею від 150 до 600 м<sup>2</sup> і заявленим Замовником високим рівнем комфортності, що відповідає потужності електроприймачів від 60 до 140 кВт.

Для житла 1-го типу (квартири в багато- і малоквартирних будинках, будинках на одну родину і будиночках на ділянках садівничих товариств) установлюються п'ять рівнів електрифікації і відповідні їм нормативні розрахункові питомі навантаження:

I – житло (квартири) з плитами на природному газі;

II – житло (квартири) з плитами на зрідженому газі;

III – житло (квартири) з електричними плитами потужністю до 8,5 кВт;

IV – житло (квартири) з електричними плитами потужністю до 10,5 кВт;

V – будиночки на ділянках садівничих товариств.

Для житла 2-го типу встановлюються два рівні електрифікації і відповідні їм нормативні розрахункові питомі навантаження:

I – житло (квартири) з плитами на природному газі;

II – житло (квартири) з електричними плитами потужністю до 10,5 кВт.

Установлені нормативи питомих електричних розрахункових навантажень зведені в таблицю (табл. А.4) і враховують застосування в житловому приміщенні побутових кондиціонерів повітря (або інших аналогічних за потужністю приладів і комфортного електричного додаткового опалення в межах 7–15 % від загальної потреби в теплі з розрахунку 60–120 Вт на 1 м<sup>2</sup> додатково опалюваної площі).

Розрахункове навантаження групи житла з однаковим питомим електричним навантаженням  $P_{жN}$  визначаємо за формулою:

$$P_{жN} = P_{житт}N, \quad (1.23)$$

де  $P_{житт}$  – питоме розрахункове електричне навантаження одного житла (квартири), що вибираємо за табл. А.4 (додаток А) залежно від прийнятого рівня електрифікації і кількості квартир, приєднаних до даної ланки електромережі, кВт/житло;  $N$  – кількість житла (квартир), приєданого до вводу, лінії, ТП. Питомі розрахункові електричні навантаження житла охоплюють навантаження освітлення загальнобудинкових приміщень.

Розрахункове навантаження силових електроприймачів житлового будинку, приведене до вводу, лінії або шин напругою 0,4 кВ ТП,  $P_{сил}$  визначаємо за формулою:

$$P_{сил} = \sum_1^n P_{л}K_{н.л} + \sum_1^n P_{сан}K_{н.сан}, \quad (1.24)$$

де  $K_{н.л}$  – коефіцієнт попиту для ліфтів, який визначаємо за табл. А.5 залежно від кількості ліфтових установок і кількості поверхів будинку;  $P_{л1} \dots P_{лn}$  – установлена потужність електродвигуна кожного з ліфтів за паспортом, кВт;  $P_{сан1} \dots P_{санn}$  – установлена потужність кожного електродвигуна сантехнічних установок за їх паспортами, кВт;  $K_{н.сан}$  – коефіцієнт попиту для електродвигунів сантехнічних установок, який визначаємо за табл. А.6.

Якщо за силове навантаження виступають ліфти різної потужності, то:

$$P_c = (P_{л1}n_{л1} + P_{л2}n_{л2})K_n, \quad (1.25)$$

де  $K_n$  – коефіцієнт попиту ліфтів;  $P_{л1} = 4 \text{ кВт}$ ;  $P_{л2} = 7 \text{ кВт}$  – потужність ліфтів першого і другого типів;  $n_{л1}$  і  $n_{л2}$  – їх кількість.

Розрахункове навантаження житлового будинку в цілому (від житла, силових електроприймачів і вбудованих або прибудованих приміщень) за умови, коли найбільшою складовою є навантаження від житла,  $P_{з.ж}$  визначають за формулою:

$$P_{з.ж} = P_{ж} + 0,9P_{сил} + \sum_1^n P_{зр}K_{y+n}, \quad (1.26)$$

де  $P_{ж}$  – розрахункове навантаження електроприймачів житла (квартир), кВт;  $P_{сил}$  – розрахункове навантаження силових електроприймачів житлового будинку, кВт;  $P_{зр1} \dots P_{зрn}$  – розрахункові



навантаження вбудованих або прибудованих цивільних приміщень, що живляться від електрошитової житлового будинку;  $K_{y+1} \dots K_{y+n}$  – коефіцієнти участі в максимумі навантаження квартир і силових електроприймачів житлового будинку, вбудованих і прибудованих приміщень, що визначають за табл. А.7.

Для вибору параметрів електричних мереж необхідно знати повне навантаження:

$$S_{з.ж.} = \sqrt{P_{з.ж.}^2 + Q_{з.ж.}^2}, \quad (1.27)$$

де  $P_{з.ж.}$  – активне навантаження житлового будинку, кВт;  $Q_{з.ж.}$  – реактивне навантаження житлового будинку, кВАр;

$$Q_{з.ж.} = P_{ж.н.} \operatorname{tg} \varphi_{кв.} + 0,9 \sum P_c \operatorname{tg} \varphi_c, \quad (1.28)$$

де  $\operatorname{tg} \varphi_{кв.}$  і  $\operatorname{tg} \varphi_c$  коефіцієнти, що враховують реактивну потужність квартир і загальнобудинкових електроприймачів, відповідно. Значення коефіцієнта потужності на ввід житлових будинків беруть за табл. А.8.

Розрахунок навантажень громадських і комунальних будинків

Навантаження громадських і комунальних будинків визначають за питомими навантаженнями на розрахунковий показник  $N$ :

$$P_{р.о.з} = p_{num} N; \quad (1.29)$$

$$Q_{р.о.з} = P_{р.о.з} \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.30)$$

де  $p_{num}$  – розрахункове питоме навантаження, визначається з табл. А.9;  $\operatorname{tg} \varphi$  – коефіцієнт реактивної потужності, визначається з табл. А.9.

Розрахунок навантаження зовнішнього і внутрішнього квартального освітлення

Розрахункове навантаження внутрішньоквартального освітлення визначається як

$$P_{р.о.з.} = p_{num.з.о.} F, \quad (1.31)$$

де  $p_{num.з.о.} = 1,2$  кВт/га – питоме навантаження внутрішньоквартального освітлення;  $F$  – площа мікрорайону, га.

Розрахункове навантаження зовнішнього освітлення визначається як

$$P_{p.o.z} = P_{пнт.з.о.}L, \quad (1.32)$$

де  $P_{пнт.з.о.}$  – питоме розрахункове навантаження зовнішнього освітлення (табл. А.10);  $L$  – довжина вулиці, км.

Площу мікрорайону і довжину вулиць визначають в кожному конкретному випадку, з урахуванням плану мікрорайону і району міста.

### Визначення потужності ТП мікрорайону міста

Розрахункове навантаження мікрорайону визначають за формулою

$$P_{м.р.} = P_{max} + \kappa_1 P_1 + \kappa_2 P_2 + \dots + \kappa_n P_n, \quad (1.33)$$

де  $P_{max}$  – найбільше з однорідних електричних навантажень;  $P_1 \dots P_n$  – інші розрахункові навантаження;  $\kappa_1 \dots \kappa_n$  – коефіцієнти їх участі в максимумі навантажень.

$$P_{max} = P_{ж.пнт.} \sum N + 0,9 P_{свл} + \sum_1^n P_{зр} K_{пнт}, \quad (1.34)$$

якщо  $P_{зр} = 0$  і  $P_c = P_z$ , то

$$P_{max} = P_{ж.пнт.} \sum N + 0,9 K_{н.л} (\sum P_{л1i} n_{л1i} + \sum P_{л2i} n_{л2i}),$$

де  $P_{пнт.кв}$  – питоме навантаження квартир при  $n_{кв}$  в мікрорайоні;  $K_c$  – коефіцієнт попиту для ліфтових установок;  $P_{л1i}$ ,  $P_{л2i}$  – потужність ліфтових установок першого і другого типу, відповідно;  $n_{л1i}$ ,  $n_{л2i}$  – кількість ліфтових установок першого і другого типу, відповідно.

### Визначення потужності й кількості підстанцій у мікрорайоні

Кількість підстанцій, необхідна для живлення мікрорайону, визначається за виразом:

$$n_{ТП} = \frac{\sum P_{м.р.}}{\kappa_3 S_{мп} n_{мп} \cos \varphi}, \quad (1.35)$$

де  $\kappa_3$  – коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі;  $S_{мп}$  – прийнята потужність трансформаторів ТП;  $\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності;  $n_{мп}$  – кількість трансформаторів на ТП.

Вибір потужності ТП відноситься до техніко-економічних завдань. Підвищення потужності ТП приводить до зменшення їх кількості і відповідно вартості, але при цьому розподільна мережа низької напруги стає більш важкою, і, навпаки, зниження потужності ТП приводить до збільшення їх кількості і вартості, але розподільна мережа низької напруги

виявляється легшою і відповідно дешевшою. Таким чином, повинна існувати оптимальна потужність ТП, що відповідає мінімуму річних приведених витрат. Річні приведені витрати, що залежать від потужності ТП, повинні містити вартість розподільних мереж середньої і низької напруги і вартість втрат електроенергії в них, вартість ТП і втрат електроенергії у трансформаторах.

Однак, на попередніх етапах розрахунку не всі вихідні дані ще відомі. Тому, з огляду на досвід проектування й обмеження через різні технічні обмеження, потужність трансформаторів для міських ТП обмежується, як правило, величинами 400 і 630 кВА. А оскільки висота забудови в даний час збільшується і становить не менше 12 поверхів, що збільшує поверхневу густину навантаження, то цілком обґрунтовано на перших етапах розрахунків брати трансформаторні підстанції 2·630 кВА з коефіцієнтом завантаження в нормальному режимі одного трансформатора, рівним 0,7.

## **2 СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ І НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

### **2.1 Категорії електроприймачів і забезпечення надійності електропостачання**

Відносно забезпечення надійності електропостачання електроприймачі розділяються на три категорії:

Електроприймачі I категорії – електроприймачі, перерва електропостачання яких може викликати: небезпеку для життя людей, значний збиток народному господарству, пошкодження дорогого основного устаткування, масовий брак продукції, розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства.

У складі електроприймачів I категорії виділяється особлива група електроприймачів, безперебійна робота яких необхідна для безаварійного зупинення виробництва з метою запобігання загрози життю людей, вибухів, пожеж і пошкодження дорогого основного устаткування.

Електроприймачі II категорії – електроприймачі, перерва електропостачання яких призводить до масового недовипуску продукції, масових простоїв робітників, механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності міських і сільських жителів.

Електроприймачі III категорії – всі інші електроприймачі, що не підходять під визначення I і II категорій.

Електроприймачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення, які взаємно резервуються і перерва їх електропостачання при порушенні електропостачання від одного з джерел живлення може бути тільки на час автоматичного відновлення живлення.

Для електропостачання особливої групи електроприймачів I категорії повинно передбачатися додаткове живлення від третього незалежного джерела живлення, яке взаємно резервує.

Як третє незалежне джерело живлення для особливої групи електроприймачів і за друге незалежне джерело живлення для інших електроприймачів I категорії можуть бути використані місцеві електростанції, електростанції енергосистем (зокрема, шини генераторної напруги), спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї і т. ін.

Якщо резервуванням електропостачання не можна забезпечити необхідну безперервність технологічного процесу або якщо резервування електропостачання економічно недоцільне, повинно бути здійснене технологічне резервування, наприклад шляхом установа

технологічних агрегатів, взаємно резервувальних, спеціальних пристроїв безаварійного зупинення технологічного процесу, що діють при порушенні електропостачання.

Електропостачання електроприймачів I категорії з особливо складним безперервним технологічним процесом, що потребує тривалого часу на відновлення робочого режиму, при наявності техніко-економічних обґрунтувань рекомендується здійснювати від двох незалежних взаємно резервувальних джерел живлення, до яких висуваються додаткові вимоги, обумовлені особливостями технологічного процесу.

Електроприймачі II категорії рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаємно резервувальних джерел живлення.

Для електроприймачів II категорії при порушенні електропостачання від одного з джерел живлення припустимі перерви електропостачання на час, необхідний для включення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

Допускається живлення електроприймачів II категорії по одній ПЛ, у тому числі з кабельною вставкою, якщо забезпечено можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час не більше 1 доби. Кабельні вставки цієї лінії повинні виконуватися двома кабелями, кожний з яких вибирається за найбільшим тривалим струмом ПЛ. Тому допускається живлення електроприймачів II категорії по одній кабельній лінії, що складається не менш ніж з двох кабелів, приєднаних до одного загального апарата.

При наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни трансформатора, що пошкодився, за час не більше однієї доби допускається живлення електроприймачів II категорії від одного трансформатора.

Для електроприймачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерви електропостачання, необхідні для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищують однієї доби.

Цехи і виробництва за категорією надійності електропостачання споживачів залежно від характеру виробництва і типу устаткування подано в табл. А. 14, що рекомендується.

## **2.2 Схеми цехових мереж до 1000 В**

Схема цехової силової мережі визначається технологічним процесом виробництва, категорією надійності електропостачання, взаємним розташуванням цехових ТП або вводу живлення і електроприймачів, їх одиничною встановленою потужністю і розміщенням по площі цеху. Схема повинна бути проста, безпечна і зручна в експлуатації, економічна,

відповідати характеристиці навколишнього середовища, забезпечувати застосування індустріальних методів монтажу.

Лінії цехової мережі, що відходять від цехових ТП або відного пристрою, утворюють живильну мережу, а ті, що підводять енергію від шинопроводів або РП безпосередньо до електроприймачів, – розподільну.

Схеми мереж можуть бути радіальними, магістральними і змішаними – з одностороннім або двостороннім живленням.

При радіальній схемі (рис. 2.1) енергія від окремого вузла живлення (ТП, РП) надходить до одного досить потужного споживача або до групи електроприймачів. Радіальні схеми виконують одноступінчастими, коли приймачі живляться безпосередньо від ТП, і двоступінчастими, коли вони підключаються до проміжного РП.

Радіальні схеми застосовують для живлення зосереджених навантажень великої потужності, при нерівномірному розміщенні приймачів у цеху або групами на окремих його ділянках, а також для живлення приймачів у вибухонебезпечних, пожежонебезпечних і курних приміщеннях. В останньому випадку апаратуру керування і захисту електроприймачів, яка встановлюється на РП, виносять за межі несприятливого навколишнього середовища.

Виконують радіальні схеми кабелями або дротами в трубах чи коробах (лотках).

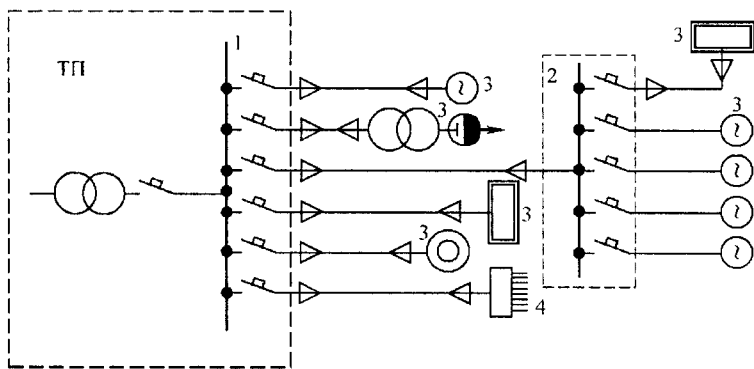


Рисунок 2.1 – Радіальна схема живлення:  
1 – розподільний щит ТП; 2 – силовий РП;  
3 – електроприймач; 4 – щит освітлення

Достоїнства радіальних схем полягають у високій надійності (аварія на одній лінії не впливає на роботу приймачів, що живляться по іншій лінії) і зручності автоматизації. Підвищення надійності радіальних схем досягається з'єднанням шин окремих ТП або РП резервувальними перемичками на комутаційних апаратах яких (автоматах або контакторах)

може виконуватися схема АВР – автоматичного введення резервного живлення.

Недоліками радіальних схем є: мала економічність через значну витрату провідникового матеріалу; необхідність у додаткових площах для розміщення силових РП; обмежена гнучкість мережі при переміщеннях технологічних механізмів, пов'язаних зі зміною технологічного процесу.

При магістральних схемах приймачі підключають до будь-якої точки лінії (магістраль). Магістралі можуть приєднуватися до розподільних щитів підстанції або до силових РП, або безпосередньо до трансформатора за схемою блока трансформатор – лінія.

Магістральні схеми з розподільними шинопроводами застосовують при живленні приймачів однієї технологічної лінії або при рівномірно розподілених по площі цеху приймачах. Такі схеми виконують із застосуванням шинопроводів, кабелів і проводів.

При установленні на робочих місцях технологічної лінії електроприймачів малої потужності доцільно розподільні магістралі виконувати модульними проводками. Для магістралі модульної мережі використовуються ізольовані проводи, прокладені в трубах приховано в підлозі, з установленням на певній відстані одна від одної (модулі) коробок розгалуження, на яких кріпляться підлогові розподільні стовпчики зі штепсельними роз'ємами. Електроприймачі підключаються до стовпчиків дротами в металорукавах. Модульні проводки застосовують при навантаженнях на магістраль до 150 А.

Перевагами магістральних схем є: спрощення щитів підстанції, висока гнучкість мережі, що дає можливість переміщувати технологічне устаткування без перероблення мережі; використання уніфікованих елементів, які дозволяють вести монтаж індустріальними методами.

Магістральна схема менш надійна, ніж радіальна, тому що при зникненні напруги на магістралі всі підключені до неї споживачі втрачають живлення. Застосування шинопроводів і модульної проводки незмінного перерізу призводить до перевитрат провідникового матеріалу. Залежно від характеру виробництва, розміщення електроприймачів і умов навколишнього середовища силові мережі можуть виконуватися за змішаною схемою.

Частина електроприймачів живиться від магістралей, частина – від силових РП, які, в свою чергу, живляться або від щита ТП, або від магістральних чи розподільних шинопроводів. Модульні проводки можуть живитися від розподільних шинопроводів або від силових РП, включених за радіальною схемою. Таке сполучення дозволяє більш повно використовувати достоїнства радіальних і магістральних схем.

Для підвищення надійності живлення електроприймачів по магістральних схемах застосовують двостороннє живлення магістральної лінії.

При прокладанні у великих цехах декількох магістралей доцільно живити їх від окремих ТП, виконавши перемички між магістралями (рис. 2.2, б). Такі схеми магістрального живлення з взаємним резервуванням підвищують надійність живлення, створюють зручності для проведення ремонтних робіт на підстанціях, забезпечують можливість відключення незавантажених трансформаторів, у результаті чого знижуються втрати електроенергії.

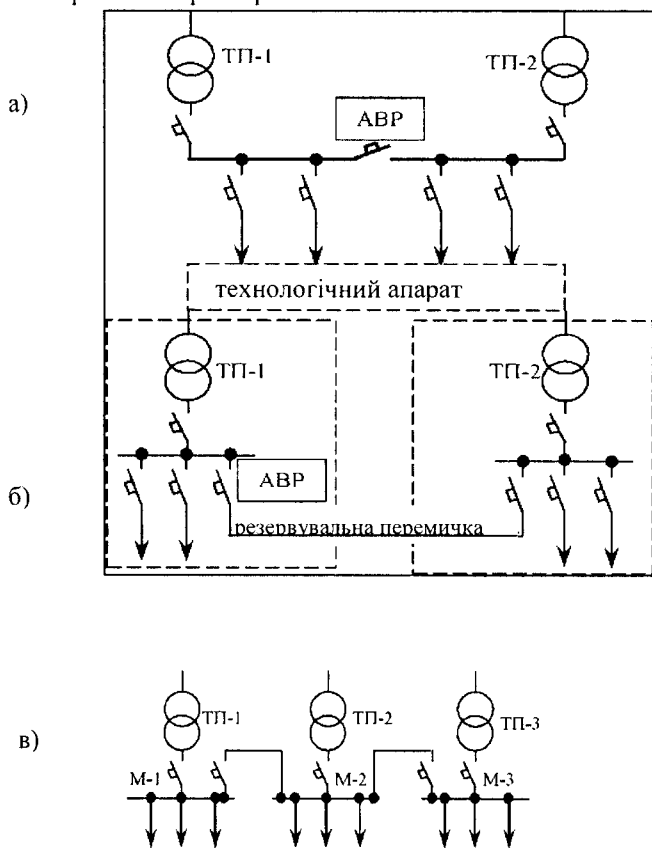


Рисунок 2.2 – Схеми двостороннього живлення:

а – магістральна з розподільним шинопроводом; б – радіальна з резервувальною перемичкою; в – із взаємним резервуванням магістралей

### 2.3 Розрахунок і захист мереж змінного струму напругою до 1 кВ

Згідно з ПУЕ розрахунок мереж напругою до 1 кВ за економічною густиною струму здійснюється для підприємств, що мають число годин



використання максимуму  $T_m > 5000$ . Практично за економічною густиною струму розраховують лише мережі постійного струму в електролізних установках, для яких  $T_m$  сягає 8000 і вище. Це положення пояснюється тим, що переріз, обраний за економічною густиною струму в мережах напругою до 1 кВ, у 2–3 рази перевищує обраний за технічними умовами.

Переріз провідника, марку якого вибирають залежно від вимог середовища, повинен забезпечити припустиме нагрівання і припустиму втрату напруги при проходженні розрахункового струму  $I_p$ . Крім того, переріз провідника повинен бути погоджений з номінальним струмом плавкої вставки запобіжника або вставки автомата, що захищають дану ділянку мережі від перевантаження і струмів КЗ

### **Вибір перерізу провідників за припустимим нагріванням**

Електричний струм у провіднику виділяє теплову енергію, частина якої витрачається на підвищення його температури, а частина виділяється в навколишнє середовище.

При зміні струму в провіднику або зміні умов охолодження змінюється температура його нагрівання. Якщо величина струму в провіднику або умови охолодження не міняються, то кількість тепла, що виділяється, відповідає кількості тепла, яке виділяється в навколишнє середовище. Настає теплова рівновага, і провідник нагрівається до сталої температури.

Нагрівання змінює фізичні властивості провідника. Підвищується його опір, а отже, збільшується марна витрата електроенергії на нагрівання струмоведучих частин. Надмірне нагрівання провідників небезпечне для ізоляції, викликає перегрів контактних з'єднань, що може спричинити пожежу або вибух.

Надійна, тривала робота проводів і кабелів визначається тривалою припустимою температурою їх нагрівання, величина якої залежить від виду ізоляції. З огляду на умови надійності, безпеки й економічності, ПУЕ встановлюють граничну температуру нагрівання провідників залежно від тривалості проходження струму, матеріалу струмоведучої частини і ізоляції дроту або кабелю.

Струм, що довгостроково протікає по провіднику, при якому встановлюється тривала припустима температура нагрівання, називається **припустимим струмом за нагріванням  $I_{np}$** . Величина його залежить як від марки дроту або кабелю, так і від умов прокладання і температури навколишнього середовища.

Довгостроково припустимі струми навантаження проводів, кабелів і шин зазначені в таблицях ПУЕ, розроблених для температур навколишнього повітря  $+25\text{ }^\circ\text{C}$ , ґрунту  $+15\text{ }^\circ\text{C}$ .

За тривалий розрахунковий струм лінії беруть струм півгодинного максимуму. При виборі повинна дотримуватися умова:  $I_p \leq I_\sigma$ , де  $I_p$  – робочий струм провідника;  $I_{np}$  – припустимий струм провідника.

Якщо температура повітря відрізняється від  $+25\text{ }^\circ\text{C}$ , а землі – від  $+15\text{ }^\circ\text{C}$ , або кабелі прокладаються паралельно, то умови охолодження

змінюються і табличні значення припустимих струмів навантаження перераховують за допомогою поправкових коефіцієнтів (табл. А.15).

При відхиленні температури навколишнього середовища від нормованої встановлюють нове значення припустимого струму навантаження з поправкою на температуру:

$$I'_{np} = K_m I_{np}, \quad (2.1)$$

де  $K_m$  – поправковий температурний коефіцієнт.

При паралельному прокладанні кабелів у землі або в трубах умови їх охолодження погіршуються, що враховується поправковим коефіцієнтом на прокладання  $K_n$ , значення якого вибираються залежно від кількості кабелів, що паралельно прокладаються, і відстані між ними  $I'_{np} = K_n I_{np}$ ; якщо слід враховувати обидва коефіцієнти, тоді  $I'_{np} = K_n K_m I_{np}$ .

Періодичні навантаження, що спостерігаються при повторно-короткочасному режимі роботи електроприймачів, нагрівають провідники менше, ніж струми тривалого режиму. Для порівняння тривалих припустимих струмів зі струмами повторно-короткочасного режиму останні повинні бути перераховані згідно з ПУЕ на умовний «приведений тривалий» струм навантаження. Вибір за нагріванням здійснюють в таких випадках за умови

$$I_d = I_{TB} \sqrt{TB} \frac{1}{0,875}, \quad (2.2)$$

де  $I_{TB}$  – струм (А) повторно-короткочасного режиму роботи електроприймача з тривалістю включення  $TB$ , виражений у відносних одиницях.

За нагріванням тривалим струмом навантаження перевіряють всі провідники електричних мереж у нормальному і післяаварійному режимах. Післяаварійний режим виникає при відключенні пошкодженого елемента системи електропостачання (лінії, трансформатора) і триває до відновлення нормального режиму, але не більше однієї доби. Рівнобіжні лінії, що залишилися включеними, або трансформатори в післяаварійному режимі працюють з припустимим перевантаженням, забезпечуючи живлення навантаження пошкодженого елемента.

Для кабельних і повітряних ліній до 10 кВ включно дозволяється збільшувати табличні значення припустимого струму за нагріванням, якщо при нормальному режимі навантаження на лінію становить 80 % від тривалого припустимого струму за нагріванням, причому перевантаження може продовжуватися не більше 5 діб підряд по 6 год на добу. Значення довгострокового припустимого струму навантаження збільшуються на 25 % на ПЛ і кабелях, прокладених у землі – у траншеї або відкрито, і на 15 % при прокладанні кабелів у землі – у кабельній каналізації.

Вибір перерізу провідника тільки за нагріванням припустимим струмом призводить до великих втрат активної потужності на нагрівання і до значної втрати напруги. Тому для остаточного вибору перерізу слід провести всі розрахунки, необхідні за ПУЕ: за втратою напруги або потужності, за економічною густиною струму. Прийняти треба найбільший, визначений цими розрахунками, переріз провідника.

### **Вибір перерізу провідників напругою до 1000 В з урахуванням захисних апаратів**

Одночасно з електроприймачами треба захищати від ТКЗ і перевантажень живильні й розподільні лінії, перерізи яких обрані за нагріванням тривалим струмом навантаження.

Згідно з ПУЕ від перевантажень необхідно захищати:

1) силові й освітлювальні мережі, виконані всередині приміщень відкрито прокладеними ізолюваними незахищеними провідниками з горючою ізоляцією;

2) силові мережі, коли за умовами технологічного процесу або режиму їх роботи можуть виникати тривалі перевантаження;

3) мережі вибухонебезпечних приміщень і вибухонебезпечних зовнішніх установок незалежно від умов технологічного процесу або режиму роботи мережі.

Переріз провідника, обраного за нагріванням, перевіряють за умовою відповідності обраному апарату захисту:  $I_0 > K_z I_n$ , де  $K_z$  – кратність припустимого тривалого струму провідника відносно номінального струму або струму спрацьовування захисного апарата  $I_n$ .

Переріз провідника – найбільший з обраних за всіма умовами.

## **2.4 Електричні мережі освітлювальних установок. Побудова і розрахунок**

На промислових підприємствах найчастіше мають місце такі два види освітлення:

1) робоче (основне), що забезпечує належну освітленість робочих місць і території;

2) аварійне, що забезпечує у випадку згасання світильників робочого освітлення мінімальну освітленість, необхідну для тимчасового продовження діяльності персоналу і забезпечення безпеки виходу людей з приміщення.

Розрізняють такі системи робочого освітлення:

1) система загального освітлення, призначеного для освітлення якої-небудь площадки в цілому;

2) система місцевого освітлення, призначеного для додаткового освітлення робочих місць, у стаціонарному і переносному виконаннях;

3) система комбінованого освітлення, що передбачає спільне застосування загального і місцевого освітлень.

Характерною рисою місцевого освітлення є те, що його окремі елементи – проводка, світильник та ін. розташовують в робочих місцях, тобто в безпосередній близькості від працюючих; отже, експлуатація цього типу освітлення пов'язана з досить частим стиканням працюючих з елементами освітлювальної установки. Це справедливо як для стаціонарних установок (на верстатах і т. ін.), так і для переносних (при роботах у котлах, каналах і т. ін.).

Однак для переносних установок сказане щодо стикання робітників з елементами устаткування доповнюється ще і великою тривалістю такого зіткнення. У зв'язку з цим питання безпеки при користуванні установками місцевого освітлення є актуальними.

Для світильників місцевого освітлення (стаціонарних і переносних) застосовують напругу не вище 36 В, а при особливо несприятливих умовах роботи (робота в котлах, баках та ін.) – не вище 12 В. Живлення цих світильників беруть від мережі напругою 220 або 127 В через спеціальні трансформатори.

Для аварійного освітлення потрібне створення самостійної електричної мережі. Крім того, в ряді випадків для аварійного освітлення, наприклад у вибухонебезпечних приміщеннях, театрах, на вокзалах та в інших місцях, потрібне незалежне джерело живлення. За останнє можуть слугувати:

- 1) акумуляторна батарея;
- 2) трансформатор, що живиться від системи, незалежної від системи живлення робочого освітлення;
- 3) допоміжні генератори напругою до 1000 В фабрично-заводських електростанцій, генератори пересувних електростанцій і лінії 220–127 В, не пов'язані з джерелом живлення робочого освітлення цеху.

Для роботи як загального, так і місцевого освітлення застосовують мережі, що живляться від силових або спеціально встановлених освітлювальних трансформаторів.

При розбивці світильників на освітлювальні групи треба враховувати технологічні особливості виробництва. Слід прагнути до створення такої системи живлення освітлення в цеху, при якій випадкове згасання ламп однієї з груп давало б можливість персоналу продовжувати роботу, хоча б і зі зниженою інтенсивністю, протягом того періоду часу, що необхідний для поладження пошкодження.

В особливо відповідальних цехах, де перерва в живленні освітлення неприпустима, можливе застосування схеми освітлювальної мережі з живленням від двох різних освітлювальних трансформаторів і розташуванням упереміж з розподільними магістралями, що живлять робоче освітлення (рис. 2.3). У цьому випадку відключення одного з трансформаторів не викликає припинення роботи в цеху. З цієї ж метою можливе виконання живлення з переключенням освітлення з одного

трансформатора на інший за допомогою спеціального автомата (рис. 2.4). Положення автомата після переключення показано пунктиром.

У тих випадках, коли переключення усього або частини освітлення на інше джерело живлення повинно дати повну гарантію забезпечення освітлення (у попередньому випадку, якщо трансформатори підключені до однієї системи шин високої напруги, переключення не забезпечує живлення при аварії на стороні вищої напруги), передбачається переключення освітлення спеціальним автоматом зі змінного струму на постійний (рис. 2.5). Цю систему живлення застосовують для аварійного освітлення на електричних станціях і підстанціях промислових підприємств і енергосистем, у в практиці експлуатації вона показала себе досить надійною. Слід зазначити при цьому, що нульовий провід мережі аварійного освітлення не повинен мати заземлення, тому що у випадку переключення аварійного освітлення на живлення від акумуляторної батареї один з полюсів батареї виявиться заземленим.

При побудові схеми живлення загального електричного освітлення треба передбачати можливість зручного відключення окремих ліній і груп їх для ремонту.

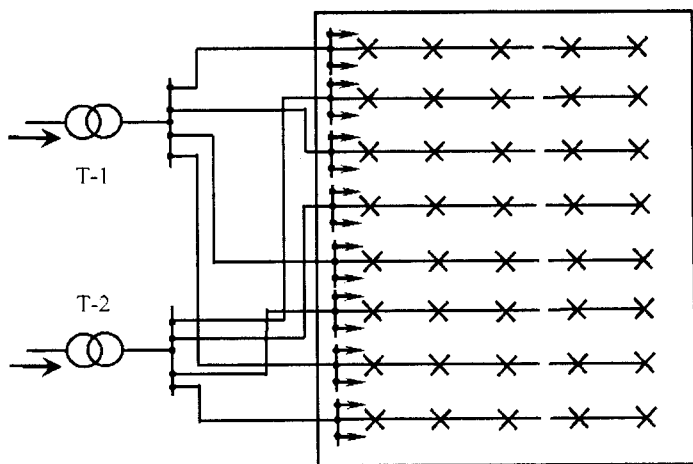


Рисунок 2.3 – Схема живлення освітлювальної мережі в цеху від двох трансформаторів

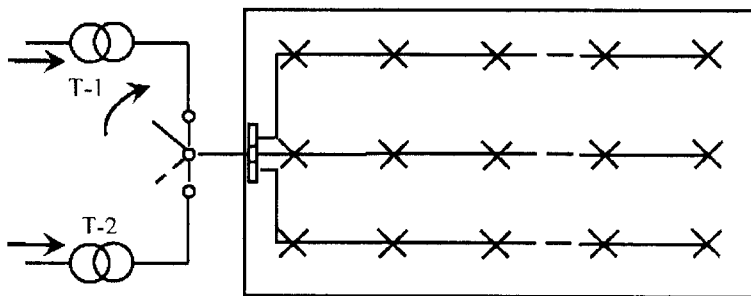


Рисунок 2.4 – Схема живлення освітлювальної мережі в цеху з автоматичним переключенням її з одного трансформатора на інший

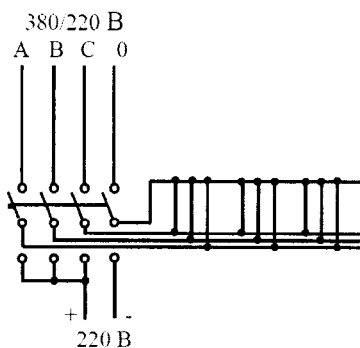


Рисунок 2.5 – Схема живлення з автоматичним переключенням освітлення зі змінного струму на постійний

### Розрахунок освітлювальних мереж

Освітлювальні мережі розраховують:

- 1) за припустимою втратою напруги, що забезпечує в джерелі світла напругу, не нижчу певних значень;
- 2) за припустимим нагріванням проводів;
- 3) за механічною міцністю залежно від умов прокладання.

Основним є розрахунок мережі за величиною розрахункових втрат напруги.

Для виконання розрахунків насамперед необхідно визначити розрахункові навантаження і розрахункові значення втрат напруги.

### Визначення розрахункових навантажень і вибір перерізу

Навантаження освітлювальної мережі визначають за нагріванням методом коефіцієнта попиту:

$$P_p = K_c \sum P_y, \quad (2.3)$$

де  $K_c$  – коефіцієнт попиту;  $\sum P_y$  – сумарна встановлена потужність усіх підключених ламп, кВт.

В установках з газорозрядними лампами розрахункове навантаження містить втрати в ПРА, які беруть у відсотках від номінальної потужності ламп:

для люмінесцентних ламп при стартерних схемах запалювання

$$P_p = 1,25 K_n \sum P_n; \quad (2.4)$$

для люмінесцентних ламп при безстартерних схемах запалювання

$$P_p = 1,3 K_n \sum P_n; \quad (2.5)$$

для ртутних ламп ДРЛ

$$P_p = 1,12 K_n \sum P_n; \quad (2.6)$$

Коефіцієнти попиту рекомендується брати такими:

$K_n = 1$  – для дрібних виробничих будинків і групових мереж освітлення;

$K_c = 0,95$  – для виробничих будинків, що складаються з окремих прогонів;

$K_c = 0,85$  – для виробничих будинків, що складаються з окремих приміщень.

Ці коефіцієнти відносяться до живильних мереж, а групові мережі й усі ланки мережі аварійного освітлення вважаються за навантаженнями із  $K_n = 1$ .

Вибираючи переріз проводів і кабелів з умов припустимого нагрівання, необхідно знати струмові розрахункові навантаження, що визначаються із залежностей:

для однофазної (двопровідної 1ф+N) мережі

$$I_p = P_p 10^3 / (U_\phi \cos \varphi); \quad (2.7)$$

для двофазної (трипровідної 2ф+N) мережі

$$I_p = P_p 10^3 / (2U_\phi \cos\varphi); \quad (2.8)$$

для трифазної (чотирипровідної 3ф+N) мережі

$$I_p = P_p 10^3 / (\sqrt{3}U_n \cos\varphi); \quad (2.9)$$

де  $\cos\varphi = 1$  – для ламп розжарювання;

$\cos\varphi = 0,95$  – для світильників з компенсованими ПРА;

$\cos\varphi = 0,5$  – для світильників з некомпенсованими ПРА і  $\cos\varphi = 0,57$  – для ламп ДРЛ.

По розрахункових струмових навантаженнях (таблицях припустимих струмових навантажень на проводи і кабелі) залежно від роду прокладання визначають їх переріз.

Якщо до трифазної чотирипровідної освітлювальної лінії підключені люмінесцентні лампи або лампи ДРЛ, то струм у нульовому проводі не дорівнює нулю, як у лініях з лампами розжарювання при рівномірному навантаженні фаз. Це обумовлено нелінійністю вольт-амперної характеристики люмінесцентних ламп, а також наявністю ПРА, що викликає несинусоїдальність кривої струму і, внаслідок цього, по нульовому дроту протікає струм вищих і непарних гармонік, кратних трьом.

Відповідно до стандарту на ПРА, де обумовлюється струм у нульовому проводі, він дорівнює:

для компенсованих ПРА –  $\leq I_\phi$ ;

для індуктивних ПРА –  $\leq 0,5I_\phi$ .

Для двофазних (2ф+N) і однофазних (1ф+N) ліній перерізи нульових проводів беруть рівними перерізам фазних.

Для чотирипровідних мереж з лампами розжарювання, де крива струму не спотворюється при рівномірному навантаженні фаз, переріз нульового проводу беруть рівним половині перерізу фазних проводів (на випадок деякої нерівномірності навантажень, що завжди можлива, тому що включення ламп може не збігатися за часом).

Для трифазних ліній із включенням навантажень на лінійну напругу лінійні струми  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$  залежать від порядку проходження фаз (3) або (С-В-А).

При прямому проходженні фаз:



$$\begin{aligned}
 I_A &= \sqrt{I_{AB}^2 + I_{CA}^2 + 2I_{AB}I_{CA}\sin(\varphi_{AB} - \varphi_{CA} + 30^\circ)}, \\
 I_B &= \sqrt{I_{BC}^2 + I_{AB}^2 + 2I_{BC}I_{AB}\sin(\varphi_{BC} - \varphi_{AB} + 30^\circ)}, \\
 I_C &= \sqrt{I_{CA}^2 + I_{BC}^2 + 2I_{CA}I_{BC}\sin(\varphi_{CA} - \varphi_{BC} + 30^\circ)}.
 \end{aligned}
 \tag{2.10}$$

При зворотному проходженні фаз у кожній формулі необхідно поміняти місцями індекси кутів, тобто

$$\begin{aligned}
 I_A &= \sqrt{I_{AB}^2 + I_{CA}^2 + 2I_{AB}I_{CA}\sin(\varphi_{CA} - \varphi_{AB} + 30^\circ)}, \\
 I_B &= \sqrt{I_{BC}^2 + I_{AB}^2 + 2I_{BC}I_{AB}\sin(\varphi_{AB} - \varphi_{BC} + 30^\circ)}, \\
 I_C &= \sqrt{I_{CA}^2 + I_{BC}^2 + 2I_{CA}I_{BC}\sin(\varphi_{BC} - \varphi_{CA} + 30^\circ)}.
 \end{aligned}
 \tag{2.11}$$

Через те, що нам не відома послідовність фаз реальної мережі, необхідно розрахувати струми для обох послідовностей фаз, а переріз вибрати по найбільших.

Для відкрито прокладених пласких проводів (АПП, ППВ і ін.) і тросових проводів (АРТ, АВТ) припустимі токові навантаження визначаються як для кабелів з гумовою і пластмасовою ізоляцією. Якщо використовуються одножильні проводи, прокладені пучками, то переріз їх вибирають з таблиць як для проводів у трубах.

### Вибір перерізу проводів за втратами напруги

У загальному вигляді втрату напруги в мережі визначають за таким виразом:  $\Delta U = I_p R$ .

В освітлювальних мережах індуктивний опір малий і не дає практично помітного збільшення втрати напруги в лінії, що дозволяє не враховувати його при розрахунку мереж.

Для однорідної двопровідної мережі втрата напруги може бути записана в такій формі:

$$\Delta U_i = 2 \cos \varphi \sum I_i R_i,
 \tag{2.12}$$

де  $\cos \varphi = \cos \varphi_i$  – струмові навантаження  $i$ -х присідань;  $R_i$  – опір ділянок від джерела живлення до місця приєднання  $i$ -го навантаження.

У практичних розрахунках зручніше користуватися навантаженнями, заданими не струмами, а потужностями джерел світла і користуватися формулою, де навантаження виражене в кіловатах і втрати напруги в %:

$$\Delta U\% = \frac{2 \cdot 10^5}{\gamma F U_{\phi}^2} \sum M, \quad (2.13)$$

де  $M = P \cdot L$  (кВт·м);  $\gamma$  – питома провідність, м/(Ом·мм<sup>2</sup>);  $F$  – переріз проводу, мм<sup>2</sup>;  $U_{\phi}$  – фазна напруга, В.

Часто позначають через  $\beta = \gamma U_{\phi}^2 / (2 \cdot 10^5)$ , тоді

$$\Delta U\% = \sum M / CF. \quad (2.14)$$

При заданому  $\Delta U\%$  можна визначити  $F = \sum M / C \Delta U\%$ .

Для визначення втрати напруги або перерізу мережі за припустимою втратою необхідно знати коефіцієнти  $\beta$ , що залежать від матеріалу проводів, величини напруги і системи мережі. При врахуванні розподілу припустимої втрати напруги між окремими ділянками мережі зі зменшуваною величиною перерізу проводів у напрямку від джерела живлення до ЕП за цією формулою можна розрахувати мережу за мінімумом витрати провідникового матеріалу.

Якщо мережа розгалужена і відгалуження мають інше число проводів, ніж ділянка, що розраховується, то у цьому випадку використовують формулу

$$F = \frac{\sum M + a \sum m}{C \Delta U\%} = \frac{M_{\Pi}}{C \Delta U\%}, \quad (2.15)$$

де  $U\%$  – припустима втрата напруги від початку ділянки, що розраховується, до її кінця;  $F$  – переріз ділянки, що розраховується; ( $M$  – сума моментів навантажень, що розраховуються, і всіх наступних за напрямком потоку енергії ділянок з тим же числом проводів лінії, що і ділянка, яка розраховується;  $\Delta m$  – сума моментів усіх відгалужень;  $a$  – коефіцієнт приведення моментів мережі відгалуження з іншим числом проводів до ділянки, що розраховується;  $M_{\Pi}$  – приведений момент.

Значення коефіцієнта  $a$  слід вибрати з таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Значення коефіцієнта  $a$

Лінія	Відгалуження	$a$
(3ф+N)	(1ф+N)	1,85
(3ф+N)	(2ф+N)	1,37
(2ф+N)	(1ф+N)	1,33
3ф (без нуля)	2ф	1,15

Мережа, розрахована за останніми формулами, відповідає умові найменшої втрати провідникового матеріалу.

Несиметричні лінії розраховують дещо інакше, тобто розглядається кожна фаза і враховується втрата напруги в нульовому проводі

(чотирипровідна мережа). Втрати напруги в одній з фаз (наприклад, А) визначають за формулою:

$$\Delta U_A = \frac{M_A}{2CF_A} + \frac{M_A - 0,5(M_B + M_C)}{2CF_0}. \quad (2.16)$$

У цьому виразі перший доданок – втрати напруги у фазному проводі, а другий – в нульовому проводі.

## 2.5 Вибір перерізу проводів і жил кабелів напругою вище 1 кВ

При проектуванні розподільної мережі міст і промислових підприємств здійснюють вибір окремих її елементів таким чином, щоб забезпечити економічність і надійність роботи мережі в нормальних і післяаварійних режимах. Одним з важливих питань при цьому є вибір перерізу проводів і жил кабелів з урахуванням ряду технічних і економічних факторів. Серед технічних факторів, що впливають на вибір перерізу, відзначимо такі:

- 1) нагрівання від тривалого виділення теплоти розрахунковим струмом;
- 2) нагрівання від короткочасного виділення теплоти струмом КЗ;
- 3) втрати напруги в жилах кабелів або проводах повітряної лінії від струму навантаження (у нормальному і післяаварійному режимах);
- 4) механічна міцність – стійкість до механічного навантаження.

Вплив і врахування цих факторів при проектуванні повітряних і кабельних ліній не однакові.

Відповідно до ПУЕ вибір економічно доцільного перерізу роблять за так званою економічною густиною струму.

Технічні й економічні умови в процесі розрахунку дають різні перерізи для однієї і тієї ж лінії. Остаточо вибирають переріз, що задовольняє всі вимоги.

### **Вибір перерізу жил кабелів за нагріванням розрахунковим струмом**

Для вибору перерізу жил кабелів за нагріванням визначають розрахункове навантаження і розрахунковий струм і за таблицями ПУЕ вибирають стандартний переріз, що відповідає найближчому більшому значенню струму.

Для кабелів напругою до 10 кВ із паперовою просоченою ізоляцією, що несе навантаження менше номінальних, може допускатися короткочасне перевантаження.

На період ліквідації післяаварійного режиму для кабелів з поліетиленовою ізоляцією допускається перевантаження до 10 %, а для кабелів з полівінілхлоридною ізоляцією – до 15 % номінального на час максимумів навантаження тривалістю не більше 6 год за добу протягом 5 діб, якщо навантаження в інші періоди часу цієї доби не перевищують

номінального. На період ліквідації післяаварійного режиму для кабелів напругою до 10 кВ із паперовою ізоляцією допускаються перевантаження протягом 5 діб.

Вибір перерізів проводів повітряних ліній за нагріванням розрахунковим струмом здійснюється аналогічно вибору перерізів жил кабелів.

### Вибір перерізу жил кабелів за нагріванням струмом КЗ

За законом Джоуля–Ленца кількість теплоти, що виділяється електричним струмом у провіднику, пропорційна квадрату струму  $I^2$ , опору провідника  $r$  і часу  $t$ . Час проходження струму КЗ визначається дією захисних пристроїв і вимикальної апаратури. Для того, щоб пошкодження від термічного (теплого) впливу струму КЗ були найменшими, прагнуть якнайшвидше відключити КЗ. Незважаючи на невелику тривалість процесу при КЗ, можливий значний перегрів провідників через те, що струм КЗ набагато перевищує нормальний струм навантаження. Перегрів понад припустиму температуру може викликати пошкодження ізоляції: вигорання, втрату еластичності, електричної міцності. Швидке нагрівання до певної температури з наступним повільним охолодженням може призвести до відпалювання металу, тобто до втрати механічних якостей провідника. Щоб кабелі були термічно стійкими до струмів КЗ, розрахункова температура  $t_p$  повинна бути не вищою припустимої температури  $t_{прп.}$  для даного матеріалу ( $^{\circ}\text{C}$ ).

Для кабелів з паперовою просоченою ізоляцією  $t_{прп.}$  становить:

до 10 кВ	200;
20–220 кВ	125.

Для кабелів і ізованих проводів з мідними й алюмінієвими жилами й ізоляцією:

полівінілхлоридною і гумовою	150;
поліетиленовою	120.

Визначення температури провідника  $t_p$  при КЗ є досить складним, тому що струм КЗ, що складається з періодичної і аперіодичної складових, змінюється в часі.

У практиці проектування термічну дію струму КЗ оцінюють в  $(A^2 \cdot c)$  і називають тепловим імпульсом  $B_{КЗ}$

$$B_{К.З.} = B_{К.З.п.} + B_{К.З.а.}, \quad (2.17)$$

де  $B_{КЗп.}$  – тепловий імпульс від періодичної складової струму КЗ;  $B_{КЗа.}$  – імпульс від аперіодичної складової струму КЗ. Для схеми живлення споживачів від енергосистеми теплові імпульси обчислюють за такими виразами:

$$B_{К.З.п.} = I_{н.с.}^2 t_{відкл.},$$

$$B_{к.з.а.} = I_{н.с.}^2 T_{а.с.} (1 - e^{-2t_{відкл.}/T_{а.с.}}) \approx I_{н.с.}^2 T_{а.с.} \quad (2.18)$$

(спрощений вираз припустимий при  $t_{відкл.}/T_{а.с.} = 1-2$ ),

де  $I_{н.с.}$  – діюче значення періодичної складової струму КЗ системи;  $t_{відкл.}$  – час відключення КЗ;  $T_{а.с.}$  – постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ енергосистеми:

$$T_{а.с.} = x_{\Sigma} / (\omega r_{\Sigma}), \quad (2.19)$$

де  $x_{\Sigma}$ ,  $r_{\Sigma}$  – результуючі індуктивний й активний опори енергосистеми відповідно;  $\omega = 2\pi f = 314$  – кутова частота (при  $f = 50$  Гц).

Результуючий тепловий імпульс від повного струму КЗ визначають за виразом:

$$B_{к.з.} = I_{н.с.}^2 (t_{відкл.} + T_{а.с.}). \quad (2.20)$$

Мінімально припустимий переріз провідника за умовою термічної стійкості в інженерних розрахунках визначають так :

$$F_{min} = \sqrt{B_{к.з.}} / C, \quad (2.21)$$

де  $C$  – коефіцієнт, значення якого для кабелів залежить від напруги і матеріалу провідника:

з алюмінієвими жилами

6 кВ                    98;

10 кВ                  100;

з мідними жилами

6 кВ                    147;

10 кВ                  150.

#### **Вибір перерізу жил кабелів і проводів за економічними умовами**

Втрати електроенергії при передачі потужності по лінії зростають зі збільшенням опору лінії, що в свою чергу визначається перерізом провідника. Чим більший переріз провідника, тим менші втрати. При цьому зростають витрати кольорового металу і капітальні вкладення на спорудження лінії. Щоб вибрати економічно обґрунтований переріз, слід порівняти капітальні вкладення і щорічні експлуатаційні витрати для декількох варіантів.

Щорічні експлуатаційні витрати складаються з відрахувань на амортизацію, поточний ремонт, обслуговування і з вартості втрат електроенергії. Ці відрахування зростають зі збільшенням перерізу проводів і кабелів, тому що при цьому зростають капітальні вкладення.

Сума зазначених складових річних приведених витрат матиме мінімум при так званому економічно доцільному перерізі  $F_e$ .

Економічно доцільний переріз визначають через розрахунковий струм лінії  $I_p$  і економічну густину струму  $j_e$  за формулою:

$$F_e = \frac{I_p}{j_e}. \quad (2.22)$$

Економічна густина струму нормується ПУЕ залежно від матеріалу провідника і конструкції лінії (кабельна або повітряна) і кількості годин використання максимуму навантаження  $T_M$ .

Однак вибір перерізів за економічною густиною струму не відповідає мінімуму приведених витрат, тому що  $j_e$  нормується з рядом припущень:

1) перерізи, обчислені за формулою (2.22), безперервні, у дійсності ж вони дискретні;

2) економічна густина струму нормується ПУЕ у вигляді дискретних значень, тому що вона встановлена для деякого діапазону кількості годин використання максимуму, насправді ж ця густина є безперервною функцією;

3) коефіцієнти відрахувань від капітальних вкладень при нормуванні  $j_e$  брали однаковими для різних випадків, хоча в дійсності вони неоднозначні для виконання мереж, що відрізняються;

4) вартість втрат електроенергії змінюється в часі, крім того, вона різна для різних районів країни.

Повний облік усіх факторів, що впливають, здійснюється тільки за допомогою приведених витрат. Для вибору перерізів при будівництві мережі за один рік ці витрати (грн/(км·рік)) можуть бути з достатньою точністю подані таким чином:

$$Z_n = (p_n + p_a) K_n + 3I^2 r_0 \tau C_e \cdot 10^{-3}, \quad (2.23)$$

де  $p_n, p_a$  – нормативний і амортизаційний коефіцієнти відрахувань;  $K_n$  – капітальні вкладення в лінію;  $r_0$  – питомий активний опір, Ом·мм<sup>2</sup>/м;  $\tau$  – час максимальних втрат;  $C_e$  – вартість загубленої електроенергії, грн/(кВт·год).

Коли вважати, що  $K_n$  лінійно залежать від перерізу проводів  $F$ , і врахувати, що опір  $r_0$  обернено пропорційний перерізу, то мінімум витрат, за виразом (2.23), приведе до вибору перерізу за економічною густиною струму. При цьому нормована густина струму  $j_e$  може бути уточнена за фактичним значенням  $p_n, p_a$  і  $C_e$ . Однак навіть така уточнена економічна густина струму припускає лінійну залежність  $K_n = f(F)$ . У дійсності ж ця залежність нелінійна, тому отримані в такий спосіб перерізи будуть економічно доцільними, але не оптимальними.

Уникнути зазначених недоліків формалізованого використання в розрахунках  $j_e$  можна шляхом знаходження оптимальних перерізів проводів і кабелів за уточненими показниками. При цьому користуються двома способами вибору перерізів:

1. За приведеними витратами, обумовленими для кожного варіанта. В інженерній практиці для цього застосовують метод економічних інтервалів, що враховує всі фактори, в тому числі дискретність перерізів і нелінійність залежності  $K_x = f(F)$ ;

2. За уточненим значенням економічної густини струму, обумовленим розрахунком для конкретних умов. Такий підхід застосовується також при виборі перерізів струмопроводів на промислових підприємствах.

Досвід використання розглянутих методів вибору перерізів кабельних розподільних мереж 6–10 кВ промислових підприємств дозволяє відзначити наступне. При виборі перерізів кабелів за нагріванням, термічною стійкістю і економічністю визначальним є переріз, обраний за умовою термічної стійкості до струмів КЗ. У зв'язку з цим вибір перерізів кабелів 6–10 кВ за економічними умовами не вимагає високої точності розрахунків і може здійснюватися за допомогою економічної щільності струму відповідно до ПУЕ.

#### **Перевірка перерізів проводів і жил кабелів за втратами напруги**

Перерізи, обрані за технічними і економічними умовами, повинні бути перевірені по втратах напруги. Відхилення напруги на затискачах електроприймачів не повинні виходити за припустимі межі ДСТ 13109-97 (Міждержавний стандарт. Введений в дію як державний стандарт України наказом Держстандарту України від 18 червня 1999 р. № 354 з 01.01.2000 р.). Для вибору перерізів силових і освітлювальних мереж напругою до 1 кВ відхилення напруги є визначальним фактором.

Розподільну мережу 6–10 кВ перевіряють на максимальну втрату напруги від центра живлення до віддаленого споживача. Припустиму втрату напруги в мережі установлюють, виходячи з діапазону пристрою РПН на ГПЖ (ЛГВ) і діапазонів пристроїв ПБВ на підстанціях цехових споживачів електроенергії.

У зв'язку з компактністю генерального плану підприємства звичайно розподільні мережі, перерізи ліній яких обрані за технічними і економічними вимогами, забезпечують припустимі втрати напруги. Тому перевірку за втратами напруги проводять лише при наявності віддалених цехових підстанцій або електроприймачів напругою 6–10 кВ, за самозапусків великих електродвигунів і в деяких інших випадках.

Дещо відрізняються підходи при виборі кабелів у міських мережах.

Розрахунок жил кабелів за припустимою втратою напруги здійснюється за виразом

$$\Delta U_{нб} \leq \Delta U_{прин.}, \quad (2.24)$$

де  $\Delta U_{нб}$  – найбільша втрата напруги в нормальному режимі роботи, В;  
 $\Delta U_{прин.}$  – припустима втрата напруги, В.

Припустима втрата напруги в розподільній мережі 10 кВ до найбільш віддаленого ТП у нормальному режимі, за відсутності живильної мережі 10 кВ, не повинна перевищувати 6 %, а за наявності живильної мережі 10 кВ – 4 %.

Для лінії з декількома ділянками розподільної мережі втрата напруги від шин джерела живлення до найбільш віддаленого навантаження обчислюється за формулою

$$\Delta U_{нб} = \frac{1}{U_{ном}} \left( \sum_{k=1}^n P_k r_k + \sum_{k=1}^n Q_k x_k \right), \quad (2.25)$$

де  $U_{ном}$  – номінальна напруга лінії, кВ;

$P_k, Q_k$  – активна і реактивна потужності на  $k$ -й ділянці лінії, кВт, кВАр;

$r_k, x_k$  – активний і реактивний опори  $k$ -ї ділянки лінії довжиною  $l_k$ , Ом;

$$r_k = r_0 l_k; \quad x_k = x_0 l_k.$$

## 2.6 Конструктивне виконання цехових мереж

Цехові електричні мережі підрозділяються на мережі, що виконуються:

- комплектними шинопроводами;
- кабелями й ізольованими проводами в коробах, на лотках і на кабельних конструкціях;
- кабелями й ізольованими проводами, прокладеними на елементах будівель;
- кабелями й ізольованими проводами в трубах;
- тролейними мережами.

Дуже широке розповсюдження отримали комплектні шинопроводи. Вони бувають магістральні і розподільні.

Номінальні струми магістральних шинопроводів:

630, 1000, 1600, 2500, 4000 і 6300 А.

Номінальні струми відгалужень від магістральних шинопроводів:

160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500 і 4000 А.

Номінальні струми відгалужень від розподільних шинопроводів:

25, 63, 100, 160, 250, 400 А.



Комплектні шинопроводи швидко монтуються, монтаж ведеться цеховою електричною мережею з елементів шинопроводу – секцій. Секції мають три або чотири шини, укладені в оболонку і скріплені самою оболонкою або спеціальними ізоляторами. Конструкції сучасних комплектних шинопроводів виконують електродинамічно і термічно стійкими. Шинопроводи в складеному вигляді встановлюють на спеціальних опорних конструкціях. Відстань між кріпленнями шинопроводів – 3 і 6 м.

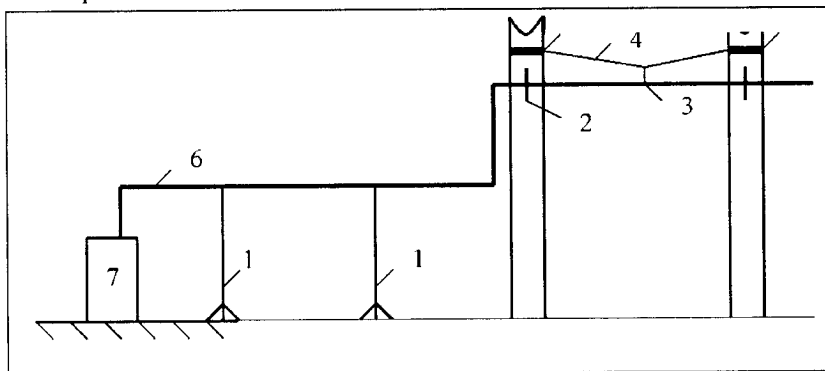


Рисунок 2.6 – Кріплення магістрального шинопроводу:

1 – стояк; 2 – кронштейн; 3 – підвіс; 4 – трос; 5 – обхват; 6 – шинопровід;  
7 – шафа (РПНН) КТП

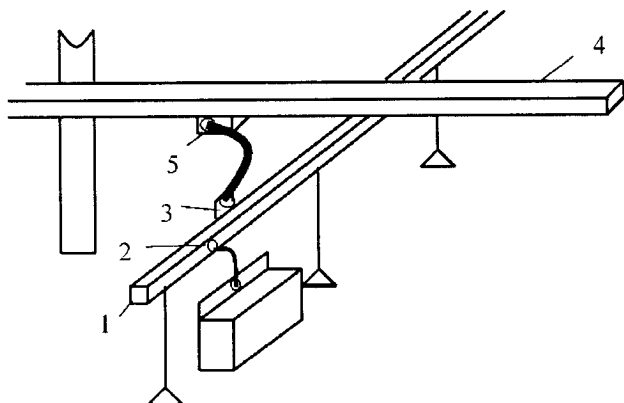


Рисунок 2.7 – Установлення розподільного шинопроводу в цеху:

1 – пряма секція; 2 – коробка відгалуження; 3 – коробка вводу;  
4 – магістральний шинопровід

У коробах і на лотках кабелі й ізольовані проводи укладають безпосередньо, а короби і лотки закріплюються на різних опорних конструкціях.

Кабельні конструкції встановлюють як у виробничих приміщеннях, так і в кабельних каналах та тунелях. Цехові мережі іноді виконують кабелями й ізольованими проводами, прокладеними відкрито на елементах будівель.

Електротехнічне устаткування і мережі в цехах промислових підприємств розміщують в типових електротехнічних зонах. Ці зони визначені для цехів хімічної і машинобудівної промисловості.

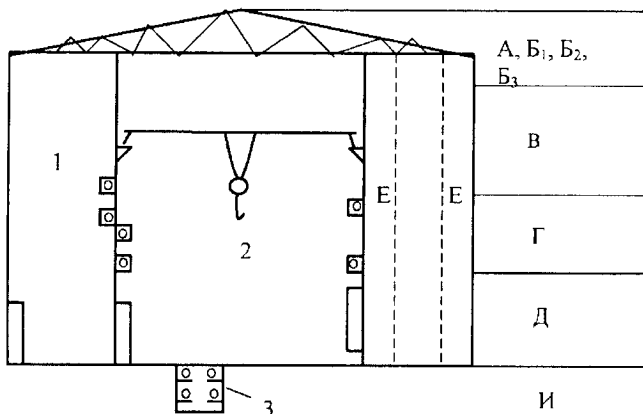


Рисунок 2.8 – Типові електротехнічні зони для розміщення електротехнічного устаткування і мереж: 1 – безкрановий прогон; 2 – крановий прогон; 3 – кабельний канал; А, Б<sub>1</sub>, Б<sub>2</sub>, Б<sub>3</sub>, Г, Д, И – типові зони

### 3 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Електроприймачі споживачів потребують для своєї роботи як активної, так і реактивної потужності. Реактивна потужність виробляється, як і активна, синхронними генераторами і передається по системі електропостачання до споживачів. Величина активної потужності, що виробляється джерелом, визначається так:

$$P = \sqrt{3}UI\cos\varphi = \sqrt{3}S\cos\varphi. \quad (3.1)$$

Кут між векторами струму і напруги визначає ступінь використання потужності джерела струму.

Знижуючи споживання приймачами реактивної потужності, можна зменшити встановлену потужність генератора, трансформаторну потужність підстанцій, збільшити пропускну здатність системи електропостачання, не збільшуючи перерізів кабелів, проводів та інших струмоведучих частин.

Основними споживачами реактивної потужності на промислових підприємствах є асинхронні двигуни. На їх частку припадає 65–70 % споживаної реактивної потужності, 20–25 % припадає на трансформатори і 10 % на повітряні лінії електропередачі та інші приймачі (люмінесцентні лампи, індуктивні печі і т. ін.). На рисунку наведена діаграма, що ілюструє роботу компенсувального пристрою.

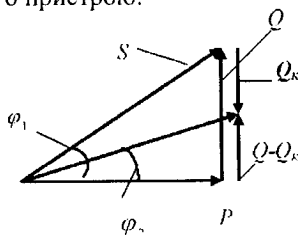


Рисунок 3.1 – Діаграма компенсації роботи пристрою

При зниженні споживання реактивної потужності  $Q$  до  $Q-Q_k$  величина  $\varphi_1$  зменшується до  $\varphi_2$ , що приводить до збільшення коефіцієнта потужності при постійній величині переданої активної потужності.

Способи забезпечення промислових споживачів активною і реактивною потужностями різні. Якщо джерелами активної потужності є тільки генератори електричних станцій, то видів джерел реактивної потужності більше: синхронні машини, батареї конденсаторів, ємнісна провідність повітряних і кабельних ліній електропередачі.

Витрати на виробництво реактивної потужності генераторами електричних станцій, як правило, нижчі, ніж витрати на виробництво

реактивної потужності іншими джерелами. Але передача реактивної потужності від шин електричних станцій по мережах електричної системи і мережах промислових підприємств призводить до додаткових витрат. Це:

- втрати активної потужності й енергії в елементах мережі, по яких передається реактивна потужність  $Q$  при напрузі  $U$ .

$$\Delta P_p = \frac{Q^2}{U^2} R, \quad (3.2)$$

тому що 
$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_a + \Delta P_p;$$

- втрати реактивної потужності в елементах мережі, по яких вона передається:

$$\Delta Q = \frac{Q^2}{U^2} X; \quad (3.3)$$

- збільшуються перерізи провідників і номінальна потужність трансформаторів;

- збільшуються втрати напруги в елементах мережі

$$\Delta U_p = \frac{QX}{U},$$

оскільки: 
$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p. \quad (3.4)$$

Повні витрати на виробництво і передачу всієї необхідної реактивної потужності від шин електричних станцій значно більші, ніж витрати на виробництво реактивної потужності безпосередньо в системі електропостачання. Тому економічно доцільно від генераторів електричних станцій передавати частину реактивної потужності, а більшу частину компенсувати на шинах підстанцій 2–5 рівня. Виникає завдання вибору типів, потужності і місць розміщення компенсувальних пристроїв, що забезпечують баланс реактивної потужності в режимі максимальних і мінімальних навантажень, при мінімумі сумарних витрат на виробництво і передачу реактивної потужності. У системі електропостачання в цілому і для кожного вузла в будь-який момент часу повинен дотримуватися баланс: сума реактивних потужностей, що надходять у вузол і що відходять від вузла, дорівнює нулю. У загальному вигляді рівняння балансу реактивної потужності можна записати:

$$Q_{\Gamma\Sigma} = Q_{n\Sigma} + \Delta Q_{л\Sigma} + \Delta Q_{mp\Sigma}, \quad (3.5)$$

де  $Q_{r\Sigma}$  – сумарне надходження реактивної потужності від її джерел (генераторів);  $Q_{n\Sigma}$  – сумарне реактивне навантаження споживачів;  $\Delta Q_{r\Sigma}$  – сумарні втрати реактивної потужності в лінії мережі;  $\Delta Q_{tr\Sigma}$  – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах мережі.

Кожному конкретному значенню цього рівняння відповідає своє значення напруги (у межах значень, близьких до номінального). Пояснимо це на прикладі.

Нехай у сталому режимі має місце баланс реактивної потужності на межі розподілу мереж енергосистеми і споживача, якому відповідає деяка напруга  $U_n$  у місці підключення навантаження. Цій нарузі відповідає навантаження:

$$S_n = \sqrt{P_n^2 + Q_n^2}. \quad (3.6)$$

Напруга джерела живлення при цьому  $U_u$ . Між  $U_u$  і  $U_n$  існує зв'язок:

$$U_n = U_u - \Delta U = U_u - \frac{P_n R + Q_n X}{U_n}, \quad (3.7)$$

де  $\Delta U$  – втрата напруги в мережі при передачі навантаження  $Q_n$  і  $P_n$ ;  $R$ ,  $X$  – відповідно активний і реактивний опори мережі.

Компенсація реактивної потужності дозволяє знизити втрати напруги в мережі. Якщо до проведення заходів щодо компенсації втрати напруги становлять  $\Delta U$ , то після проведення таких заходів вони становлять:

$$\Delta U' = \frac{P_n R + (Q_n - Q_{к.у.}) X}{U_n}, \quad (3.8)$$

де  $Q_{к.у.}$  – потужність компенсувальних пристроїв. Зниження втрат напруги за рахунок компенсації реактивної потужності становить:

$$\delta U = \Delta U - \Delta U' = \frac{P_n R + Q_n X}{U_n} - \frac{P_n R + (Q_n - Q_{к.у.}) X}{U_n} = \frac{Q_{к.у.} X}{U_n}. \quad (3.9)$$

Тому установлення в споживачів компенсувальних пристроїв з регульованою реактивною потужністю дозволяє їм здійснювати не тільки компенсацію реактивної потужності, але й, у разі потреби, – місцеве регулювання напруги (за рахунок зміни втрат напруги в розподільних і цехових мережах).

### 3.1 Способи і засоби компенсації реактивної потужності

При проектуванні системи електропостачання і її експлуатації розглядаються і впроваджуються заходи, що не потребують спеціальних компенсуювальних пристроїв. До них можна віднести:

- впорядкування технологічного процесу для підвищення коефіцієнта потужності;
- використання синхронних двигунів у всіх випадках, коли це рационально і можливо;
- правильний вибір потужності трансформаторів і двигунів з їх оптимальним навантаженням;
- застосування пристроїв, що обмежують холостий хід приймачів – асинхронних двигунів, трансформаторів, заміна і тимчасове відключення малозавантажених трансформаторів і т. ін.

Однак без технічних засобів здійснити ці заходи неможливо. До таких технічних засобів відносяться **конденсаторні батареї**.

Конденсаторні батареї є основним засобом компенсації реактивної потужності в системі електропостачання.

Головні їхні достоїнства:

- малі втрати активної потужності (0,0025–0,005 кВт/квар);
- простота експлуатації (через відсутність обертових частин, малої маси і відсутності фундаментів);
- можливість збільшення або зменшення встановленої потужності залежно від потреби;
- можливість установлення в будь-якій точці мережі: в окремих електроприймачів, групами в цехах або великих батареях.

До недоліків конденсаторів відносяться:

- залежність генерованої реактивної потужності від напруги мережі:

$$Q_{ген} = \left( \frac{U_c}{U_{б.к.}} \right)^2 Q_{н.б.к.}, \text{ де } U_c - \text{ фактична напруга мережі, кВ; } U_{б.к.} -$$

номінальна напруга конденсаторної установки, кВ;  $Q_{н.б.к.}$  – реактивна потужність конденсаторної батареї при  $U_c = U_n$ ;

- чутливість до переключень живильної напруги (вищих гармонік);
- пожежонебезпечність;
- наявність залишкової напруги.

Залежно від місця підключення конденсаторних установок компенсація може бути розділена на індивідуальну, групову і централізовану.

**1. Індивідуальна** компенсація здійснюється за допомогою статичних конденсаторів, які підключають наглухо до затисків електроприймача. При такій компенсації все коло від джерела живлення до приймача розвантажується від його реактивного струму. Недолік цього способу полягає в тому, що конденсатори при цьому використовуються тільки в

період роботи того електроприймача, до затискачів якого вони підключені. Через це індивідуальна компенсація застосовується для потужних електроприймачів, які працюють у тривалому режимі.

**2. Групова компенсація** здійснюється шляхом підключення конденсаторних установок до розподільних шаф або шинопроводів цехової мережі. Вона широко застосовується в цехах, середовище яких не агресивне і не небезпечне щодо пожежі і вибуху. У іншому разі конденсаторні установки розміщують в окремому приміщенні, така компенсація називається централізованою.

**3. При централізованій компенсації** компенсувальні пристрої підключають до шин цехової трансформаторної підстанції на стороні до 1 кВ або до шин розподільного пункту напругою 10 кВ. При цьому не розвантажується розподільна живильна мережа РП.

Однак компенсація реактивної потужності на багатьох підприємствах за допомогою конденсаторних установок виявилася неефективною через інерційність регулювання їх потужності, оскільки батареї конденсаторів є нерегульованими або ступінчато-регульованими джерелами реактивної потужності. Батарею необхідно розділяти на секції, кожен з яких слід підключати через окремий комутаційний апарат. Це приводить до створення принципово нових компенсувальних пристроїв статичних джерел реактивної потужності (ДРП), до яких висуваються такі вимоги:

- висока швидкість зміни реактивної потужності;
- можливість генерування і споживання реактивної потужності (оскільки батареї конденсаторів здатні тільки генерувати, але не споживати реактивну потужність);
- можливість роботи в умовах впливу вищих гармонік.

Основними елементами статичних ДРП є конденсатор і дросель – накопичувачі електромагнітної енергії і вентиля (тиристори), що забезпечують її швидке перетворення. Розглянемо одну з таких схем, що застосовується в мережах з різкозмінним навантаженням.

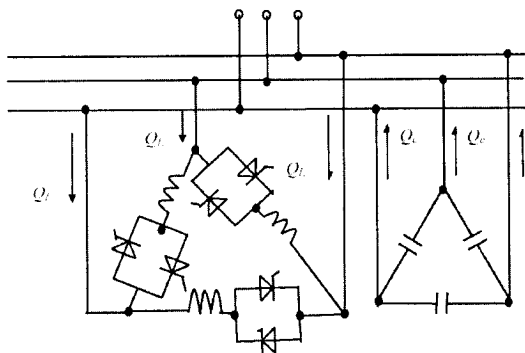


Рисунок 3.3 – Статистичне джерело реактивної потужності

У цій схемі як регульовану індуктивність використовують індуктивність  $L$  і нерегульовану ємність  $C$ . Регулювання індуктивності здійснюють за допомогою тиристорних груп  $V$ .

Як джерела реактивної потужності широко використовуються синхронні двигуни (СД).

У системі електропостачання промислових підприємств доцільно також спільне використання батарей конденсаторів і СД. При цьому конденсатори компенсують базисну частину добового графіка реактивної потужності, а СД знижують головним чином піки графіка. СД являють собою плавно регульоване джерело реактивної потужності. Шляхом зміни струму збудження можна забезпечити регулювання реактивної потужності за будь-яким законом. Вартість автоматичних регуляторів збудження АРЗ невелика. Синхронні двигуни можуть працювати як у режимі генерації, так і в режимі споживання реактивної потужності. Розрізняють режими перезбудження (генерація реактивної потужності) і недозбудження (споживання реактивної потужності) синхронних машин. Синхронні машини мають гарні статичні характеристики за реактивною потужністю. Під статичними характеристиками розуміють залежність реактивної потужності від напруги на вводах синхронної машини  $Q = f(U)$ . При зниженні напруги до певного рівня синхронні машини збільшують генерацію реактивної потужності і тим самим сприяють усуненню дефіциту реактивної потужності, викликаного зниженням напруги. Розглянемо статичні характеристики реактивної потужності  $Q_p$ , що може призвести до генерації, для одного з синхронних двигунів, побудовані у відносних одиницях при різних коефіцієнтах завантаження двигуна.

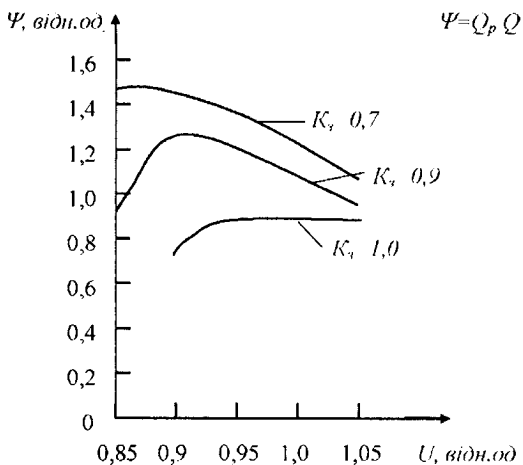


Рисунок 3.4 – Зміна реактивної потужності синхронного двигуна, що може призвести до генерації



За базисні умови взято номінальну напругу  $U_{ном}$  і номінальну реактивну потужність  $Q_{ном}$ .

При глибоких аварійних зниженнях напруги в синхронних машинах відбувається автоматичне форсування збудження, що призводить до істотного збільшення генерації реактивної потужності. Синхронні машини мають гарні динамічні характеристики за реактивною потужністю, що відбивають реакцію синхронної машини за реактивною потужністю на коливання напруги в електричній мережі. У синхронних машин коливання напруги викликають зміни реактивної потужності, що знаходяться в протифазі зі зміною реактивної потужності споживачів. У результаті синхронні машини згладжують графік реактивної потужності і сприяють зменшенню коливань напруги.

Синхронні машини порівняно з конденсаторами малочутливі до зміни такого показника якості електричної енергії, як несинусоїдальність напруги, тому можуть використовуватися як джерело реактивної потужності в електричних мережах, що живлять потужні вентильні перетворювачі.

### 3.2 Компенсація реактивної потужності в електричних мережах загального призначення

Визначення потужності батарей конденсаторів у мережах до 1 кВ.

Розрахункова потужність батарей конденсаторів до 1 кВ визначається двома послідовними розрахунковими етапами:

- вибір економічно оптимальної кількості трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій;
- визначення додаткової потужності батарей конденсаторів з метою оптимального зниження втрат у трансформаторах і в мережі 10 кВ підприємства, що живить ці трансформатори.

Сумарну розрахункову потужність батарей конденсаторів визначають так:

$$Q_{н.к.} = Q_{н.к.(1)} + Q_{н.к.(2)} \quad (3.10)$$

де  $Q_{н.к.(1)}$  і  $Q_{н.к.(2)}$  – сумарні потужності батарей, обумовлені на двох зазначених етапах розрахунку.

Сумарна  $Q_{н.к.}$  потужність батарей конденсаторів розподіляється між окремими трансформаторами пропорційно їх реактивним навантаженням.

Для кожної технологічно концентрованої групи цехових трансформаторів однакової потужності мінімальне їх число, необхідне для

живлення найбільшого активного навантаження, визначається за формулою

$$N_{T \min} = P_{M.T} / (\beta_T S_T) + \Delta N, \quad (3.11)$$

де  $P_{M.T}$  – найбільше сумарне розрахункове, активне навантаження даної групи трансформаторів;  $\beta_T$  – коефіцієнт завантаження трансформаторів;  $S_T$  – прийнята номінальна потужність одного трансформатора;  $\Delta N$  – добавка до найближчого більшого цілого числа.

Економічно оптимальну кількість трансформаторів визначають за формулою

$$N_{T.E} = N_{T \min} + m, \quad (3.12)$$

де  $m$  – додаткова кількість трансформаторів, обумовлена залежно від  $N_{T \min}$  і  $\Delta N$  за рис. А.16 додатку. При трьох і менше трансформаторах їх потужність вибирається, виходячи з найбільшого активного навантаження відповідно до умови:

$$S_T \geq P_{M.T} / (\beta_T N). \quad (3.13)$$

За обраною кількістю трансформаторів визначають найбільшу реактивну потужність, що доцільно передати через трансформатори в мережу напругою до 1 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(N_{T.E} \beta_T S_T)^2 - P_{M.T}^2}. \quad (3.14)$$

Сумарна потужність батареї конденсаторів для даної групи трансформаторів на першому етапі розрахунків становить;

$$Q_{н.к(1)} = Q_{M.T} - Q_T, \quad (3.15)$$

де  $Q_{M.T}$  – сумарне розрахункове реактивне навантаження. Якщо виявиться, що  $Q_{н.к(1)} < 0$ , то на першому етапі розрахунків установа батареї конденсаторів не потрібне, тоді  $Q_{н.до(1)} = 0$ .

Додаткову сумарну потужність батарей конденсаторів для даної групи трансформаторів  $Q_{н.к(2)}$  визначають так:

$$Q_{н.к(2)} = Q_{M.T} - Q_{н.к(1)} - \gamma N_{T.E} S_T, \quad (3.16)$$

де  $\gamma$  – розрахунковий коефіцієнт, обумовлений залежно від показників  $K_1$  і  $K_2$  і схеми живлення цехової підстанції (для радіальної схеми цей коефіцієнт визначається за рис. А.17 додатку; для магістральної з двома трансформаторами – за рис. А.18 додатку; для магістральної з трьома і

більше  $\gamma = K_{I,30}$ ; для двоступінчастої схеми живлення трансформаторів від РП 10 кВ, на яких відсутні джерела реактивної потужності,  $\gamma = K_{I,60}$ ).

Значення  $K_I$  рекомендується приймати за табл. А.19 додатку, значення  $K_2$  – за табл. А.20 додатку. Якщо виявиться, що  $Q_{н.к.(2)} < 0$ , то для даної групи трансформаторів  $Q_{н.к.(2)} = 0$ .

### 3.3 Визначення реактивної потужності, що генерується синхронними двигунами

Кожен установлений синхронний двигун є джерелом реактивної потужності, що визначається так:

$$Q_{с.д} = P_{с.д.ном} \beta_{с.д} \operatorname{tg} \varphi_{ном} \quad (3.17)$$

де  $P_{с.д.ном}$  – номінальна активна потужність;  $\beta_{с.д}$  – коефіцієнт завантаження за активною потужністю.

### 3.4 Визначення потужності батарей конденсаторів у напругою понад 1000 В

Для кожної цехової ПС визначають некомпенсоване реактивне навантаження на стороні 10 кВ кожного трансформатора:

$$Q_{м.нагр} = Q_{м.т} - Q_{н.к.ф} + \Delta Q_m \quad (3.18)$$

де  $Q_{м.т}$  – найбільше розрахункове реактивне навантаження трансформатора;  $Q_{н.к.ф}$  – фактично прийнята потужність батарей конденсаторів;  $\Delta Q_m$  – сумарні реактивні втрати в трансформаторі при його коефіцієнті завантаження  $\beta_m$ , квар.

Таблиця 3.1 – Коефіцієнт завантаження трансформатора  $\beta_m$

Номінальна потужність тр-ра, кВА	Завантаження трансформатора $\beta_m$					
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
400	13	15	18	20	23	26
630	20	23	28	33	39	45
1000	28	34	41	49	58	69
1600	41	51	62	75	90	107
2500	62	79	99	121	146	175

Для кожного РП або ПС визначають його некомпенсоване реактивне навантаження  $Q_{pn}$  як суму реактивних потужностей, що живляться від цехових ПС та інших споживачів:

$$Q_{B.K} = \sum_{i=1}^n Q_{p.n.i} - Q_{E1}, \quad (3.19)$$

де  $Q_{p.n.i}$  – розрахункове реактивне навантаження на шинах 10 кВ  $i$ -го розподільного пункту;  $n$  – кількість РП (або ПС) на підприємстві;  $Q_{E1}$  – вхідна реактивна потужність, задана енергосистемою на шинах 10 кВ. Коли виявиться, що потужність  $Q_{B.K} < 0$ , слід взяти її рівною нулю і за узгодженням з енергосистемою, яка видала технічні умови на приєднання споживачів, установити нове значення вхідної потужності. Сумарна реактивна потужність ВБК розподіляється між окремими РП і ПС на шинах 10 кВ і округлюється до найближчої стандартної потужності ККУ. До кожної секції РП рекомендується підключити компенсувальні пристрої однакової потужності, але не менше 1000 квар. При меншій потужності батареї її слід встановлювати на живильній ПС, якщо вона належить промислового підприємству.

### 3.5 Компенсація реактивної потужності за наявності специфічних навантажень

Розвиток науково-технічного прогресу в промисловості супроводжується широким застосуванням силової напівпровідникової перетворювальної техніки. Це, зокрема, використання тиристорів в електроприводі змінного і постійного струмів, вентильних перетворювачів для електротермічних і електротехнологічних установок різного призначення. Поряд з нелінійними навантаженнями, за яких ми розглядаємо вентильні перетворювачі, є і несиметричні навантаження, причому, симетричне виконання і режими роботи яких неможливі або недоцільні внаслідок конструктивних, технологічних і економічних розумінь. Це:

1. Дугові сталеплавильні печі три- і однофазного виконання;
2. Однофазні установки електрошлакового переплавлення потужністю до  $P = 10\,000$  кВА;
3. Однофазні індукційні печі потужністю до 16 000 кВА.

При цьому багато несиметричних навантажень мають істотно нелінійний характер. Робота таких споживачів у системі електропостачання супроводжується несинусоїдальністю, несиметрією, відхиленнями і коливаннями напруги, значення яких суттєво перевищують припустимі. Наявність таких навантажень значно ускладнює вирішення завдання компенсації реактивної потужності. Вищі гармоніки струму і

напруги, проходячи по елементах системи електропостачання, можуть викликати резонанси струмів у контурі, утвореному індуктивністю мережі і ємністю силових батарей конденсаторів, що приводить останні до перевантажень за струмом і частого виходу їх з ладу. Тому в таких випадках компенсація за допомогою звичайних батарей статичних конденсаторів на підприємствах з високим рівнем вищих гармонік практично виявляється неефективною. Так, прокатний цех металургійного заводу має до 30 % вентильно-перетворювального навантаження, де коефіцієнт несинусоїдальності перевищує 10 % і конденсаторні установки виявляються непрацездатними через перевантаження їх струмами вищих гармонік. У цих випадках при КРП (компенсатори реактивної потужності) застосовують спеціальні схеми: конденсаторні батареї з послідовно включеними реакторами для їх захисту від перевантаження за струмом або за допомогою фільтрів, що здійснюють компенсацію реактивної потужності і фільтрацію вищих гармонік.

У даний час випускаються установки, які одночасно здійснюють компенсацію реактивної потужності основної частоти, фільтрацію вищих гармонік, компенсацію коливань напруги і симетрування напруги мережі.

Компенсація реактивної потужності в електричній мережі з нелінійними навантаженнями.

У вузлі мережі підприємства з нелінійними навантаженнями допускається використання як джерела реактивної потужності конденсаторних установок, якщо виконуються такі умови:

а) для вентильних перетворювачів

$$S_{K3}/S_{н.л.} \geq 200,$$

б) для інших нелінійних навантажень

$$S_{K3}/S_{н.л.} \geq 100,$$

де  $S_{K3}$  – потужність КЗ для даного вузла мережі;  $S_{н.л.}$  – сумарна потужність нелінійного навантаження.

При невиконанні цих умов питання про КРМ у вузлі мережі з нелінійним навантаженням вирішується з застосуванням спеціальних пристроїв.

Вплив нелінійних навантажень на мережу підприємства оцінюють за допомогою коефіцієнта несинусоїдальності :

$$K_{н.с.} = 100 \sqrt{\sum_{v=2}^n U_v^2 / U_{ном}^2}, \quad (3.20)$$

де  $U_v$  – діюче значення напруги  $v$ -ї гармоніки;  $U_{ном}$  – номінальна напруга мережі;  $n$  – порядковий номер останньої з гармонік, що враховуються.

Для обчислення  $K_{н.с.}$  потрібно визначити рівень напруги окремих гармонік, що викликані нелінійним навантаженням.

Фазну напругу гармоніки в розглянутій точці мережі підприємства знаходять за формулою:

$$U_v = I_v \nu U_{н.л} U_n / S_{к.з.}, \quad (3.21)$$

де  $I_v$  – діюче значення фазного струму  $v$ -ї гармоніки;  $\nu$  – порядковий номер гармоніки;  $U_n$  – номінальна напруга розглянутої мережі;  $U_{н.л}$  – напруга в точці підключення нелінійного навантаження (якщо розглянута точка збігається з точкою приєднання нелінійного навантаження, то  $U_{н.л} = U_n$ ).

Для розрахунку  $U_v$  необхідно попередньо визначити струм відповідної гармоніки, що залежить не тільки від електричних параметрів, але й від типу нелінійного навантаження.

• Розглянемо розрахунок гармоніки струму для найбільш розповсюдженого нелінійного навантаження – вентиляльних перетворювачів. Для одиночного вентилячного перетворювача значення фазного струму  $v$ -ї гармоніки розраховується за такою формулою:

$$I_v = \frac{m S_{н.р}}{\sqrt{3} \pi U_n x_* \nu^2} \sin \varphi \sin \left( \frac{3 \nu x_*}{m \sin \varphi} \right), \quad (3.22)$$

де  $m$  – число фаз випрямляча перетворювача;

$S_{н.р}$  – споживана потужність перетворювача;

$x_*$  – сумарний індуктивний опір мережі, приведений до потужності трансформатора перетворювача;

$\varphi$  – кут, що характеризує коефіцієнт реактивної потужності перетворювача ( $\sin \varphi = Q_{н.р} / S_{н.р}$ ,  $Q_{н.р}$  – реактивна потужність перетворювача).

Залежно від схеми випрямляча одиночного перетворювача рекомендується враховувати такі гармоніки струму: при 6-фазній схемі – 5, 7, 11, 13; при 12-фазній – 11, 13, 23, 28; при 24-фазній – 23, 25, 47, 49.

В інженерних розрахунках допускається визначення гармонік до 13-го порядку за спрощеною формулою:  $I_v = S_{н.р} / (U_n \nu \sqrt{3})$ .

Для мереж з вентиляльними перетворювачами можна, не обчислюючи гармоніки струму і напруги, визначити коефіцієнт несинусоїдальності за формулою:

$$K_{н.с.} = \frac{S_{н.р}}{S_{к.з.}} \sqrt{\frac{0,955 \sin \varphi}{S_{н.р} / S_{к.з.} + x_{н.р.}} - 0,91}, \quad (3.23)$$

де  $x_{n.p.*} = U_{к.з} (1 + \kappa_p / 4) S_{n.p.} / 100 S_{mp}$  – індуктивний опір перетворювального агрегата;

$U_{КЗ}$  – напруга КЗ трансформатора перетворювача, %;

$\kappa_p$  – коефіцієнт розщеплення обмотки трансформатора (з каталогу);

$S_{mp}$  – номінальна потужність трансформатора.

• Для дугової сталеплавильної печі (ДСП) при визначенні сили струму гармонік у режимі розплавлення достатньо враховувати тільки з 2-ї по 7-му гармоніки. Сила струму залежить від кількості і потужності ДСП та для практичних розрахунків:

- для однієї ДСП  $I_v = I_{n.m.} / v^2$ ,

де  $I_{n.m.}$  – номінальна сила струму грубого трансформатора;

- для групи однакових ДСП  $I_{v.zp.} = I_v \sqrt[4]{N}$ ,

де  $N$  – одночасно працюючих ДСП у режимі розплавлення;

- для групи печей різної потужності

$$I_{v.zp.} = I_{v.max} \sqrt[4]{\sum_{i=1}^n (S_{n.m.i} / S_{n.m.max})}, \quad (3.24)$$

де  $S_{n.m.i}$  – потужність  $i$ -го грубого трансформатора;

$S_{n.m.max}$  – максимальна потужність грубого трансформатора в групі ДСП;

$I_{v.max}$  – струм гармоніки грубого трансформатора максимальної потужності;

$n$  – число працюючих печей.

Визначення струмів гармонік, генерованих установками дугового і контактного електрозварювання змінного струму.

Для установки дугового або контактної зварювання сила струму гармонік (рекомендується враховувати тільки 3-ю і 5-у) становить:

- для одиначної установки –

$$I_v = S_m \beta_{cs} \sqrt{TB} / v^2 U_{ном}, \quad (3.25)$$

де  $S_m$  – номінальна потужність трансформатора;

$\beta_{cs}$  – коефіцієнт завантаження;  $TB$  – тривалість включення.

- для групи установок дугового електрозварювання при незалежному режимі роботи:

$$I_{v,sp} = \sqrt{\sum_{i=1}^n I_{v,i}^2}, \quad (3.26)$$

де  $I_{v,i}$  – сила струму  $v$ -ї гармоніки  $i$ -ї установки;  
 $n$  – загальна кількість працюючих установок.

Визначення струмів гармонік, генерованих установками дугового електрозварювання постійного струму.

Рекомендується враховувати тільки 5, 7 і 11 – у гармоніки:

- для одиничної установки –

$$I_v = \frac{I_{ce}}{\nu},$$

де  $I_{ce}$  – номінальний струм первинного струму установки;

- для групи установок –

$$I_{v,sp} = \sqrt{\sum_{i=1}^n I_{v,i}^2}, \quad (3.27)$$

де  $I_{v,i}$  – сила струму  $v$ -ї гармоніки  $i$ -ї установки;

$n$  – загальна кількість працюючих установок.



## 4 ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ І ВПЛИВ ЇЇ НА НОРМАЛЬНУ РОБОТУ СПОЖИВАЧІВ

### 4.1 Якість електричної енергії

Електроенергія як товар має цілий ряд специфічних властивостей. Вона безпосередньо використовується під час створення інших видів продукції і має істотний вплив на економічні показники виробництва і якість виробів, що випускаються. Поняття якості електроенергії відрізняється від якості інших товарів. Якість електроенергії проявляється через якість роботи електроприймачів (ЕП). Тому, якщо ЕП працює незадовільно, а якість електроенергії відповідає встановленим вимогам, то причину слід шукати в якості виготовлення ЕП. Якщо показники якості електроенергії не відповідають вимогам, то висувуються претензії постачальнику – організації, що постачає електроенергію.

Якість електроенергії на місці виробництва не гарантує її якості в точці приєднання споживача. Характер самого виробничого процесу істотно впливає на показники якості електроенергії і в точці приєднання вони можуть бути різними до та після вмикання споживача. Якість електроенергії є складовою електромагнітної сумісності, що характеризує електромагнітне середовище. Електроприймачі і апарати, приєднані до електричних мереж, призначені для роботи при певних номінальних параметрах: номінальній частоті, номінальній напрузі, номінальному струмі, що змінюється за синусоїдальним законом. В системі електропостачання завжди можливе відхилення від цих вимог, які визначаються показниками якості електроенергії.

*Якість електричної енергії* – це сукупність її характеристик за частотою і напругою, які називаються показниками якості електроенергії. Останні визначають вплив електроенергії на електрообладнання, електричні апарати і прилади, приєднані до електричної мережі. Характер цього впливу оцінюється ступенем відповідності цих показників якості електроенергії встановленим вимогам. В термінах електромагнітної сумісності показники якості електроенергії – це рівень електромагнітної перешкоди, що створюється в електричній мережі в єдиному і неперервному процесі виробництва, передаванні, розподілі і споживанні електричної енергії.

Електромагнітна сумісність (ЕМС) характеризує не тільки взаємодію між електричними приладами, апаратами, електрообладнанням і електромагнітним середовищем, але і взаємодії цих технічних засобів між собою. Під ЕМС розуміють здатність електротехнічних засобів або їх елементів нормально функціонувати в даному електромагнітному середовищі, не вносячи неприпустимих електромагнітних завад (ЕМЗ) в це

середовище і не відчуваючи таких з його боку.

Якщо ЕМС не забезпечена, тобто окремі елементи електротехнічного обладнання або установки в цілому не мають заданої завадостійкості до внутрішніх (між елементами) і зовнішніх (відносно приладу) завад, то тим самим створюються умови для:

- функціональних порушень з певними наслідками, пов'язаними з відмовами, зі скороченням терміну служби і виходом з ладу устаткування, браком продукції, аваріями, помилковими спрацьовуваннями захисту і автоматики і под.;

- погіршення якості електроенергії;

- погіршення електромагнітного стану в навколишньому середовищі;

- ураження обслуговуючого персоналу.

Передумовою для цього є невраховані ЕМС або ЕМЗ, захист від яких непередбачений.

Електромагнітна завада – це випадкова електромагнітна дія, здатна спричиняти в електротехнічному пристрої порушення функціонування, відмову або руйнування. Завада може виявлятися як струм, напруга, електромагнітне поле. У практиці розрізняють індуктивні і зовнішні ЕМЗ. До індуктивних відносяться завади, що розповсюджуються по проводах, зокрема по електричній мережі. Зовнішні завади розповсюджуються через навколишній простір. Завади створюються відповідними джерелами, якими можуть бути як електротехнічні пристрої, так і електротехнологічні процеси. Так, наприклад, повітряна лінія високої напруги (пристрій) створює зовнішні завади під час передавання електроенергії (технологічний процес), що впливають на лінії зв'язку. Напруженість електричного і магнітного полів навколо лінії електропередачі характеризує електромагнітний стан. Наприклад, перетворювачі тягової підстанції електрифікованого транспорту створюють індуктивні завади в електричній мережі, від якої вони живляться. Спотворення синусоїдальної форми напруги під впливом струмів вищих гармонік, які протікають по електричній мережі, характеризують електромагнітний стан в цій мережі.

Важливою характеристикою електромагнітного стану є рівень ЕМС. Рівень ЕМС – це встановлене значення ЕМЗ, при якому з найбільшою ймовірністю гарантується нормальна взаємодія (функціонування) всіх технічних пристроїв, які є як джерелами завад, так і пристроями, що піддаються цим завадам.

Так, нормовані (допустимі) значення показників якості електроенергії є тими рівнями ЕМС електричної мережі, при яких гарантується нормальне функціонування будь-яких електротехнічних пристроїв, приєднаних до цієї мережі, якщо ці показники якості електроенергії не перевищують допустимих значень. З іншого боку, електротехнічні пристрої характеризуються своїми допустимими рівнями ЕМС, які визначають їх завадостійкість, при якій і гарантується нормальне функціонування цих пристроїв. Очевидно, що рівні завадостійкості повинні бути вищі за

значення показників якості електроенергії в електричній мережі.

Рівень ЕМЗ може досягти порогового значення, яке перевищує рівень завадостійкості конкретного пристрою, що спричинить порушення його функціонування (відмова). Таке порогове значення називається завадоочутливістю. Порушення функціонування може бути як оборотним, так і необоротним. У першому випадку, після зняття критичного впливу або зниження рівня ЕМЗ, пристрій відновить свої функціональні можливості. В іншому випадку, очевидно під впливом завади, відбулися необоротні зміни в елементах пристрою, внаслідок чого пристрій втратить свої функціональні можливості.

Багато видів індуктивних перешкод призводять до додаткового нагріву електроустаткування або його елементів під впливом підвищеної напруги, струмів вищих гармонік, струмів зворотної послідовності. Додатковий нагрів призводить до порушення ізоляції, руйнування конструктивних елементів електрообладнання і, таким чином, до незворотного порушення функціонування. Проте ефект від додаткового нагріву виявляється не відразу, а згодом. Тому, якщо дія даних завад була короткочасною, то після їх усунення пристрій не втратить своїх функціональних можливостей. Таким чином, час дії ЕМЗ також слід віднести, разом з рівнями, до характеристик ЕМС. Так, наприклад, нормально допустимі рівні ЕМС електричної мережі, її показники якості електроенергії можуть бути перевищені, але не більше, ніж протягом 72 хв за добу, що становить 5% від 24 годин.

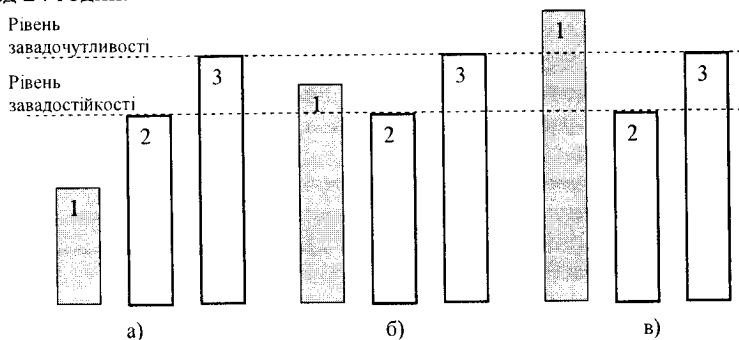


Рисунок 4.1 – Характеристика електромагнітного середовища за рівнями ЕМС

На рисунку 4.1 наведено рівні ЕМС електричної мережі 1 і електроприймача, приєднаного до цієї мережі. При цьому завадостійкість ЕП 2 і його завадоочутливість 3 залишаються постійними, а рівень перешкод в мережі 1 зростає. Очевидно, що у випадку, показаному на рисунку 4.1, а), нормальне функціонування ЕП забезпечене. У випадку,

наведеному на рисунку 4.1, б), нормальне функціонування ЕП може бути забезпечено, якщо тривалість дії ЕМЗ обмежена за часом. І у випадку, показаному на рис. 4.1, в), нормальне функціонування неможливе.

#### 4.2 Характеристики електроенергії і її показники якості

Якість електроенергії враховує всі аспекти ЕМС, але характеризує тільки електричну мережу. Встановлені для неї *допустимі рівні ЕМС називають показниками якості електроенергії*.

Нормативні значення показників якості електроенергії і їх перелік встановлені ГОСТ 13109-97, який є підставою для розробників апаратури і електрообладнання, що приєднуються до мережі, в частині їх завадостійкості, з одного боку, і рівня завад, що вносяться ними, з іншого. Якщо рівень завадостійкості цих технічних засобів вищий гранично допустимих значень показників якості електроенергії в мережі, ЕМС буде забезпечена.

Фактичні значення показників якості електроенергії повинні контролюватися за допомогою спеціалізованих засобів вимірювання в умовах експлуатації, а відповідні характеристики ЕП – шляхом необхідних випробувань при їх розробленні і виробництві.

Всі показники якості електроенергії, які встановлені ГОСТ 13109-97, можуть бути умовно розділені на три групи. До першої групи можна віднести відхилення частоти і відхилення напруги, які пов'язані з особливостями технологічного процесу виробництва і передавання електроенергії. Якість регулювання відхилень частоти і напруги визначає їх рівень в електроенергетичній системі. До другої групи можна віднести показники якості електроенергії, що характеризують несинусоїдність форми кривої напруги, несиметрію і коливання напруги. Джерелами цих спотворень (емітентами) є, головним чином, електроприймачі. Для координації ЕМЗ, що вносяться такими ЕП, необхідне застосування технічних заходів як на етапі розроблення і виробництва, так і в процесі їх експлуатації. До третьої групи можна віднести показники якості електроенергії, що характеризують випадкові електромагнітні явища і електротехнічні процеси, нерозривно пов'язані з технологічним процесом виробництва, передавання і споживання електроенергії. До них відносяться провали напруги, перенапруги і імпульси напруги, які виникають в системі електропостачання в більшості випадків в результаті комутацій електрообладнання або розрядів блискавки на лінію електропередачі.

Показники якості електроенергії перших двох груп нормуються стандартом і на них встановлені два допустимих рівні: нормальний і граничний. Показники якості електроенергії третьої групи не нормуються, проте, статистична інформація про них має велике значення для нормальної експлуатації електроенергетичної системи.

*Відхилення частоти.* Частота  $f$  є загальносистемним параметром

режиму ЕЕС і визначається балансом активної потужності. При виникненні дефіциту генерованої потужності в системі відбувається зниження частоти до такого значення, при якому встановлюється новий баланс потужності, що генерується і споживається. При надлишку генерованої потужності навпаки, частота підвищується.

Частота змінного струму в електроенергетичній системі визначається частотою обертання генераторів електростанцій. Номінальне значення частоти 50 Гц (у деяких країнах 60 Гц). У кожен момент часу в ЕЕС повинно бути забезпечено рівність між потужністю генераторів електростанцій і потужністю споживачів з урахуванням втрат потужності в елементах ЕЕС. Регулювання частоти в ЕЕС можливо тільки за наявності резерву активної потужності на електростанціях. Введення резервної активної потужності можливе в ЕЕС за рахунок додаткової витрати енергоносія первинного двигуна (турбіни) генератора.

Якість електроенергії за частотою характеризується відхиленням частоти  $\Delta f$ :

$$\Delta f = f_{\phi} - f_{\text{ном}},$$

де  $f_{\text{ном}}$  – номінальне значення частоти, Гц;  $f_{\phi}$  – фактичне стале (вимірне) значення частоти, Гц.

*Відхилення напруги.* Напряга у вузлах електроенергетичної системи може бути різною і визначається балансом реактивної потужності в цих вузлах. Відмінність фактичної сталої напруги  $U_{\phi}$  в заданій точці мережі від його номінального значення  $U_{\text{ном}}$  характеризується відхиленням напруги  $\delta U$ . Відхилення напруги визначаються у відсотках від значення напруги, номінального для даного вузла ЕЕС:

$$\delta U_{\phi} = \frac{U_{\phi} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100.$$

Зміну рівня напруги у вузлі мережі при передаванні електроенергії по її ділянці можна проілюструвати на прикладі, коли по лінії передаються активна  $P$  і реактивна  $Q$  потужності. Заступна схема лінії наведена на рисунку 4.2.

При даній потужності струм, що протікає по лінії, рівний  $I$ . При цьому і потужність  $\dot{S} = P + jQ$ , і струм  $\dot{I} = I_a - jI_p$ , і опори лінії  $\dot{Z} = R + jX$  є комплексними величинами. Тоді напруги  $\dot{U}_1$  і  $\dot{U}_2$  на кінцях лінії будуть різними через спад напруги в цій лінії. Якщо потужність передається в напрямі, показаному на рисунку, то напруга в кінці лінії буде нижчою, ніж на початку. Різниця цих напруг (якби вона була вимірною вольтметром) називається втратою напруги. Втрата напруги – це різниця модулів напруг на кінцях лінії або  $\Delta U = |\dot{U}_1| - |\dot{U}_2|$ .

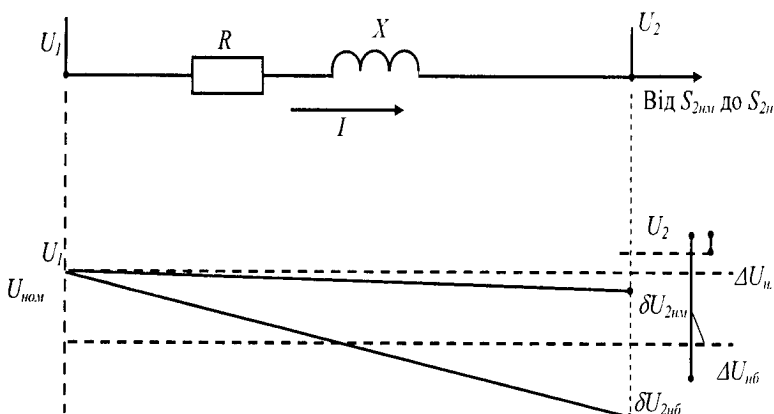


Рисунок 4.2 – Зміна відхилення напруги за відсутності регулювання

На відміну від  $\Delta U$  різниця цих комплексних величин  $\dot{U}_1 - \dot{U}_2$  називається спадом напруги, яке дорівнює  $\Delta \dot{U} = \dot{U}_1 - \dot{U}_2 = I(R + jX)$ .

Через те, що спад напруги – це комплексна величина, розрізняють її поздовжню і поперечну складові (рис. 4.3). Вони можуть бути розраховані за виразами:

для поздовжньої складової

$$\Delta U' = \frac{PR + QX}{U_1}$$

і для поперечної складової

$$\Delta U'' = \frac{PX - QX}{U_1}$$

Ці вирази справедливі для будь-якого елемента передавальної або розподільної мережі.

Поздовжня складова приблизно дорівнює втраті напруги, тобто  $\Delta U \approx \Delta U'$ . Вона характеризує різницю діючих напруг на кінцях елемента мережі (лінія, трансформатор).

Поперечна складова характеризує фазовий зсув (кут) між векторами цих напруг.

Тоді діюче значення міжфазної напруги в кінці лінії при заданій напрузі на її початку  $U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U')^2 + (\Delta U'')^2}$ .

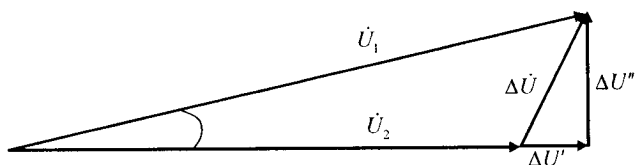


Рисунок 4.3 – Векторна діаграма спаду напруги

Під час розрахунку мереж з номінальною напругою 110 кВ і нижче поперечну складову можна не враховувати. Для таких мереж характерні або приблизна рівність  $R$  і  $X$ , або перевищення  $R$  над  $X$ .

Під час оцінювання відхилень напруги  $\delta U_\phi$  на приймальному кінці даної лінії вимірюється саме напруга  $U_2$ . Тоді

$$\delta U_\phi = \frac{U_{2\phi} - U_{ном}}{U_{ном}} 100\%.$$

Забезпечення вимог за допустимими відхиленнями напруги в кожній точці мережі без спеціальних регулювальних пристроїв можливо тільки тоді, коли сумарні втрати напруги відносно невеликі. Такі умови можуть бути в мережах відносно невеликої довжини з малою кількістю проміжних трансформацій і відносно невеликим навантаженням.

Сучасні ЕЕС характеризуються великою довжиною ліній різних номінальних напруг і багатоступінчастою трансформацією. Тому передавання електроенергії від її джерел до приймачів, коли сумарні втрати напруги великі, неможливе без спеціальних засобів регулювання напруги.

У розподільних електричних мережах відхилення напруги, звичайно, визначаються в характерних точках. Це точки, віддалені від центрів живлення (ЦЖ), які обладнані трансформаторами з регульованими під навантаженнями коефіцієнтами трансформації (РПН).

Добовий діапазон зміни навантаження споживача досить великий, що призводить до зміни втрат напруги в мережі, а отже, і до зміни відхилень напруги у вузлах. Такий приклад наведений на рисунку 4.2, коли напруга на початку лінії  $U_1$  підтримується на рівні, вищому номінального, а потужність навантаження змінюється в діапазоні від  $S_{2\text{нм}}$  до  $S_{2\text{нб}}$ . В даному прикладі напруга  $U_2$  на приймальному кінці нижча тоді, коли навантаження більше.

При цьому відхилення напруги від номінального значення в режимі найбільшого ( $\delta U_{2\text{нб}}$ ) і найменшого ( $\delta U_{2\text{нм}}$ ) навантаження можуть відрізнятись від допустимих значень. У ПУЕ рекомендується підтримувати напругу в ЦЖ на рівні не нижче 105% номінального значення в режимі найбільшого навантаження і не вище 100% – в режимі найменшого

навантаження. Ця вимога відповідає принципу зустрічного регулювання напруги, для реалізації якого використовуються засоби регулювання напруги.

На рисунку 4.4 як засіб регулювання використовується трансформатор з РПН. Регулятор РПН залежно від струму  $I$  навантаження трансформатора змінює його коефіцієнт трансформації  $k_T$ , вводячи ту або іншу добавку напруги  $E$  так, що зі збільшенням струму  $k_T$  знижується і напруга на лінії підвищується. Навпаки, при зниженні струму навантаження  $k_T$  збільшується і напруга знижується. Тепер напруга в режимі найбільшого навантаження вища за  $U_{ном}$ , а в режимі найменшого – нижча.

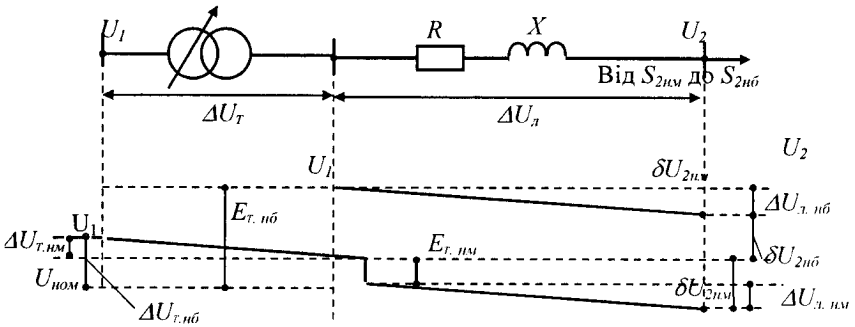


Рисунок 4.4 – Регулювання з допомогою РПН

Коефіцієнт трансформації змінюється так, що при проміжних навантаженнях  $\delta U_{2нм} < \delta U_{нр} < \delta U_{2нб}$ . Енергопостачальна організація може задавати години найбільшого і найменшого навантаження певними інтервалами часу протягом доби. Протягом цих інтервалів навантаження споживача може змінюватися, залишаючись відповідно в діапазонах найбільших або найменших значень. Тому і допустимі відхилення напруги повинні задаватися діапазонами окремо для режимів найбільшого і найменшого навантаження та підтримуватися в заданих діапазонах засобами регулювання напруги.

**Коливання напруги.** Якщо відхилення напруги створюються під впливом відносно повільних змін навантаження, що визначаються його графіком, то швидкі зміни навантаження створюють коливання напруги. Коливання напруги визначаються за лінією, що огинає діючі або амплітудні значення напруги і характеризуються розмахом  $\delta U$ , і частотою повторення змін напруги  $F_{\delta U}$ , або інтервалами між змінами напруги.

Приклад кривої, що огинає амплітудні значення напруги, виміряні дискретно на кожному півперіоді, наведений на рисунку 4.5. Розмах зміни напруги оцінюється у відсотках на кожному півперіоді основної частоти як



$$\delta U_i = \frac{U_{i2} - U_{i1}}{U_{ном}} 100,$$

де  $U_{i2}$  і  $U_{i1}$  – значення екстремумів або екстремуму і горизонтальної ділянки, які настають один за одним.

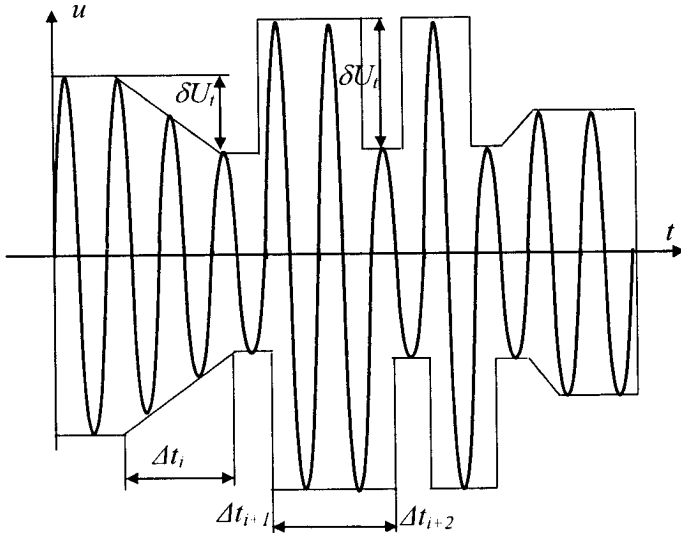


Рисунок 4.5 – Коливання напруги розмахом  $\delta U_i$  тривалістю  $\Delta t_i$  і інтервалом між змінами  $t_{i+2} - t_{i+1}$

Ще однією характеристикою коливань напруги є доза флікера. Необхідність введення показника якості електроенергії, який характеризує коливання напруги, виникла в результаті виявлення дії цього явища на зір людини, що спричиняє фізіологічну втому від мерехтіння світлового потоку, створюваного джерелами світла. Флікер має кумулятивну дію, ефект від якого тим більший, чим більший розмах коливань і частота їх повторення.

Процес зорового сприйняття флікера, що створюється коливаннями прямокутної форми, знаходиться в діапазоні частот  $0 < f < 35$  Гц і амплітудою  $0 < \delta U_i < 10$  % номінальної напруги. Експериментально доведено, що найбільш подразлива дія флікера настає при  $f = 8,8$  Гц, коли  $\delta U_i = 0,29$  %.

Причиною коливань напруги в електричних мережах є потужні ЕП, споживання активної і реактивної потужності яких носить різкозмінний характер. Для таких ЕП характерні такі умови електроспоживання: їх

живлення здійснюється від шин напругою 35–220 кВ, а коливання споживаної активної і реактивної потужностей в діапазоні 10–130 % відбуваються з швидкістю наростання до 200 МВА/с. Як правило, такі ЕП мають нелінійну вольт-амперну характеристику.

До них відносяться в пріоритетному порядку за ступенем дії на погіршення якості електроенергії: дугові сталеплавильні печі, рудно-термічні печі, електродвигуни великої потужності (зокрема, прокатних станів), індукційні печі, машини контактного зварювання, перетворювачі електролізних установок. Так, при роботі дугової печі ДСП-100 на напрузі 35 кВ в період розплавлення розмахи  $\delta U$  в мережі досягають 4,3–8,2% при  $\cos\varphi = 0,1-0,3$ . При цьому частота коливань напруги становить 8,3 Гц.

*Несинусоїдність напруги.* Значну частку навантаження в електричній мережі становлять ЕП з нелінійною вольт-амперною характеристикою. Такі ЕП споживають струм, форма якого суттєво відрізняється від синусоїдної. Приклад спотворення синусоїдної форми кривої і її гармонічних складових наведено на рис. 4.6. Протікання несинусоїдного струму елементами електричної мережі створює в них спад напруги, що визначається кривою струму. Це і є причиною спотворення синусоїдної форми напруги в тій або іншій точці (вузлі) мережі.

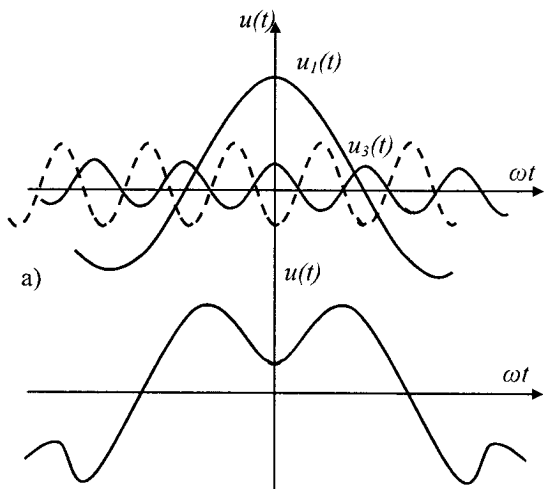


Рисунок 4.6 – Спотворення синусоїдної форми кривої напруги  $u(t)$  гармоніки  
 а – гармонічний склад напруги (1, 3, 5-та гармоніки);  
 б – результуюча (спотворена) форма кривої  $u(t) = u_{(1)}(t) + u_{(3)}(t) + u_{(5)}(t)$

Найбільш поширеними джерелами нелінійних спотворень є перетворювачі. Струм, споживаний перетворювачем, в першому

наближенні має не синусоїдну, а трапеціїдну форму.

Цей несинусоїдний струм  $i(\omega t)$  як функція часу  $t$  змінюється періодично з частотою мережі  $f = 50$  Гц, що відповідає його кутовій частоті  $\omega = 2\pi f = 314$  рад/с. Відповідно до відомих в математиці методів (розкладання Фур'є) несинусоїдний струм може розглядатися як сума синусоїдних струмів, кожний з яких має свою частоту, кратну основній. Ці складові називаються гармоніками. Тоді струм

$$i(\omega t) = I_1 \sin \omega t + I_2 \sin 2\omega t + I_3 \sin 3\omega t + \dots + I_n \sin n\omega t,$$

де  $I_n$  – амплітуда гармоніки;  $n$  – кратність гармоніки відносно основної частоти або порядок гармоніки.

Ці струми, протікаючи елементами мережі (лінії, трансформатори), створюють на них спад напруги. В результаті напруга в точці приєднання перетворювача відрізняється від напруги джерела живлення. Причому ці спади напруги встановлюються для кожної гармоніки окремо так, що, підсумовуючись, вони зумовлюють несинусоїдність напруги у вказаній точці, де

$$u(t) = U_{дж} \sin \omega t + \Delta U_{(1)} \sin \omega t + \Delta U_{(2)} \sin 2\omega t + \dots + \Delta U_{(n)} \sin \omega t.$$

Для ілюстрації таке спотворення синусоїдної форми кривої показано на рис. 4.6. Результуюча крива напруги обумовлена наявністю в ній складових (гармонік) 1-го порядку  $u_{(1)}$  (основна гармоніка частотою 50 Гц) і вищих порядків: 3-го –  $u_{(3)}$  і 5-го –  $u_{(5)}$ , частота яких відповідно в 3 і 5 разів більша за основну.

Оскільки основна частота ( $f = 50$  Гц) може змінюватися в певних межах, то і частота  $i$ -ї гармоніки змінюється. Тому гармоніки характеризують не частотою, а порядком, який вказує їх кратність відносно основної частоти. Для оцінювання якості електроенергії за несинусоїдністю враховують весь ряд гармонік від 2-ї до  $N$ -ї. Через різні властивості елементів мережі відносно гармонік і причин, що зумовлюють їх генерування, розрізняють непарні (5, 7, 11, ...) , парні (2, 4, 8, 10, ...) і кратні трьом (3, 6, 9, ...) гармоніки. Гармонічний склад кривої напруги характеризують коефіцієнтом  $n$ -ї гармонічної складової напруги  $K_{U(n)}$ , %:

$$K_{U(n)} = \frac{U_{(n)}}{U_{(1)}} 100\%,$$

де  $U_{(n)}$  – амплітуда  $n$ -ї гармоніки, В;  $U_{(1)}$  – амплітуда 1-ї гармоніки, В.

В цілому несинусоїдність напруги характеризується коефіцієнтом спотворення синусоїдної форми кривої напруги  $K_U$ :

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N U_{(n)}^2}}{U_{(1)}} 100.$$

Джерелами гармонічних спотворень в ЕЕС є не тільки перетворювачі, але і інші ЕП, що мають нелінійні характеристики: дугові сталеплавильні печі, статичні тиристорні компенсатори, трансформатори з нелінійними вольт-амперними характеристиками, індукційні печі, електричні машини, що живляться через вентиляльні перетворювачі, телевізійні приймачі, люмінесцентні та ртутні лампи.

Побутова техніка також є джерелом вищих гармонік, оскільки з метою автоматизації керування оснащена пристроями з нелінійними характеристиками. Так, в кольорових телевізорах використовуються транзисторні регулятори або інвертори з захистами від перенапруг і надструмів. Інші побутові прилади, радіоприймачі, стереосистеми, зарядні пристрої також генерують струми, що створюють гармоніки, кратні трьом. Істотним джерелом таких гармонік є люмінесцентні лампи. При цьому гармоніки, кратні трьом, від різних джерел практично збігаються за фазою і додаються алгебраїчно, тобто їх взаємної компенсації природним шляхом не відбувається.

Розповсюдження гармонік струму мережею залежить від її параметрів і конфігурації. При розповсюдженні гармонік струму від їх джерела у напрямі мережі вищої напруги гармонічні спотворення напруги, звичайно, знижуються, тобто  $K_U$  і  $K_{U(n)}$  зменшуються. Рівень цих показників якості електроенергії в мережах нижчої напруги, навпаки, вищий.

*Несиметрія напруги.* Електроприймачі, які отримують живлення тільки від однієї або двох фаз трифазної мережі, утворюють несиметричне навантаження. Типовим прикладом таких ЕП є побутова техніка, освітлення. У промисловості – це зварювальне устаткування, індукційні печі, тягові підстанції електротранспорту, який працює на змінному струмі. В електричних мережах – це лінії електропередачі, фазні проводи яких через своє розташування зумовлюють несиметричні опори фаз лінії. Причому ця несиметрія може бути такою, що для симетрування опорів фаз лінії електропередачі доводиться застосовувати транспозицію проводів.

Несиметричне навантаження трифазної системи електропостачання призводить до того, що струми в її елементах і напруги на них також несиметричні. Так, система напруг, показана на рис. 4.7, а, несиметрична, оскільки її фазні напруги  $\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$  і міжфазні напруги  $\dot{U}_{AB}, \dot{U}_{BC}, \dot{U}_{CA}$  не рівні між собою і зсунуті на одна відносно одної на кут, відмінний від  $120^\circ$ .

Для характеристики несиметрії напруг (струмів) використовують метод симетричних складових. Згідно з цим методом несиметрична трифазна система може бути подана у вигляді трьох симетричних, які

утворюють пряму  $\dot{U}_{A1}, \dot{U}_{B1}, \dot{U}_{C1}$ , обернену  $\dot{U}_{A2}, \dot{U}_{B2}, \dot{U}_{C2}$  і нульову  $\dot{U}_{A0}, \dot{U}_{B0}, \dot{U}_{C0}$  послідовності. Так, наприклад, для фази А кожна з вказаних послідовностей визначається з виразів:

$$\dot{U}_{A1} = \frac{1}{3}(\dot{U}_A + a\dot{U}_B + a^2\dot{U}_C); \quad \dot{U}_{A2} = \frac{1}{3}(\dot{U}_A + a^2\dot{U}_B + a\dot{U}_C);$$

$$\dot{U}_{A0} = \frac{1}{3}(\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C),$$

де  $\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$  – несиметричні фазні напруги;  $a = e^{j120^\circ}$  – оператор трифазної системи.

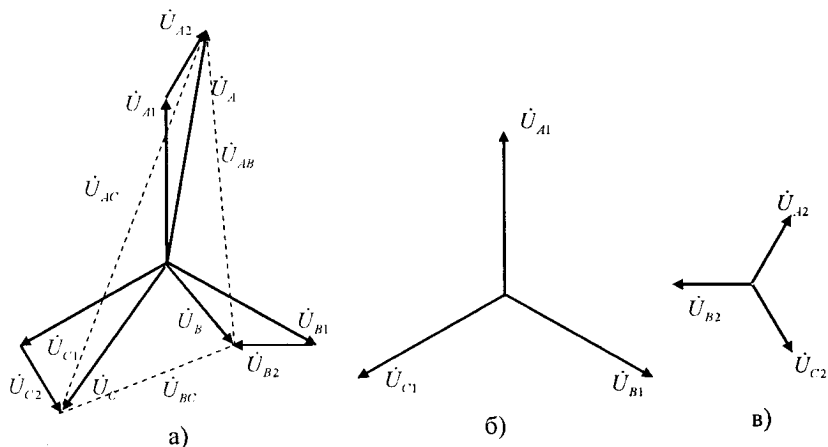


Рисунок 4.7 – Несиметрія напруг  $\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$  (а) та її пряма  $\dot{U}_{A1}, \dot{U}_{B1}, \dot{U}_{C1}$ , (б) і обернена  $\dot{U}_{A2}, \dot{U}_{B2}, \dot{U}_{C2}$  (в) послідовності

На рис. 4.7 наведена векторна діаграма несиметричної системи і її симетричні складові прямої і оберненої послідовностей. Відмітимо, що напруга нульової послідовності  $\dot{U}_0$  (рис. 4.8) є напругою зміщення нейтралі. Його можна спостерігати в чотирипровідних системах електропостачання, для яких обмотки живильних трансформаторів і фази навантаження з'єднані в «зірку». Нейтралі, що утворилися таким чином, об'єднані нульовим проводом. При цьому міжфазні напруги можуть залишатися симетричними. Обрив нульового проводу в такій мережі призводить до перенапруг на затискачах однофазних електроприймачів.

Несиметрія напруг характеризується коефіцієнтом несиметрії напруги основної частоти для оберненої послідовності  $K_{2U}$  і для нульової послідовності  $K_{0U}$ . Ці коефіцієнти розраховуються тільки для трифазних

систем за формулами, %:

$$K_{2U} = \frac{U_{2(l)}}{U_{1(l)}} 100; K_{0U} = \frac{U_{0(l)}}{U_{1(l)}} 100,$$

де  $U_{1(l)}$ ,  $U_{2(l)}$ ,  $U_{0(l)}$  – діючі значення напруги основної частоти прямої, оберненої і нульової послідовностей, В.

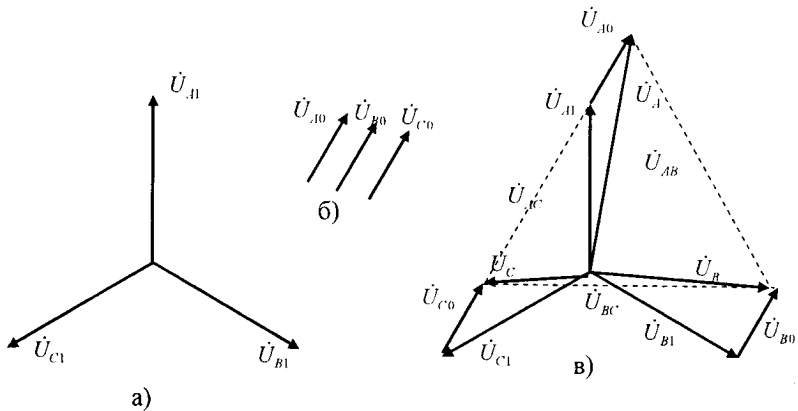


Рисунок 4.8 – Несиметрія напруг  $\dot{U}_A$ ,  $\dot{U}_B$ ,  $\dot{U}_C$  (в) та її пряма  $\dot{U}_{A1}$ ,  $\dot{U}_{B1}$ ,  $\dot{U}_{C1}$ , (а) і нульова  $\dot{U}_{A0}$ ,  $\dot{U}_{B0}$ ,  $\dot{U}_{C0}$  (б) послідовності

*Провали напруги.* До провалів напруги відноситься раптове значне зниження напруги (більше ніж на 10 % від  $U_{ном}$ ) в точці електричної мережі, за яким відбувається відновлення напруги до первинного або близького до нього рівня через проміжок часу від декількох періодів до декількох десятків секунд (рис. 4.9).

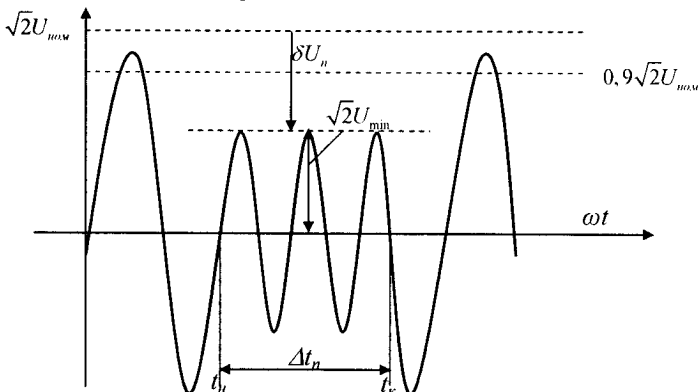


Рисунок 4.9 – Провал напруги глибиною  $\delta U_n$  і тривалістю  $\Delta t_n$

На відміну від розглянутих показників якості електроенергії провали напруги є випадковими та вірогідними подіями і характеризують аномальні режими роботи системи електропостачання. Можна сказати, що провали напруги, які можливі в будь-якій мережі, характеризують надійність електропостачання, оцінюючи його безперебійність. Причиною провалів може бути грозова діяльність, коли в результаті попадання блискавки в лінію або на шини відкритого розподільного пристрою спрацьовують засоби захисту і автоматики (АПВ, АВР) системи електропостачання. Провали напруги можуть бути обумовлені і помилками оперативного персоналу і помилковими спрацьовуваннями засобів захисту і автоматики. Глибина провалу в тій або іншій точці мережі тим більша, чим ближче до неї місце пошкодження. Тривалість відновлення провалу визначається сукупністю часу спрацьовування засобів захисту і автоматики, завдяки дії яких напруга і може бути відновлена.

Глибина провалу напруги розраховується за формулою, %:

$$\delta U_n = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_{\text{ном}}} 100,$$

де  $U_{\text{ном}}$  – номінальна напруга, В.

Форма провалу напруги може бути багатоступінчастою, що викликано дією декількох засобів захисту і автоматики.

Тривалість провалу напруги розраховується як різниця між часом відновлення напруги  $t_k$  і часом початку провалу  $t_n$  так, що  $\Delta t_n = t_k - t_n$ . Встановлено, що тривалість відновлюваного провалу напруги не перевищує 30 с.

Характеристики провалу різні для різних точок мережі і залежать від схеми, типу і стану її устаткування, ступеня автоматизації і захисту.

Частота появи провалів напруги  $F_n$  обчислюється за формулою, %:

$$F_n = \frac{m(\delta U_n, \Delta t_n)}{M} 100,$$

де  $m(\delta U_n, \Delta t_n)$  – кількість провалів певної глибини  $\delta U_n$  і тривалості  $\Delta t_n$  за інтервал спостереження, що розглядається;  $M$  – сумарна кількість провалів напруги за той же інтервал часу.

*Тимчасова перенапруга.* За означенням, тимчасова перенапруга – це підвищення напруги в точці електричної мережі вище  $1,1U_{\text{ном}}$  тривалістю більше 10 мс, яка виникає в системах електропостачання при комутаціях або КЗ. Причинами появи короточасних перенапруг є комутації ненавантажених ліній електропередачі, конденсаторних батарей або малозавантажених трансформаторів, вмикання або вимикання великого навантаження.

Перенапруги можуть мати періодичний або аперіодичний характер. Їх

можна розділити на короткочасні, тривалі (періодичні) та імпульсні (аперіодичні).

На рис. 4.10 наведено форму періодичної перенапруги в загальному випадку. Перенапруга являє собою небезпеку для людей і електрообладнання, особливо якщо це явище тривале.

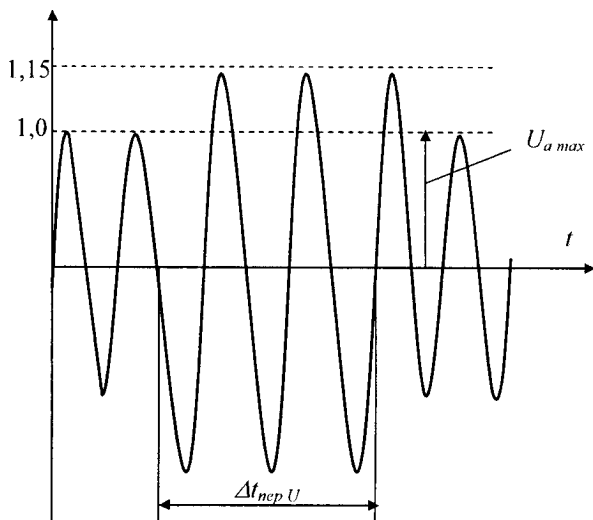


Рисунок 4.10 – Тимчасова перенапруга  $K_{nepU} = 1,15$  тривалістю  $\Delta t_{nepU}$

Тривалі перенапруги виникають в електричних мережах з компенсованою, для обмеження струмів КЗ на землю, нейтраллю, в мережах з високою ємнісною провідністю, чотирипровідних мережах при обривах нейтрального проводу. У мережах з ізольованою нейтраллю (10 і 35 кВ) допускається тривала робота при однофазному КЗ на землю. Проте при цьому напруга непошкоджених фаз відносно землі може зрости до міжфазного значення. Аналогічні умови виникають в чотирипровідних мережах 380 В при обриві нейтралі. У довгих лініях електропередачі 500, 750 кВ перенапруги виникають, коли вони мало завантажені і через надмірність реактивної потужності, яка генерується такими лініями. Для характеристик якості електроенергії за тимчасовими перенапругами застосовують два параметри.

Коефіцієнт тимчасової перенапруги розраховується за формулою, відн. од.:

$$K_{nepU} = \frac{U_{amax}}{\sqrt{2}U_{ном}}$$



а тривалість тимчасової перенапруги за формулою, с:

$$\Delta t_{перU} = t_{к.пер} - t_{н.пер},$$

де  $U_{a\max}$  – амплітудне значення напруги основної частоти, В;  $t_{к.пер}$  і  $t_{н.пер}$  – момент (кінцевий і початковий) перевищення рівня діючих значень напруги, рівної  $1,1U_{ном}$ .

Імпульсні напруги спричиняються грозовими явищами, а також перехідними процесами під час комутацій в системі електропостачання. В зв'язку з цим розрізняють грозові і комутаційні імпульси напруги, які істотно різняться за своїми характеристиками і формою.

Імпульсна напруга – це різкий стрибок напруги в точці електричної мережі, за яким відбувається відновлення напруги до первинного або близького до нього рівня за проміжок часу до декількох мілісекунд.

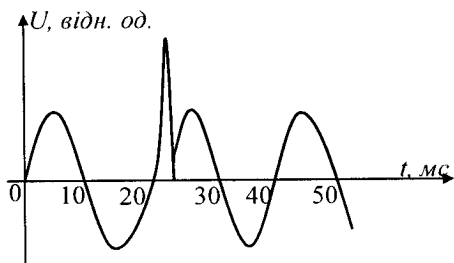


Рисунок 4.11 – Осцилограма імпульсної напруги

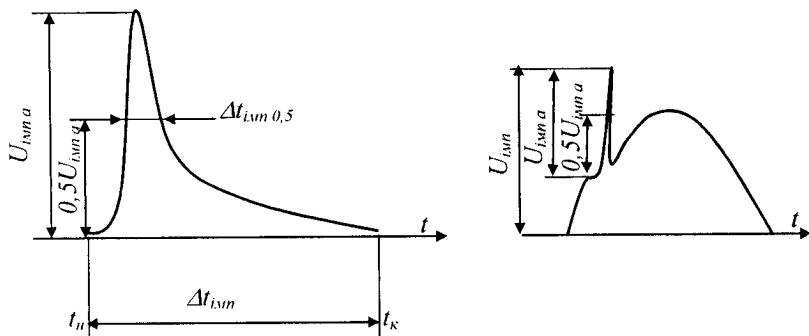


Рисунок 4.12 – Характеристики імпульсу напруги

На рис. 4.11 наведена осцилограма імпульсу напруги, а на рис. 4.12 – його загальний вигляд і характеристики. Грозові імпульси – дуже поширене явище. На Землі одночасно відбуваються близько 2000 гроз, викликаючи до 100 розрядів блискавок щомиті. В середньому в Європі кількість грозових днів на рік становить від 15 до 35, а число ударів блискавок, що припадають на 1 км<sup>2</sup>, за рік – від 1 до 5. При ударах блискавка потрапляє в грозозахисний пристрій будівель і підстанцій, з'єднаних кабелями високої і низької напруги, лініями зв'язку керування. При одній блискавці можуть спостерігатися до 10 імпульсів, які настають один за одним з інтервалом від 10 до 100 мс. При ударі блискавки в заземлювальний пристрій його потенціал відносно віддалених точок підвищується і досягає мільйона вольт. Це сприяє тому, що в «петлях», утворених кабельними і повітряними зв'язками, індукується напруга від декількох десятків вольт до багатьох сотень кіловольт. При попаданні блискавки в повітряні лінії вздовж лінії поширюється хвиля перенапруги, яка досягає збірних шин підстанції. Хвиля перенапруги обмежується або міцністю ізоляції при її пробі, або залишковою напругою захисних розрядників, зберігаючи при цьому залишкове значення, що досягає десятків кіловольт. Максимальне вимірне значення струму розряду блискавки становить залежно від його полярності від -200 до +300 кА, однак це – рідкісне явище. Зазвичай цей струм досягає 30–35 кА.

Комутаційні імпульси напруги виникають при комутаціях індуктивних (трансформатори, електродвигуни) і ємнісних (конденсаторні батареї, кабелі) навантажень. Виникають вони і при вимкненні КЗ. Значення комутаційних імпульсів напруги залежать від типу мережі (повітряні або кабельні), виду комутації (вмикання або вимикання), характеру навантаження і типу комутаційного пристрою (запобіжник, роз'єднувач, вимикач).

### **4.3 Приклади впливу якості електроенергії на функціонування технічних пристроїв**

Електроенергія – особливий продукт виробництва. Особливість її полягає в тому, що в будь-який момент часу «обсяг» виробництва електроенергії дорівнює «обсягу» споживання, включаючи втрати. Цей процес характеризується балансом потужності, який повинен забезпечити заданий режим системи електропостачання за частотою і напругою.

Відхилення частоти впливає на роботу машин, що обертаються, частка яких в навантаженні системи становить 50–60%. Зниження частоти в системі призводить до зменшення частоти обертання електродвигунів і, відповідно, до зменшення продуктивності механізмів, що обертаються ними. Одночасно зі зниженням споживаної активної потужності зростає споживання реактивної потужності, що сприяє зниженню напруги у вузлах

системи електропостачання.

Щодо відхилень напруги, то вони впливають, перш за все, на втрати потужності та електроенергії. Ці втрати пропорційні квадрату прикладеної напруги. Перевищення допустимих відхилень напруги у бік їх збільшення призводить до додаткового нагріву електроприймача і, отже, скорочення терміну його служби. Зниження напруги може призвести до порушення функціонування електроприймачів (ЕП). Певною мірою чутливі до зниження напруги всі ЕП.

Так, для *асинхронних двигунів* (АД) внаслідок зниження напруги зменшується електромагнітний момент, це призводить до зростання ковзання (зниження числа оборотів) і зниження продуктивності, що супроводжується додатковим нагрівом АД. При значному зниженні напруги погіршуються умови пуску АД, зростає пусковий струм, збільшується час розгорнення АД до номінальної частоти обертання, що, так само, сприяє додатковому зниженню напруги.

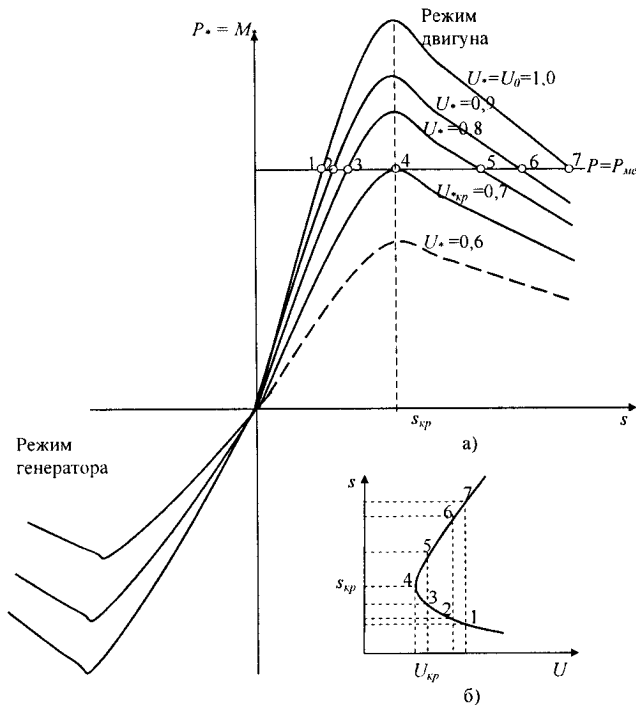


Рисунок 4.14 – Характеристика  $P = f(s)$  асинхронного двигуна для різних значень напруги  $U$ . (а) і відповідна їй залежність  $s = f(U)$  (б)

На рис. 4.14, а), б) наведено залежності активної потужності асинхронного двигуна від ковзання  $P(s)$  при різних значеннях напруги, а також залежність ковзання від напруги  $s(U)$ . При заданому значенні механічної потужності навантаження  $P_{\text{мех}}$  кожному значенню напруги  $U_{*KP} < U_* < U_{*0}$  відповідають два значення  $s$ , тобто два режими, при яких активна потужність двигуна дорівнює механічній потужності робочої машини, тобто навантаженню на валу  $P = P_{\text{мех}}$ . Наприклад, при  $U = 0,9$  існують два режими, які відповідають точкам 2 і 6. З теорії електричних машин відомо, що режими при  $dP/ds > 0$  стійкі – точки 1, 2, 3, а при  $dP/ds < 0$  нестійкі – точки 5, 6, 7. Для заданого значення  $P_{\text{мех}}$  існує критичний або граничний режим при критичних або граничних значеннях напруги і ковзання  $s_{\text{кр}}$  і  $U_{\text{кр}}$  – точка 4 на рис. 4.14. В граничному режимі  $dP/ds = 0$ . При напругах, менших критичного значення, робота двигуна неможлива, оскільки його максимальна електрична потужність менша механічної потужності навантаження,  $P < P_{\text{мех}}$ . При зниженні напруги нижче за критичне значення двигун працювати не може. Фізично при зниженні  $U < U_{\text{кр}}$  двигун, що обертається, гальмуватиметься, струм і реактивна потужність різко зростатимуть, а потім двигун зупиниться. Звичайно двигуни працюють з великим запасом стійкості, тобто далеко від граничного режиму. До гальмування призводять тільки дуже великі зниження напруги (до 20–40 %  $U_{\text{ном}}$ ).

Реактивна потужність двигуна  $Q$  має дві складові:

$$Q = Q_{\mu} + Q_s,$$

де  $Q_{\mu}$  – потужність намагнічування;  $Q_s$  – потужність розсіювання або реактивна потужність, що поглинається в сумарному опорі розсіювання обмоток статора і ротора  $x_s$ .

Потужність намагнічування залежить від квадрата напруги (рис. 4.15, крива 2):

$$Q_{\mu} = \frac{U^2}{x_{\mu}},$$

де  $x_{\mu}$  – опір намагнічування.

Потужність розсіювання пропорційна квадрату струму (крива 1 на рис. 4.15):

$$Q_s = 3I^2 x_s.$$

Вся реактивна потужність  $Q$ , яка споживається двигуном, зображена у вигляді кривої 3 на рис. 4.15. Граничний або критичний режим при  $U_{\text{кр}}$ ,  $Q_{\text{кр}}$  відповідає граничному режиму в точці 4. Треба відзначити, що в граничному режимі  $dU/dQ = 0$  (або  $dQ/dU = \infty$ ) аналогічно  $dP/ds = 0$  в точці 4 на рис. 4.14, а).

Статичні характеристики асинхронного двигуна за напругою  $Q(U)$  і

$P(U)$  наведені на рис. 4.16. Тут  $Q(U)$  – це крива 3 на рис. 4.15. Активна потужність  $P(U)$  меншою мірою залежить від напруги, оскільки при невеликих відхиленнях напруги зміни ковзання і швидкості асинхронних двигунів будуть невеликими. При невеликих змінах швидкості механічна і активна потужності двигуна змінюються незначно.

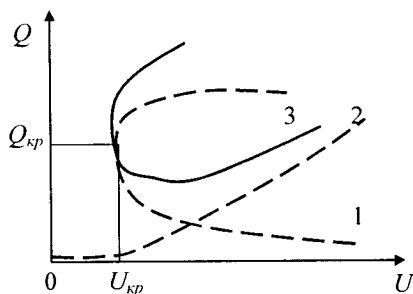


Рисунок 4.15 – Залежність реактивної потужності, яка споживається асинхронним двигуном, від напруги:

1 –  $Q_s(U)$ ; 2 –  $Q_\mu(U)$ ; 3 –  $Q(U) = Q_s + Q_\mu$

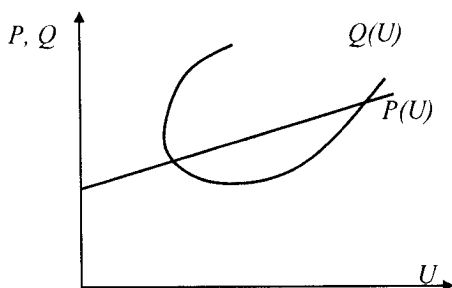


Рисунок 4.16 – Статична характеристика асинхронного двигуна за напругою

Оскільки, як відмічалось, асинхронні двигуни переважають у складі навантаження, то вигляд статичних характеристик вузлів навантаження в ЕЕС наближається до залежностей, наведених на рис. 4.16.

Особливо чутливі до відхилень напруги джерела освітлення. Так, лампи розжарювання при  $\delta U = -10\%$  знижують світловий потік на 40 %, правда, при цьому зростає термін їх служби. При  $\delta U = +10\%$  світловий потік зростає також на 40 % при скороченні терміну служби ламп в 4 рази.

Газорозрядні лампи менш чутливі до відхилень напруги. У приміщеннях, оснащених такими джерелами, освітленість знижується на 10–15 % при  $\delta U = -(5-7) \%$ , але при  $\delta U = -10 \%$  лампи починають мерехтіти і при  $\delta U = -20 \%$  гаснуть.

Освітлювальне навантаження, що складається з ламп розжарювання, має тільки активний опір  $r_H$  і не споживає реактивної потужності. Активна потужність не залежить від частоти і пропорційна квадрату напруги:

$$P = \frac{U^2}{r_H} .$$

Якщо враховувати залежність опору ниток ламп від напруги, то активна потужність освітлювального навантаження пропорційна напрузі в степені 1,6. Статичні характеристики активної потужності освітлювального навантаження за напругою наведені на рис. 4.17.

Незважаючи на те, що відхилення частоти і напруги є результатом єдиного процесу виробництва і передавання електроенергії, підтримування їх в допустимих межах покладається на енергопостачальну організацію, яка має в своєму розпорядженні засоби регулювання напруги і частоти.

Зниження ефективності функціонування ЕП відбувається і при виході за допустимі межі показників якості напруги, що характеризують несинусоїдність, несиметрію і коливання напруги. Це виявляється в збільшенні втрат потужності і електроенергії, скороченні терміну служби ЕП, збільшенні капіталовкладень в систему електропостачання, збільшенні споживання реактивної потужності, порушенні технологічного процесу виробництва, відмовах апаратури, приладів, електрообладнання і т. п.

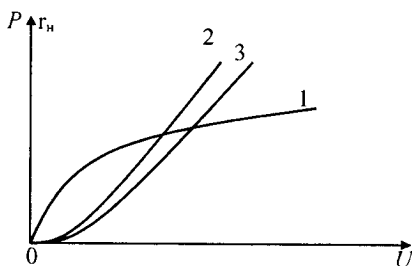


Рисунок 4.17 – Статичні характеристики активної потужності освітлювального навантаження за напругою:

- 1 – залежність опору ламп розжарювання від напруги;
- 2 – характеристика при  $r_H = const$ ; 3 – характеристика при  $r_H$ , що залежить від  $U$  згідно з кривою 1

Найбільш суттєво це виявляється в збільшенні втрат електроенергії в таких видах електрообладнання, як асинхронні двигуни, синхронні

машини, трансформатори, конденсаторні батареї, освітлювальні прилади, лінії електропередачі.

#### 4.4 Забезпечення якості електроенергії

Система електропостачання є електромагнітним середовищем, в якому розповсюджуються індуктивні ЕМЗ, а електропостачальна організація – суб'єктом цієї системи, що постачає електроенергію споживачу. Електропостачальна організація повинна забезпечувати якість електроенергії.

Енергопостачальна організація визначає і контролює технічні умови (ТУ) приєднання споживача до електричної мережі. У ТУ особливо обумовлюються вимоги до допустимого рівня завад, які споживач може вносити в точці його приєднання за всіма показниками якості електроенергії, що нормуються. Цей допустимий внесок споживача завжди менший за нормативне значення показників якості електроенергії, встановленого ДСТУ. Виконання цієї умови повинно обов'язково контролюватися за допомогою вимірювальних приладів.

Аналогічні вимоги переносяться в договір між енергопостачальною організацією і споживачем. У договорі перша сторона зобов'язується підтримувати показники якості електроенергії на рівні, відповідному ГОСТ 13109-97, при виконанні другою стороною вимог за допустимим внеском. В тому, що стосується відхилень частоти і напруги, енергопостачальна організація всю відповідальність бере на себе і обмежень щодо якості електроенергії перед споживачем не ставить. Споживач, в свою чергу, не має права вносити спотворення щодо несинусоїдності, несиметрії і коливанням напруги, що перевищують встановлений для нього допустимий внесок.

При невиконанні цих умов, тобто коли вимоги ГОСТ 13109-97 порушені, винна сторона несе відповідальність, якщо вона передбачена угодою електропостачання. Це може бути реалізовано тільки при контролі якості електроенергії в точці приєднання споживача і вимірюванні фактичного внеску споживача порівняно з його допустимим внеском.

У технічному відношенні якість електроенергії може бути забезпечена за умови, що енергопостачальна організація має в своєму розпорядженні резерв активної потужності, засоби регулювання напруги, має обладнання електричних мереж відповідно до встановлених вимог, систематично проводить контроль якості електроенергії.

Споживач повинен застосовувати справне обладнання і прилади. Якщо обладнання за своїми особливостями вносить завади, то повинні використовуватись спеціальні засоби, що дозволяють обмежувати їх і таким чином знижувати вплив на якість електроенергії в точці приєднання.

## 5 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

### 5.1 Структура регулювання напруги в ЕЕС

На рис. 5.1 наведено типову схему електричних мереж різної напруги з різними елементами регулювання напруги.

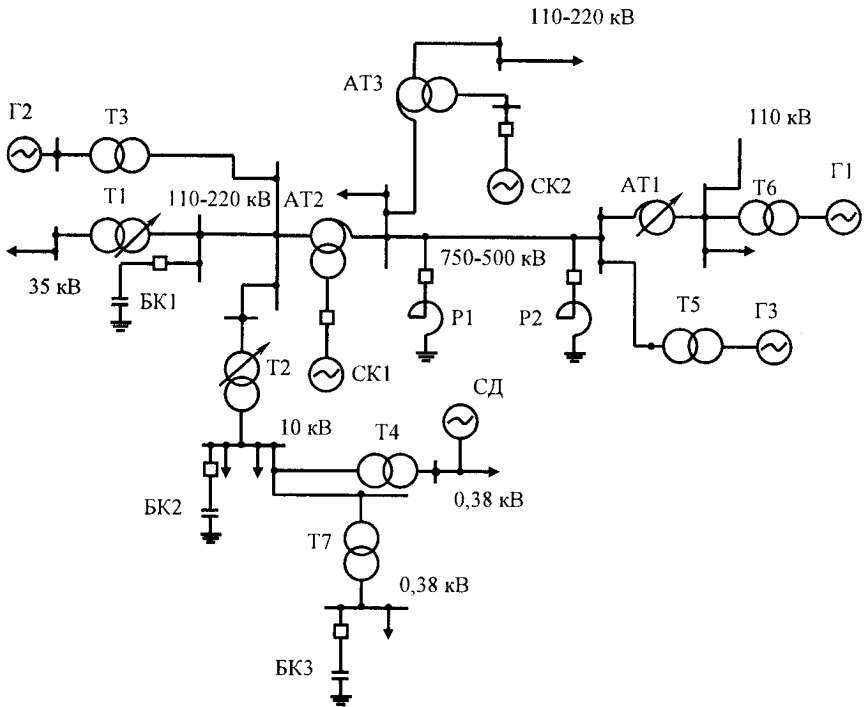


Рисунок 5.1 – Схема електричних мереж різної напруги з елементами регулювання напруги

Напруга в живильних електричних мережах енергосистем підтримується генераторами на електростанціях. Таку ж функцію виконують синхронні компенсатори (СК), які розташовуються на великих вузлових підстанціях. Вони приєднуються або до шин розподільних мереж, зв'язаних з мережею енергосистеми трансформаторами з регулюванням напруги під навантаженням (РПН), або до трансформаторних обмоток автотрансформаторів, що зв'язують мережі різних напруг.

В електричних мережах надвисоких напруг, лінії яких мають велику зарядну потужність, як пристрої, що споживають реактивну потужність, використовуються реактори Р1-Р3. Реактори залежно від режиму можуть



бути ввімкнені або вимкнені. Керування режимом таких реакторів здійснюється ступінчасто (дискретно). Споживання реактивної потужності реактором може змінюватися підмагнічуванням його осердя. Індуктивність реакторів з підмагнічуванням змінюється плавно у функції струму керування.

Підмагнічені реактори можуть працювати в поєднанні з батареями конденсаторів (БК), що у даному випадку виконують роль джерела реактивної потужності. Потужність батарей конденсаторів регулюється ступінчасто зміною числа працюючих секцій батарей. Реактор з підмагнічуванням і конденсаторною батареєю, що має ступінчасте керування, складають у цілому плавно регульований агрегат – статичний компенсатор реактивної потужності.

Як джерело реактивної потужності використовують батареї конденсаторів. Установки великої потужності (БК1) можуть приєднуватися до живильної мережі енергосистеми, менш потужні установки (БК2, БК3) – до розподільних електричних мереж і різних вузлів цієї мережі, включаючи мережу низької напруги.

Зміна режиму вказаних елементів регулювання напруги призводить до зміни потокорозподілу реактивної потужності і, як наслідок, до зміни напруги у вузлах та до зміни втрат потужності в ЕЕС.

Особливе місце серед засобів регулювання напруги в електричних мережах займають трансформатори з РПН. Перемикання відгалужень трансформаторів приводить до зміни вторинної напруги на його виводах на  $\Delta U$ . Якщо мережа, що живиться через нього (наприклад, трансформатор Т1), радіальна і не містить великих джерел реактивної потужності, то практично це не призводить до зміни потоків реактивної потужності. Перемикання відгалужень трансформаторів зв'язку електричних мереж різних напруг або працюючих паралельно (наприклад, АТ1), приводить до перерозподілу реактивної потужності між цими мережами. У припущенні незмінності напруг перерозподіл

$$\Delta Q \approx (\Delta U / U_k) \cdot S_{ном}, \quad (5.1)$$

де  $\Delta U$  – ступінь регулювання, %;  $U_k$  – напруга короткого замикання, %;  $S_{ном}$  – номінальна потужність трансформатора.

У дійсності напруга на виводах обмоток трансформатора змінюється відповідно до зміни потокорозподілу та коефіцієнта трансформації трансформатора зв'язку. При цьому зміна напруги на виводах регульованої обмотки трансформатора зв'язку виявляється меншою за напругу ступеня регулювання обмотки  $\Delta U$ .

Регулювання напруги трансформаторами здійснюється дискретно. В табл. 5.1 наведено основні характеристики засобів регулювання напруги в ЕЕС.

Таблиця 5.1 – Характеристики елементів, за допомогою яких здійснюється регулювання напруги в електричних мережах

Режим елемента	Елемент енергосистеми	
	Плавне (неперервне) регулювання	Ступінчасте (дискретне) регулювання
Генерування реактивної потужності	Генератори, СК, синхронні двигуни в режимі перезбудження, а також джерела на основі перетворювачів. Реактори з підмагнічуванням в поєднанні з батареями конденсаторів	Батареї конденсаторів
Споживання реактивної потужності	Генератори, СК, синхронні двигуни в режимі недозбудження, реактори з підмагнічуванням.	Звичайні реактори
Перерозподіл потоків реактивної потужності між мережами різних напруг		Трансформатори з РПН

## 5.2 Балансування реактивної потужності вузла навантаження

Баланс реактивної потужності повинен задовольнятися при значеннях параметрів, що забезпечують нормальні умови роботи мережі та електроприймачів. Активний опір елементів мережі, як правило, порівняно невеликий, індуктивний опір для повітряних ліній визначається, в основному, відстанню між фазами і, отже, залежить від номінальної напруги ліній. З урахуванням індуктивних опорів трансформаторів індуктивні опори живильних мереж енергосистем на порядок вищі за активні. Тому передавання по них реактивної потужності призводить до великих втрат напруги.

Електроприймачі можуть нормально працювати при змінах напруги в порівняно вузьких межах. Невеликі зміни напруги допускаються і за інших умов роботи енергосистем. Цим пояснюється те, що реактивна потужність не може передаватися на значні відстані. Економічно доцільно забезпечувати баланс реактивної потужності практично на кожному

ступені трансформації за допомогою місцевих джерел реактивної потужності.

Баланс реактивної потужності навантажувального вузла забезпечується за умови, що напруга у вузлі знаходиться в допустимих межах. Отже, параметром, що повинен регулюватися для виконання балансу реактивної потужності, є напруга вузла.

Закономірності забезпечення балансів реактивної потужності вузла навантаження можна простежити за допомогою графічних побудов (рис. 5.2). Як вузол навантаження енергосистеми розглянемо шини вторинної напруги понижувальної підстанції, яка є центром живлення для розподільних мереж напругою 6–20 кВ.

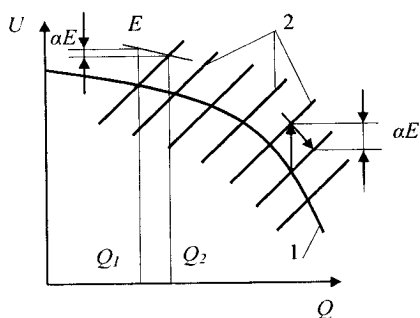


Рисунок 5.2 – Статичні характеристики генерування реактивної потужності і навантаження

Крива 1 характеризує залежність напруги у вузлі від реактивної потужності, яка отримується із системи. При невеликому споживанні реактивна потужність, в основному, покривається місцевими джерелами. При цьому напруга змінюється незначною мірою. Із зростанням споживання реактивна потужність покривається усе більш віддаленими джерелами. Передавання реактивної потужності елементами мережі з великими індуктивними опорами супроводжується втратами напруги, у результаті чого коефіцієнт  $k_c = \Delta Q / U$ , що характеризує крутість статичної характеристики електричної системи, значно зменшується. У той же час, щоб компенсувати втрати напруги, що збільшуються, у розподільних мережах із зростанням навантаження напруга на приймальних шинах повинна підвищуватися. З характеристики 1 випливає, що необхідна залежність напруги від навантаження не може бути досягнута в результаті природного ходу процесу. Вона потребує штучного втручання в режим роботи мережі.

Споживання реактивної потужності навантаженням вузла також залежить від напруги. Залежності 2 наведені для різних рівнів споживання. Баланс споживання і генерації реактивної потужності встановлюється в

вузлах перетину характеристик 1 і 2. При зростанні навантаження баланс встановиться в новому вузлі перетину. Однак нове стале значення напруги не задовольняє нормальні умови роботи приймачів і, можливо, енергосистеми. Тому необхідно вжити заходів щодо підвищення напруги, що досягається переміщенням характеристики 1 вгору. Таке переміщення може бути здійснено підвищенням напруги в вузлі живлення мережі шляхом додаткового збудження генераторів або перемиканням відгалужень трансформаторів. В результаті послідовного переміщення характеристик системи (залежності 1–5, рис. 5.3) і зростання навантажень (залежності 6–9) утвориться деяка регульовальна характеристика 10, відповідно до якої змінюється напруга в навантажувальному вузлі.

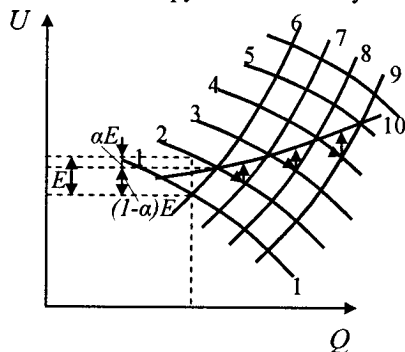


Рисунок 5.3 – Характеристика регулювання напруги

Для широкого діапазону зміни напруги статичні характеристики навантажень нелінійні. Однак на практиці в більш вузькому діапазоні зміни напруги їх можна замінити лінійними залежностями. Збільшення ординати характеристики на величину  $E$  призводить до зростання напруги, а отже, і до збільшення споживання реактивної потужності. Ця величина характеризується статичним коефіцієнтом навантаження  $k_n$ . Результуюча зміна споживаної реактивної потужності визначається різницею:

$$\Delta Q = \Delta Q_G - \Delta Q_H,$$

де  $\Delta Q_G$  і  $\Delta Q_H$  – збільшення результуючої зміни реактивної потужності генерувальних джерел і зміна потужності навантаження внаслідок зміни напруги.

Отже,

$$\Delta Q_* = -k_c \cdot \Delta U_* - k_n \cdot \Delta U_*,$$

де  $\Delta U_*$  – відносна зміна напруги:

$$\Delta U_* = -\Delta Q_* / (k_c + k_n).$$

Якби навантаження не залежало від напруги ( $k_n = 0$ ), то зміна напруги визначалася б виразом:

$$\Delta U'_* = -\Delta Q_* / k_c.$$

Відношення  $\Delta U_* / \Delta U'_*$  може бути отримане як

$$\Delta U_* / \Delta U'_* = k_c / (k_c + k_n) = 1 - \alpha. \quad (5.2)$$

Звідки випливає, що зміна ЕРС на величину  $E$  супроводжується зміною напруги у відповідному вузлі мережі на величину  $(1 - \alpha)E$  (рис. 5.4). Величина  $\alpha$  характеризує зниження ефективності регулювання напруги.

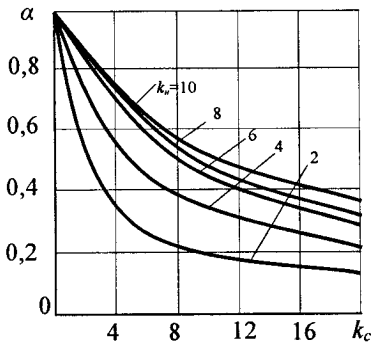


Рисунок 5.4 – Коефіцієнт зниження ефективності регулювання напруги в функції статичних коефіцієнтів системи і навантаження

Статичну характеристику можна переміщати плавною зміною величини  $E$ , якщо впливати на збудження синхронних машин, вмикаючи або вимикаючи батарею конденсатора і змінюючи коефіцієнти трансформації трансформаторів.

При виникненні дефіциту реактивної потужності в навантажувальному вузлі величина  $1 - \alpha$  зростає, а ефективність регулювання знижується (рис. 5.4).

### 5.3 Регулятори напруги

Структурна схема регулятора напруги з зоною нечутливості наведена на рис. 5.5. Якщо контрольована величина знаходиться в межах зони нечутливості, то регулятор не приводиться у дію. Вихід контрольованої

величини за межі зони нечутливості (рис. 5.6) запускає в хід регулятор, у результаті чого контролювана величина змінюється в напрямку, протилежному попередній зміні. У регуляторах подібного типу використовують вимірювальні органи з нечутливістю. Сигнал вимірювального органа розгалужується в два канали (рис. 5.5). У кожному каналі сигнал знову розгалужується, надходячи на елемент АБО, який керує елементом часу Ч, і елемент І, який керує вихідними реле Р1 і Р2.

Настроювання регуляторів можливе при використанні струмів лише однієї з фаз елементів електричної мережі. Для цього зручний регулятор, що має однофазний вимірювальний орган. Зауважимо, що поблизу генерувальних джерел режим живильної електричної мережі практично симетричний.

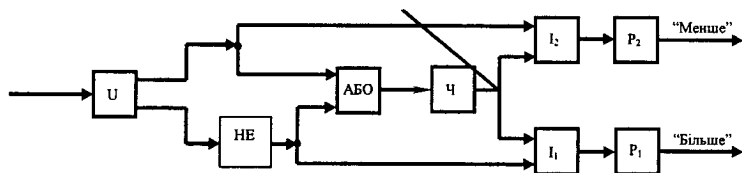


Рисунок 5.5 – Структурна схема регулятора напруги релейного типу

Якщо напруга на вимірювальному органі нижча  $U_2$ , то на виході вимірювального органа, що контролює нижню уставку, сигнал відсутній. На виході елемента НЕ з'являється сигнал, що надходить одночасно на АБО і І. Після спрацювання елемента часу Ч на елемент І надходять обидва вхідних сигнали і спрацює вихідне реле Р1, яке впливає на підвищення напруги.

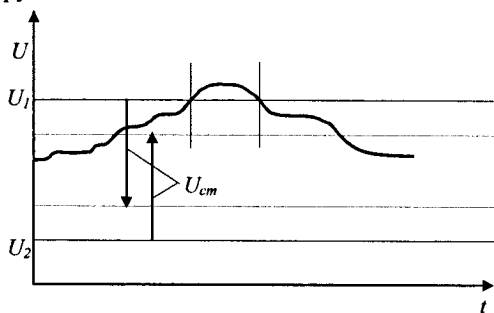


Рисунок 5.6 – Регулювання з зоною нечутливості:  $U_1$  – верхня уставка зони нечутливості;  $U_2$  – нижня уставка зони нечутливості

Якщо напруга знаходиться між уставками  $U_1$  і  $U_2$ , то на вході НЕ з'явиться сигнал, а на виході НЕ сигналу не буде. У цей час нижній канал регулятора не діє.

Якщо  $U > U_1$ , то спрацює реле Р2 на зниження напруги.

## 5.4 Настроювання регуляторів напруги

Керування нормальним режимом електричних мереж – це процеси регулювання напруги, розподіл реактивних потужностей між ДРП, перерозподіл потоків потужності в паралельно працюючих неоднорідних електричних мережах. Метою такого керування є мінімізація втрат активної потужності в електричних мережах і відповідно цільова функція має вигляд:

$$\Delta P = F(P_i, Q_i, P_j, Q_j, U_n) \Rightarrow \min,$$

де  $P_i, Q_i$  – активні і реактивні потужності джерел електроенергії;  $P_j, Q_j$  – потужності навантажень;  $U_n$  – напруги вузлів мережі.

Для реалізації такої функції у загальному випадку потрібна централізована система керування з великим обсягом одержуваної інформації з урахуванням обмежень з напруги, стійкості енергосистеми і вузлів навантаження. Керування потребує ієрархічної структури, що містить локальні пристрої керування, які коригуються централізовано.

При вирішенні задач керування режимом електричних мереж доцільно за змоги використовувати універсальний апарат регулювання, який настраюється відносно конкретних умов експлуатації електричних мереж.

Найпростішою функцією настроювання регулятора є напруга

$$U = U_y, \quad (5.3)$$

де  $U$  – напруга вузла електричної мережі;  $U_y$  – уставка автоматичного регулятора напруги.

При цьому регулятор підтримує незмінною напругу у вузлі електричної мережі. На вимірювальний орган регулятора подається тільки напруга, що порівнюється з уставкою. Характеристика регулювання в цьому випадку буде астатичною.

Подібне настроювання регуляторів зустрічається порівняно рідко, оскільки різним рівням навантажень електричної мережі повинні відповідати різні напруги. Так, наприклад, у режимі максимальних навантажень напруга електричної мережі енергосистеми обмежується рівнем ізоляції, у той час як у режимі мінімальних навантажень вона обмежується регулювальним діапазоном знижувальних трансформаторів і повинна бути істотно знижена. В апаратах вторинного регулювання (наприклад, частоти й активної потужності) використовуються комбіновані параметри режиму, що складаються з двох параметрів або більше у певному частковому співвідношенні кожного з них.

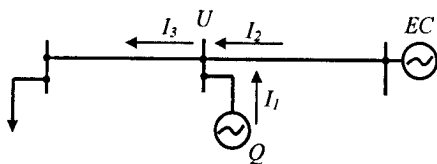


Рисунок 5.7 – Схема, що характеризує параметри режиму, які використовуються для налаштування регуляторів напруги

Регулятор напруги може реагувати на такі параметри (рис. 5.7):

- навантаження регульованого елемента енергосистеми ( $I_1$ );
- параметри, залежні від режиму регульованого елемента ( $I_2, U$ );
- параметри, практично не залежні від режиму елементів ( $I_3$ ).

До залежних параметрів може бути віднесена, наприклад, напруга електричної мережі, яка залежить не тільки від режиму даного регульованого елемента, але і від режиму інших елементів електричної мережі.

Функція настроювання регулятора

$$U + kI_1 = U_y, \quad (5.4)$$

де  $U$  – напруга вузла електричної мережі;  $k$  – сталий коефіцієнт, що має розмірність опору;  $I_1$  – реактивний струм регульованого елемента (генератора, трансформатора зв'язку);  $U_y$  – уставка автоматичного регулятора.

Подібне настроювання застосовується при роботі декількох регульованих елементів на вузол електричної мережі для розподілу реактивної потужності між ними. Функція (5.4) передбачає введення у вимірювальний орган регулятора додаткової напруги, пропорційного реактивному струму регульованого елемента, який збігається за фазою з напругою, що підводиться до вимірювального органу. Векторна діаграма величин наведена в табл. 5.2.

Напруга вузла електричної мережі в ряді випадків повинна змінюватися у функції незалежного параметра режиму, збільшуючись з його зростанням. Як незалежний параметр режиму звичайно використовують струм елемента електричної мережі. У цьому випадку на вимірювальному органі реалізується функція

$$U_y = U - kI_3, \quad (5.5)$$



де  $I_3$  – незалежний параметр режиму.

Таблиця 5.2 – Векторна діаграма величин, що надходять на вимірювальний орган регулятора напруги

Поєднання параметрів, що контролюються	Векторна діаграма	Функції регулятора
1	2	3
Напруга мережі		Регулювання напруги
Напруга і реактивний струм об'єкта, що регулюється		Регулювання реактивного струму залежно від зміни напруги мережі
Напруга та струми, які не залежать від режиму об'єкта, що регулюється		Регулювання напруги залежно від зміни незалежних струмів
Напруга та струми, які залежать від режиму об'єкта, що регулюється		Регулювання перетоку на контрольованій ділянці електричної мережі з уставкою, що залежить від напруги
Напруга, струм об'єкта, що регулюється, та незалежні струми		Задання часткової участі об'єкта в балансі вузла з урахуванням напруги мережі
Напруга, струм об'єкта, що регулюється, та залежні струми		Регулювання перетоку контрольованого елемента мережі з заданою пайовою участю об'єкта з урахуванням напруги
Два залежних струми контуру мережі і незалежний струм (напруга як параметр вилучається)		Регулювання відношення струмів в контурі мережі (наприклад, активних) згідно зі зміною незалежних струмів
Напруга, залежні і незалежні струми, а також струм під кутом 90°		Задання пайової участі об'єкта в балансі вузла, нелінійне за струмом (функціональне перетворення)

Отже, при незмінній  $U_y$  зниження струму  $I_3$  буде супроводжуватися зниженням напруги  $U$ , тобто напруга регулюється з негативним статизмом за струмом навантаження елемента мережі. Векторні діаграма величин, що надходять на вимірювальний орган регулятора напруги, наведені в табл. 5.2.

У ряді випадків використовують функцію керування

$$U_y = U - kI_2 \text{ або } I_2 = (U_y - U) / k, \quad (5.6)$$

де  $I_2$  – залежний параметр режиму.

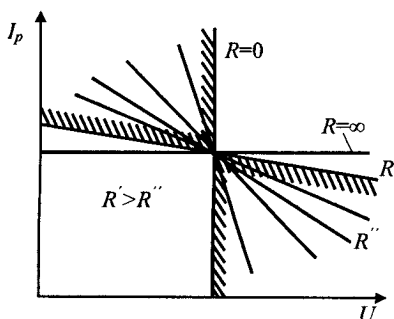


Рисунок 5.8 – Характеристика налаштування регулятора режиму конденсаторної батареї з уставками

При цьому за допомогою регульованого елемента підтримується реактивний струм  $I_p$  контрольованої ділянки електричної мережі з уставкою, що залежить від напруги вузла мережі  $U$ . При різних коефіцієнтах  $k$ , які встановлюються за допомогою вибору величини  $R$ , можна одержати різні залежності між  $I_p$  і  $U$  (рис. 5.8).

Використовуючи різні поєднання згаданих параметрів, можна реалізувати різні більш складні функції керування режимом електричної мережі.

Застосовується також функція керування типу

$$U_y = U + k_1 I_1 - k_3 I_3, \quad (5.7)$$

де  $k_1, k_3$  – сталі додатні коефіцієнти.

Векторна діаграма величин, які подаються при цьому на вимірювальний орган регулятора напруги, наведена в табл. 5.2. Напруга, пропорційна реактивному струму  $I_1$  регульованого елемента, збігається за фазою з напругою мережі, у той час як напруга, пропорційна незалежному параметру режиму  $I_3$ , має фазу, протилежну фазі напруги. Збільшення незалежного реактивного струму буде сприйнято регулятором напруги як зниження напруги, у результаті чого він буде діяти в сторону збільшення реактивного струму регульованого елемента. У результаті реактивний струм регульованого елемента буде приведений у відповідність з реактивним струмом навантаження вузла.

Якщо на вузол мережі працюють кілька регульованих елементів, то у вимірювальні органи регуляторів уводиться власний реактивний струм  $I_1$  для забезпечення заданої пайової участі кожного з елементів у регулюванні. Так, наприклад, для двох регульованих елементів

$$\begin{aligned} U + k_1 I_1 - k_3 I_3 &= U_y; \\ U + k'_1 I'_1 - k'_3 I_3 &= U_y, \end{aligned} \quad (5.8)$$

де  $I_1$  і  $I'_1$  – реактивні струми навантажень регульованих елементів вузла;  $I_3$  – незалежний параметр режиму;  $k_1, k'_1, k_3, k'_3$  – коефіцієнти пропорційності, що враховують часткову участь кожного з регульованих елементів.

Використовується також функція

$$U - k_1 I_1 - k_2 I_2 = U_y, \quad (5.9)$$

Векторна діаграма величин, що подаються на вимірювальний орган регулятора, наведена в табл. 5.2. Відмінність функції (5.9) від (5.7) полягає в тому, що замість незалежного параметра  $I_3$  використовується залежний  $I_2$  і здійснюється регулювання потоку декількох джерел з заданою пайовою участю кожного з них.

Якщо деякі з джерел у процесі регулювання режиму можуть завантажуватися або розвантажуватися до граничної величини і надалі вибувають з числа регульованих агрегатів, то це позначається на напрузі вузла і залежному параметрі режиму  $I_2$ , зміна яких вплине на участь інших елементів, регулювання яких продовжується.

Якщо зменшити вплив напруги, то можна використовувати керівну функцію, що встановлює взаємозв'язок:

$$I_2 = I_y + k_2 I'_2 + k_3 I_3, \quad (5.10)$$

де  $I_2$  і  $I'_2$  – залежні параметри;  $I_3$  – незалежний параметр;  $I_y, k_2, k_3$  – сталі величини.

Функція (5.10) придатна для підтримки у певному відношенні струмів в елементах електричних мереж.

### 5.5 Регулювання напруги в розподільних мережах

Регулювання режиму розподільної мережі відбувається в центрах живлення (ЦЖ) трансформаторами з РПН, а також місцевими засобами регулювання напруги. Центрами живлення розподільної мережі є шини низької напруги (НН) понижувальної підстанції, а також шини генераторної напруги електростанцій.

Приклад розподільної мережі, що живиться від ЦЖ з трансформаторами, до яких приєднані розподільні трансформатори з мережами НН, наведений на рисунку 5.1. До цих мереж приєднуються розподільні трансформатори напругою 6–10/0,4 кВ.

Від шин вторинної напруги розподільних трансформаторів (РТ) живляться розподільні електричні мережі напругою до 1000 В (мережі НН). Напруга на шинах електроприймачів нормується (табл. 5.3). Згідно з цими вимогами напруга на шинах НН повинна перевищувати мінімально допустиму напругу у найбільш віддаленого електроприймача на величину втрат напруги в мережі НН. В той же час ця напруга не повинна перевищувати гранично допустимі за стандартом значення.

Таблиця 5.3 – Напруга на шинах електроприймачів

Точка контролю напруги	Допустимі відхилення напруги, %
На затискачах електродвигуна	±5 (в окремих випадках +10)
На затискачах світильника	±5 ÷ -2,5
На робочих місцях промислових підприємств, в житлових будинках (освітлення аварійне та зовнішнє)	±5
В аварійних режимах	-12
На затискачах електроприймачів, що живляться від сільськогосподарських мереж або мереж електротяги	±7,5

Відхилення напруги від номінальної (%)

$$\delta U = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100$$

на вторинних затискачах розподільного трансформатора визначено з виразу:

$$\delta U_2 = \delta U_1 - \Delta U_T + \delta U_T,$$

де  $\delta U_1$  – відхилення напруги від номінальної на первинних затискачах трансформатора, %;

$\Delta U_T$  – втрати напруги в трансформаторі, %;

$\delta U_T$  – величина приросту напруги трансформатора, що залежить від встановленої відпайки, яка перемикається без збудження (ПБЗ).

Відомо, що відгалуження ПБЗ на РТ компенсують спад напруги в розподільній мережі вищої напруги і трансформаторах в режимі максимальних навантажень. Приблизна залежність відхилення напруги  $\delta U_{н.н}$  на вторинних виводах РТ в функції втрат напруги в розподільній мережі вищої напруги в режимі максимальних навантажень наведена на рис. 5.9 (суцільна лінія). Поблизу ЦЖ на РТ використовуються (перші) відгалуження, які відповідають максимально можливій напрузі. Із віддаленням від ЦЖ встановлюються другі, треті відгалуження і т. д.

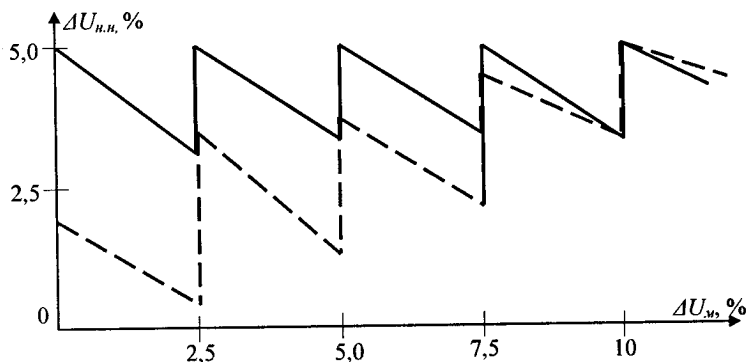


Рисунок 5.9 – Спрощена епюра відхилення напруги на шинах мереж НН в функції напруги розподільних мереж ВН

Відхилення напруги на шинах ЦЖ в режимі максимальних навантажень

$$\delta U'_{y,n} = \delta U_+ + \Delta U_{\text{бл}} + \Delta U'_T,$$

де  $\delta U_+$  – гранично допустимі відхилення за стандартом, %;

$\Delta U_{\text{бл}}$  – спад напруги від шин ЦЖ до ближнього РТ, %.

Приблизно вважаючи, що  $\Delta U_{\text{бл}} = 1\%$ ,  $\Delta U'_T = 2\%$ , отримаємо

$$\delta U'_{y,n} = 5 + 1 + 2 = 8\%.$$

Оскільки напруга на шинах ЦЖ в період найменших навантажень визначається приймачами РТ, на яких встановлені останні відгалуження, то вона повинна бути знижена на величину, рівну приросту напруги  $(n-1)U_{\text{ст}}$  за виключенням втрат напруги в високовольтних розподільних мережах від ЦЖ до РТ з останніми відпайками. Цей приріст визначається як

$$\Delta U = (n-1)U_{\text{ст}} / k_u,$$

де  $n$  – число відпайок ПБЗ, що використовуються;

$U_{\text{ст}}$  – напруга ступеня ПБЗ РТ;

$k_u$  – відношення спаду напруги в мережі в режимі максимальних навантажень до втрат напруги в режимі мінімальних навантажень.

Потрібне відхилення напруги на шинах ЦЖ в режимі мінімальних навантажень може бути знайдено з виразу:

$$\delta U''_{y,n} = U_+ + \frac{n-1}{k_u} U_{\text{ст}} - (n-1)U_{\text{ст}} = U_+ + U_{\text{ст}}(n-1) \frac{1-k_u}{k_u}.$$

Вважаючи, що  $U_{\text{ст}} = 2,5\%$ ,  $n = 4$ ,  $k_u = 3$ , отримаємо

$$\delta U''_{y,n} = +5 + 2,5(4-1) \frac{1-3}{3} = 0\%.$$

Відповідно в режимі максимальних навантажень напруга на шинах ЦЖ вища, а в режимі мінімальних навантажень – нижча, тобто вона повинна змінюватись згідно зі зміною навантаження мережі. Подібне регулювання напруги, як вже відмічалось, є зустрічним регулюванням.

Настроювання регулятора для проведення зустрічного регулювання напруги виконується за виразом (5.5), де як параметр використовується струм навантаження розподільної мережі або окремих її ліній. Струм навантаження є незалежним параметром, оскільки в радіальній розподільній мережі він практично не залежить від напруги на шинах ЦЖ. Зустрічне регулювання напруги призводить до деякої компенсації зміни напруги на електроприймачах.

Регулювання напруги в ЦЖ в загальному випадку досягається

ввімкненням в коло вимірювального органа комплексного опору, на якому виникає спад напруги від струму навантаження. Результувальна напруга, яка надходить на вимірювальний орган у вигляді суми напруг шин і спад напруги на опорі струмової компенсації, змінюється згідно зі зміною напруги. Необхідний ефект досягається вибором опорів  $R$  та  $X$  струмової компенсації, які підбираються так, щоб в відповідному масштабі подавати повний опір деякої частини лінії від ЦЖ до точки, в якій напруга підтримується незмінною:

$$R_k = R_l k_c k_n, \quad X_k = X_l k_c k_n,$$

де  $R_k$  і  $X_k$  – активний та індуктивний опір лінії;

$k_c$  і  $k_n$  – коефіцієнти трансформації трансформатора струму і напруги.

Зона нечутливості вибирається на 20–30% більшою ступеня регулювання трансформатора. Уставки за напругою вибираються після ввімкнення регулятора в роботу, з тим щоб напруга на шинах відповідала навантаженню мережі в даний момент.

Найбільший діапазон узгодженого регулювання напруги потребується на шинах ЦЖ однорідних споживачів, навантаження яких однаково змінюється в часі. Якщо від розподільної мережі живиться різноманітне навантаження, то діапазон узгодженого регулювання необхідно знизити. При різко вираженій неоднорідності необхідна лише стабілізація напруги згідно з виразом  $U = U_0$ .

В окремих випадках для живлення особливих споживачів застосовується автоматичне регулювання напруги на РТ, які мають РПН. Налаштування автоматичних регуляторів напруги в цих випадках аналогічне розглянутим.

### 5.6 Регулювання режиму батарей конденсаторів

Для підвищення економічності режиму розподільних мереж і поліпшення якості напруги в електроприймачах крім централізованого регулювання використовують також місцеве регулювання. Найбільш розповсюдженими засобами місцевого регулювання в розподільних мережах є батареї конденсаторів (БК), а в мережах промислових підприємств – ще і синхронні двигуни (СД). Зміна реактивної потужності, що генерується місцевими засобами регулювання напруги, приводить до зміни:

- втрат потужності в електричній мережі за рахунок зміни поточкорозподілу;
- напруги в вузлах приєднання місцевого джерела реактивної потужності на величину

$$\Delta U = \omega C x_c U / U_{ном},$$

де  $x_c$  – індуктивний опір ділянки електричної мережі, на якому змінюється поточкорозподіл.

Перший з цих факторів визначає економічність режиму електричної мережі, другий – ефективність роботи електроприймачів.

При визначенні режиму місцевих джерел реактивної потужності в розподільній мережі необхідне врахування обох факторів. При цьому найвигідніший режим роботи розподільної мережі може бути отриманий як результат оптимізації з врахуванням активних і реактивних навантажень, за якими спостерігають одночасно, а також напруг у вузлах мережі. У загальному випадку враховуються також втрати потужності в місцевих засобах регулювання у функції реактивної потужності, а іноді вплив напруги на техніко-економічні показники електроприймачів.

Для виявлення закономірностей керування режимом місцевих джерел реактивної потужності доцільно визначити зв'язки між найбільш важливими параметрами. Неважливі параметри режиму, які несуттєво впливають на режим місцевих засобів регулювання, можуть не враховуватися.

Важливими параметрами, звичайно, виявляються напруга в місці приєднання джерела реактивної потужності або поблизу нього і реактивний струм живильної ділянки мережі, наприклад,  $I_2$  (див. рис. 5.8) і, коли необхідно врахувати втрати потужності в місцевих засобах регулювання, його власний реактивний струм  $I_1$ .

Для керування режимом місцевих джерел реактивної потужності можна використовувати автоматичні регулятори напруги, на вимірювальному органі яких реалізується функція типу

$$U_0 = U + I_1 k_1 - I_2 k_2,$$

де  $U$  – напруга вузла мережі;

$I_1, I_2$  – реактивні струми джерела і живильної ділянки мережі, відповідно;

$k_1, k_2$  – сталі коефіцієнти, що мають розмірність опору.

Для керування режимом силових конденсаторів, втрати в яких несуттєво впливають на режим мережі, можна використовувати функцію типу (5.6):

$$U_0 = U - I_2 k_2.$$



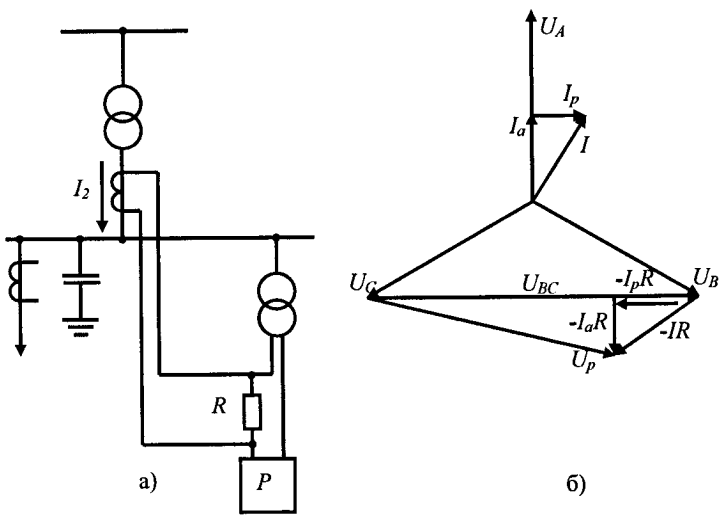


Рисунок 5.10 – Схема ввімкнення регулятора і векторна діаграма параметрів, які подаються на вимірювальний орган регулятора БК

Схема вмикання регулятора, що реалізовує функцію (5.6), наведена на рис. 5.10, а), а векторна діаграма величин – на рис. 5.10, б). Збільшення реактивного струму живильної ділянки мережі супроводжується зменшенням напруги на вимірювальному органі регулятора. У результаті регульована місцевим джерелом реактивна потужність збільшується, а реактивний струм живильної ділянки мережі на відповідну величину зменшується. Таким чином практично здійснюється регулювання реактивного струму контрольованої ділянки мережі.

Уставка за реактивним струмом залежить від напруги. Збільшення напруги супроводжується збільшенням уставки за реактивним струмом, що перешкоджає підвищенню напруги. Зниження напруги, навпаки, призводить до зменшення реактивного струму живильної ділянки мережі, що перешкоджає зниженню напруги. Вплив напруги на уставку реактивного струму визначається величиною  $k_2$ : чим більший цей коефіцієнт, тим менший вплив напруги. У мережі при  $k_2 = 0$  регулятор реагує тільки на напругу; при  $R \rightarrow \infty$  він практично реагує тільки на реактивний струм.

За необхідності підтримування стабільної напруги не в вузлі приєднання місцевого джерела реактивної потужності, а на деякій відстані від нього, у колі вимірювального органа використовують струмову компенсацію напруги.

Регулятор режиму БК характеризується зоною нечутливості, уставкою

регулювання і витримкою часу. Зона нечутливості вибирається більшою за зміну напруги на вимірювальному органі, що виникає в результаті вмикання або вимикання секції БК:

$$\Delta U_{\text{неч}} = \frac{U_c}{k_H} + \Delta U' = \frac{U_c}{k_H} + \frac{\Delta U_c}{k_T} R,$$

де  $\Delta U_c$  – зміна напруги у вузлі мережі, що виникає в результаті вмикання секції;

$k_T, k_H$  – коефіцієнти трансформації трансформаторів струму і напруги;

$\Delta U_c$  – реактивний струм секції БК;

$R$  – опір функціонального перетворювача.

Практично зона нечутливості вибирається так, щоб підвищення напруги до гранично допустимого для конденсаторів значення супроводжувалося їхнім вимкненням. Цю умову задовольняє  $\Delta U_{\text{неч}} = 2,5 \div 3\%$ .

На рисунку 5.11 наведено розрахункову залежність, яка використовується для вибору нечутливості регулювання або опору резистора в колі вимірювального органа при різних потужностях секцій конденсаторних батарей  $Q_c$  і коефіцієнтах трансформації трансформаторів струму для регулятора типу АРКОН (автоматичне регулювання конденсаторів).

При заданій величині  $\Delta U'$  необхідно визначити величину  $R$ , а при заданому значенні  $R$  – величину  $\Delta U'$  (яка для одержання  $\Delta U_{\text{неч}}$  повинна бути збільшена на зміну напруги в електричній мережі  $\Delta U_c$  і можливу похибку регулятора).

Уставка  $U_y$  встановлюється після вмикання регулятора в роботу з таким розрахунком, щоб режим БК відповідав необхідному (повністю ввімкнена або вимкнена).

При реалізації на вимірювальному органі функції  $U_y = U + I_1 k_1 - I_2 k_2$  джерело реактивної потужності струмом  $I_1$  покриває не весь споживаний у вузлі реактивний струм, а тільки частину його.

Ця функція дозволяє здійснювати необхідний розподіл генерованого реактивного струму між декількома паралельно працюючими місцевими джерелами, втрати в яких повинні враховуватися, наприклад, декількома синхронними двигунами.

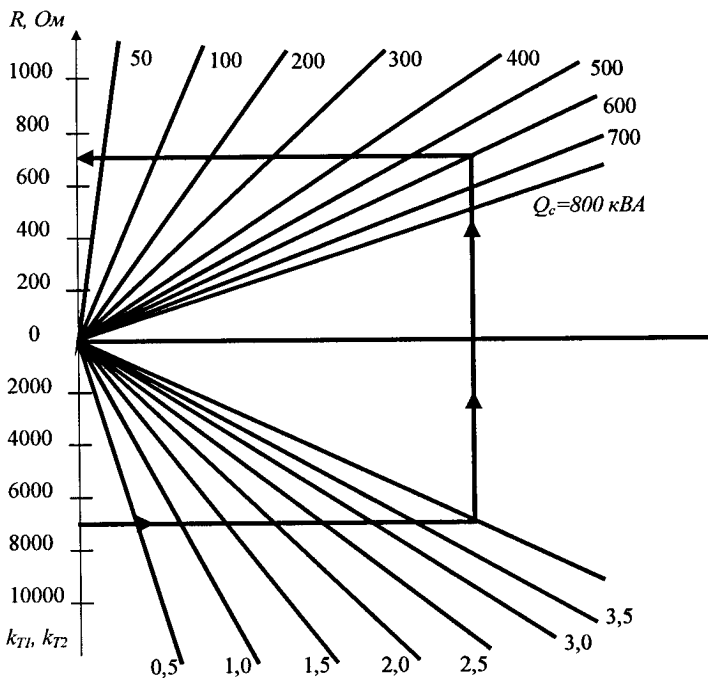


Рисунок 5.11 – Розрахункова залежність для налаштування регулятора конденсаторної батареї, що реагує на реактивний струм та напругу:  $Q_c$  – потужність секції батареї;  $R$  – опір резистора, що використовується як перетворювач струму в напругу;  $k_{c1}, k_{c2}$  – результуючі коефіцієнти трансформації трансформаторів струму;  $\Delta U'$  – зміна напруги на вимірювальному органі, що зумовлена зміною реактивного струму

Схема ввімкнення вимірювального органа і векторна діаграма величин регулятора напруги синхронних двигунів (СД) наведені на рис. 5.13.

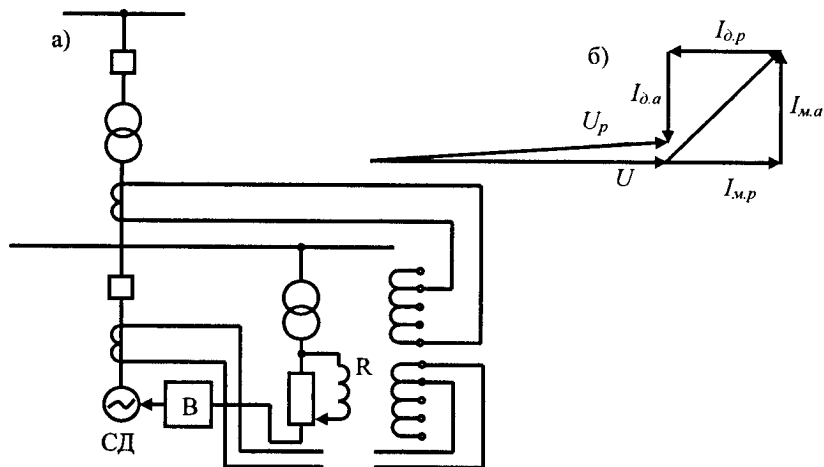


Рисунок 5.13 – Можлива схема вмикання регулятора напруги синхронних двигунів (а) і векторна діаграма величин, що подаються на вимірювальний орган регулятора напруги (б):

$I_{m.a}$  та  $I_{m.p}$  – струми мережі активний і реактивний;

$I_{d.a}$  та  $I_{d.p}$  – струми двигуна активний і реактивний

З розглянутого випливає, що на відміну від централізованого регулювання напруги в ЦЖ, де використовується незалежний параметр, при керуванні місцевими джерелами реактивної потужності використовується залежний параметр режиму.

## 6 ЗМЕНШЕННЯ НЕСИНУСОЇДНОСТІ І НЕСИМЕТРІЇ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

### 6.1 Несинусоїдність та способи її усунення

Задачі несинусоїдності кривих напруги і струму

В ідеальній електроенергетичній системі (ЕЕС) енергія повинна передаватися при номінальних значеннях частоти і напруги, що не змінюються в часі. У реальних енергосистемах ці умови не виконуються внаслідок того, що багато споживачів електроенергії мають нелінійні характеристики навантаження (вентильні перетворювачі, силова електронна перетворювальна техніка, сталеплавильні електродугові печі на металургійних заводах тощо).

Відхилення форм кривих струму і напруги від правильної синусоїди зазвичай досліджують, розкладаючи їх як періодичні функції в ряд Фур'є. Гармонічні складові або гармоніки визначаються як значення напруги (струму) з частотою, кратною основній частоті мережі ( $\omega$  нас 50 Гц). Однією з основних характеристик, що визначає форму кривої, є фазовий кут (кут зсуву) гармоніки відносно основної частоти. Значення напруги в загальному випадку визначається:

$$u(t) = \sum_{k=1}^n U_k \sin(k \omega t + \psi_k), \quad (6.1)$$

де  $U_k$  – амплітуда  $k$ -ї гармоніки ряду Фур'є;  $k$  – номер гармоніки;  $n$  – кількість гармонік в ряду;  $\psi_k$  – фазовий кут  $k$ -ї гармоніки.

Одні і ті ж гармоніки від різних джерел можуть здійснювати різний вплив залежно від їх відносного положення. Як і багато інших форм спотворень, гармоніки впливають на всі види електричного обладнання, що знаходиться на досить великій відстані від місця генерації гармонік.

Найбільш відчутним є вплив гармонік, що виникають в силових колах, на якість звуку телефонного зв'язку, що знижується через гармонічний шум, що наводиться силовими гармоніками. Існують інші, не менш небезпечні дії, що виражаються в помилкових спрацьовуваннях відповідальної керувальної і захисної апаратури, перевантаженні силових апаратів і елементів систем. В цьому випадку застосування навіть елементарних заходів захисту обладнання у вигляді фільтрів, що встановлюються біля споживачів, приводить до поліпшення кривої напруги і створення нормальних умов роботи.

Визначення допустимих рівнів гармонік не є простим і однозначним завданням. Знання струмів гармонік різних джерел недостатні для того, щоб встановити межі, в яких забезпечувалася б електромагнітна сумісність обладнання в будь-якій енергосистемі. Тому, якщо знання про гармоніки

струму виходять, в основному, з фізичної суті явища, то розроблені стандарти і рекомендації є результатом аналізу попереднього практичного досвіду.

Таким чином, проблема несинусоїдності напруги в електричних мережах умовно поділяється на такі частини:

- виявлення джерела вищих гармонік;
- дослідження області поширення гармонік і міри відповідності їх встановленим нормам;
- оцінення впливу вищих гармонік на електроприймачі та розробка заходів щодо його зменшення.

### Джерела гармонік в електричній мережі

Основні причини виникнення несинусоїдності напруги і струму – це наявність в електричних мережах вентиляльних перетворювальних установок і електроприймачів з нелінійною вольт-амперною характеристикою.

На рис. 6.1, як приклад, наведено криві напруг на виході однофазного (рис. 6.1, а) і трифазного (рис. 6.1, б) мостового вентиляльного перетворювача.

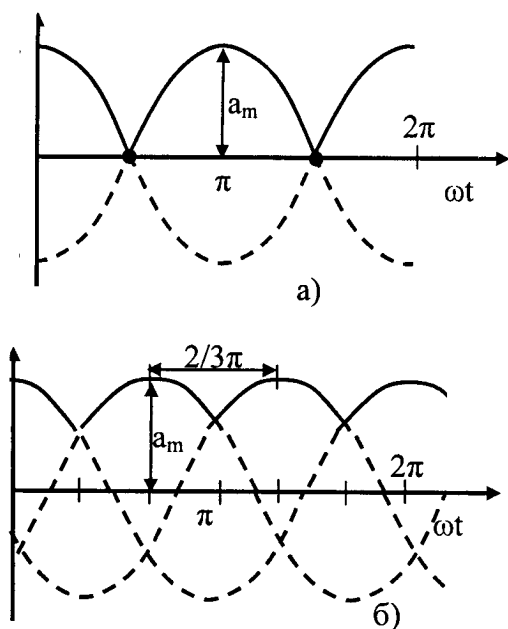


Рисунок 6.1 – Випрямлені криві напруг

Розкладені в ряд Фур'є випрямлені криві напруги записуються:

для однофазного випрямляча

$$u(\omega t) = \frac{4U_m}{\pi} \left( \frac{1}{2} + \frac{1}{1.3} \cos 2\omega t - \frac{1}{3.5} \cos 4\omega t + \frac{1}{5.7} \cos 6\omega t - \dots \right)$$

і для трифазного випрямляча

$$u(\omega t) = \frac{3\sqrt{3}U_m}{\pi} \left( \frac{1}{2} + \frac{1}{2.4} \cos 3\omega t - \frac{1}{5.7} \cos 6\omega t + \frac{1}{8.10} \cos 9\omega t - \dots \right).$$

Вентильні перетворювачі застосовуються для живлення електрифікованого залізничного, а також міського і внутрішньо-заводського транспорту.

В ЕЕС вони застосовуються в лініях постійного струму і в устатках постійного струму для перетворення змінного струму на постійний і навпаки (випрямлення та інвертування).

В ЕЕС також застосовуються струмообмежувальні пристрої і джерела реактивної потужності, які використовують тиристорні перетворювачі. Вентильні перетворювачі широко застосовуються в промисловості – в металургії для живлення термічних установок, в хімії – для установок електролізу, в машинобудівництві – для зварювальних установок, для регульованого електропривода як перетворювачі частоти.

Все це потужні споживачі, які суттєво спотворюють синусоїдні напругу і струм.

До появи статичних перетворювачів наявність гармонічних спотворень в енергосистемах асоціювалася, в першу чергу, з роботою електричних машин і трансформаторів. І, дійсно, основними джерелами гармонік, що існували раніше в електричних системах, були струми намагнічування силових трансформаторів.

Після того, як виконання вимог з конструювання економічних генераторів призвело до спотворення форми кривої напруги, генератори електричних станцій стали джерелом гармонік.

Сучасні трансформатори і електричні машини в нормальних умовах роботи не вносять істотних спотворень в мережу.

Проте при роботі їх, як і інших пристроїв з магнітопроводом, на нелінійній частині кривої намагнічування підведена синусоїдна напруга дає спотворену криву струму (рис. 6.2, а). Аналогічно, якщо через нелінійний опір пропустити синусоїдний струм, то напруга на ньому буде мати несинусоїдну форму (рис. 6.2, б).

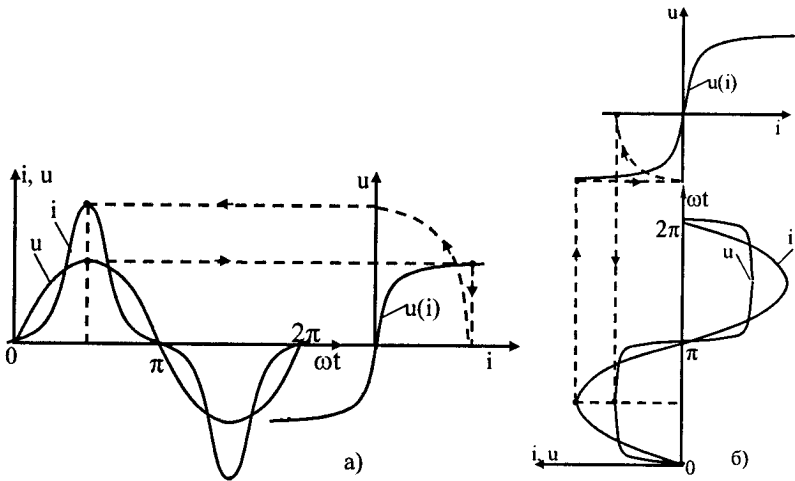


Рисунок 6.2 – Спотворення синусоїдних напруги і струму пристроєм з нелінійною вольт-амперною характеристикою

На рис. 6.2, а заданою є синусоїдна крива напруги  $u(\omega t)$ . За нею і вольтамперною характеристикою, як показано на рисунку стрілками, будеться несинусоїдна крива струму  $i(\omega t)$ . На рис. 6.2, б, навпаки, заданою є синусоїдна крива струму  $i(\omega t)$ , а за нею і вольт-амперною характеристикою, як показано на рисунку стрілками, будеться несинусоїдна крива напруги  $u(\omega t)$ .

Таким чином, установки з нелінійною вольт-амперною характеристикою як вентиляльні перетворювальні установки є причиною спотворення синусоїди струму і напруги або в термінах, які використовуються в електротехніці, є джерелом вищих гармонік.

#### Зменшення несинусоїдності напруги та струму

Зменшення несинусоїдності напруги необхідне в тих випадках, коли вона стає більшою за допустиму (значення напруги або струмів вищих гармонік перевищує допустиме). Зменшення несинусоїдності може бути досягнуто одним з таких способів:

- усуненням причин, які спотворюють синусоїду, тобто зменшенням рівня вищих гармонік, що генеруються вентиляльними перетворювачами і пристроями з нелінійною вольт-амперною характеристикою;
- раціональною побудовою схеми електричної мережі, від якої живляться вентиляльні перетворювачі;
- застосуванням фільтрів вищих гармонік.

Зниження рівнів вищих гармонік, які генеруються перетворювачами, можна досягти за рахунок збільшення кількості фаз випрямлення в перетворювальних установках та застосуванням спеціальних схем



випрямлення і законів керування ними, які забезпечують покращання форми кривої їх первинних струмів.

Обмеження спотворення форми кривої пристроями з магнітопроводами досягається тим, що в нормальних режимах їх робота здійснюється на лінійній частині кривої намагнічування.

Рациональна побудова схеми мережі з точки зору зниження несинусоїдності полягає в тому, що нелінійні навантаження живлять від окремих ліній і трансформаторів. На рис. 6.3 наведено можливі схеми живлення випрямної установки (ВУ) залежно від її потужності.

На рис. 6.3, а ВУ електротягової підстанції міського транспорту через спеціальний трансформатор  $T_{ВУ}$  приєднана до шин РП. Якщо коефіцієнт спотворення синусоїдної форми кривої напруги  $K_U$  більший за допустиме значення, то для зменшення несинусоїдності треба живити ВУ окремою лінією від ЦП (рис. 6.3, б).

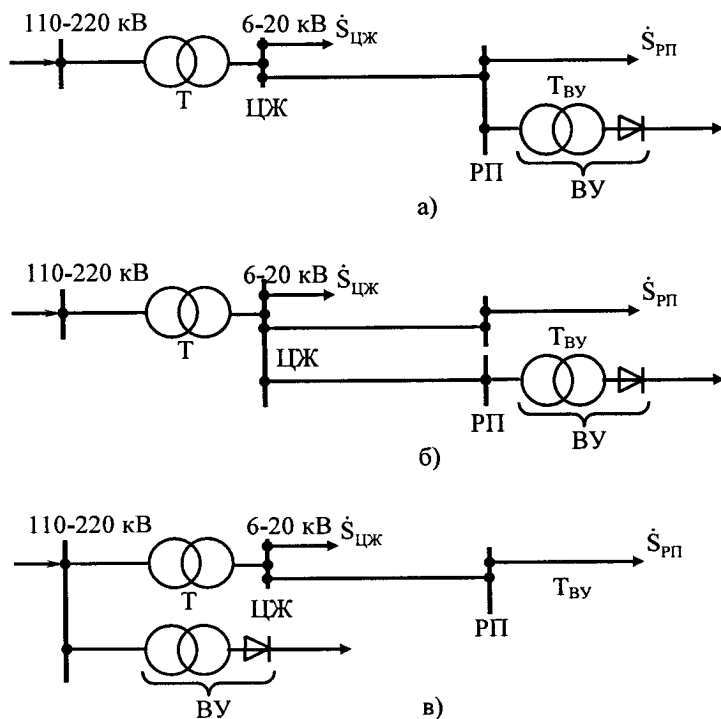


Рисунок 6.3 – Схеми живлення випрямної установки

Якщо ВУ має велику потужність, наприклад, ВУ сталеплавильної печі, то для зменшення впливу на споживачів розподільної мережі 10-0,38 кВ її

живлять безпосередньо від підстанції 110–220 кВ (рис. 6.3, в). За такої схеми мережі вищі гармоніки, які генеруються перетворювачами, потрапляють з шин вищої напруги підстанції в живильну мережу 110–220 кВ, а не в розподільну мережу 10–0,38 кВ. Проте в цьому випадку можуть виникнути недопустимі напруги гармонік в живильній мережі ЕЕС. Рівень цих гармонік не може перевищувати допустимий.

Використання фільтрів – найпоширеніший спосіб зниження рівня вищих гармонік. В електричних мережах фільтри застосовуються, перш за все, для того, щоб зменшити амплітуду струмів або напруг однієї або декількох фіксованих частот (паралельні фільтри).

Найпростіший фільтр вищої гармоніки – це послідовно з'єднані реактор і батарея конденсаторів (БК) (рис. 6.4). Він вмикається паралельно до опору мережі  $Z_m$ . Параметри реактора і БК підбираються так, щоб їх результувальний опір для певної частоти гармоніки дорівнював нулю. В загальному випадку на кожен гармоніку потрібен свій фільтр. Фільтр створює паралельну електричній мережі вітку з дуже малим опором, шунтує її на частоті заданої гармоніки і відповідно знижує напругу цієї гармоніки. Такі фільтри можуть приєднуватися як в місцях генерування вищих гармонік, так і у вузлах мережі з недопустимим рівнем гармонік.

На рис. 6.4 наведено схему паралельного фільтра і залежність його опору від частоти. Повний опір такого фільтра

$$Z_{\phi} = R + j\left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right), \quad (6.2)$$

де  $L$  – індуктивність реактора;  $C$  – ємність БК;  $R$  – сумарний активний опір реактора і БК, який відображає втрати в реакторі і БК.

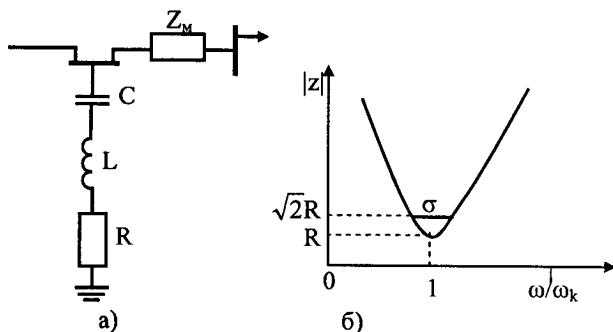


Рисунок 6.4 – Схема паралельного фільтра, налаштованого на одну частоту, (а) і залежність його повного опору  $Z_{\phi}$  від частоти (б)

На резонансній частоті  $f_k = \frac{\omega_k}{2\pi}$  опір фільтра зменшується до чисто активного опору  $R$ . Якщо  $f_k$  частота  $k$ -ї гармоніки, то для неї опір фільтра найменший і вона шунтується. Опір для неї визначається тільки активним опором  $R$ . Тобто в реальному фільтрі, настроєному на  $k$ -ту гармоніку, опір не може бути рівним нулю і вона не може бути усунена зовсім.

Фільтр характеризується добротністю, яка визначається як відношення індуктивного (або ємнісного, оскільки вони однакові) опору при резонансі до активного опору:

$$D = X/R.$$

Добротність фільтра  $D$  визначає точність його настроювання. Фільтр з високою добротністю (від 30 до 60) налаштовується точно на одну з гармонічних частот. Фільтр же з низькою добротністю має малий опір в широкому діапазоні частот, особливо у випадку, якщо його рівень добротності не перевищує 5.

Як показано на рис. 6.4, б, смуга пропускання частот фільтра  $\sigma$  обмежена частотою, на якій реактивний опір фільтра рівний його активному опору (тобто кут повного опору дорівнює  $45^\circ$ ), і частотою, на якій модуль повного опору дорівнює  $\sqrt{2}R$ . Добротність фільтра пов'язана з шириною його смуги пропускання таким співвідношенням:

$$D = \omega_k / \sigma,$$

де  $\omega_k$  — налагоджувана кутова частота, рад/с.

Потужність фільтра визначається за реактивною потужністю, що генерується фільтром на основній частоті. Ця потужність майже точно дорівнює реактивній потужності основної частоти, що генерується конденсаторами.

Параметри фільтра  $L$  і  $C$  для заданої гармоніки визначаються з умови

$$\omega_k L = \frac{1}{\omega_k C},$$

яка впливає з (6.2).

При використанні фільтрів бажано зменшити максимальне відхилення частоти подавлюваної гармоніки. Цього можна досягти, застосовуючи настроювання фільтра за допомогою автоматичного регулювання ємності або зміни індуктивності. Звичайно вважається прийнятним регулювання  $\pm 5\%$ . Такі фільтри є фільтрами з автоматичним настроюванням.

### Поширення вищих гармонік в електричних мережах

Як правило, розрахунки з розповсюдження вищих гармонік в електричній мережі виконуються за допущення, що електрична мережа симетрична і пасивна, тобто до неї може бути застосований принцип суперпозиції, що дозволяє розглядати кожен гармоніку окремо.

Потоки потужності основної частоти і потоки потужності на гармонічних частотах в електричній системі, як це показано на еквівалентній

схемі (рис. 6.5), взаємозв'язані. Генерувальна система Г є джерелом основної синусоїдної напруги. Вона через опір системи  $R_c + jX_c$  живить навантаження  $R_n + jX_n$  через регульований статичний перетворювач. Потужність системи  $S_r$  передається споживачам через точки спільного приєднання (ТСП). Як правило, більша частина цієї потужності  $S_n$  живить навантаження, а менша  $S_n$  – перетворювач.

На (рис. 7.5, б) показано потоки гармонік в еквівалентній схемі. На ній генератор основної частоти Г подано своїм гармонічним опором. Джерелом гармонік струму є перетворювач, від якого частина потужності  $S_n$ , перетворена на потужність гармонік, повертається в систему  $S_{cr}$  і генератор  $S_{gr}$ . Більша частина потужності гармонік споживається, як правило, в розподільних мережах навантаженням  $S_{nr}$ . Потужності  $S_{cr}$  і  $S_{gr}$ , пройшовши ТСП, розподіляються між паралельними елементами електричної мережі (лініями, трансформаторами) і викликають в них додаткові втрати та, спотворюючи напругу, погіршують умови роботи споживачів електроенергії в системі.

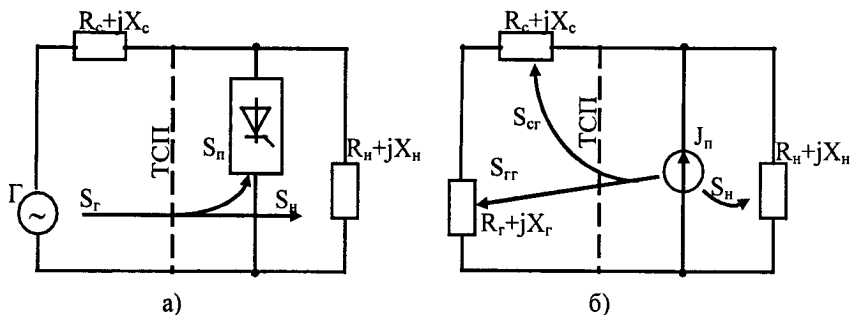


Рисунок 6.5 – Потоки потужності в електричній системі з гармоніками

Ступінь впливу гармонік на режим електричної мережі та споживачів електроенергії оцінюється за допомогою коефіцієнта спотворення форми кривої напруги, який визначається за виразом:

$$k_U = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^n U_k^2}}{U_1} \cdot 100 \approx \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^n U_k^2}}{U_{ном}} \cdot 100 [\%], \quad (6.3)$$

де  $U_k$  – діюче значення напруги  $k$ -ї гармоніки;  $U_1$  – напруга прямої послідовності основної частоти;  $n$  – номер останньої з гармонік, які враховуються.

Значення потоків потужності на гармонічних частотах в елементах електричної мережі визначаються за формулою:

$$\dot{S}_{ki} = 3 \sum_{k=2}^n \left( \dot{U}_{ki}^{ex} - \dot{U}_{ki}^{sux} \right) \cdot \hat{I}_{ki}, \quad (6.4)$$

де  $\dot{U}_{ki}^{ex}, \dot{U}_{ki}^{sux}$  – напруги входу і виходу чотириполосника, яким моделюється  $i$ -й елемент мережі;  $\hat{I}_{ki}$  – струм  $k$ -ї гармоніки в  $i$ -му елементі мережі, який визначається за результатами розрахунку усталеного режиму ЕЕС, де задавальним струмом є струм  $k$ -ї гармоніки джерела гармонік  $\dot{J}_{ik}$ .

Враховуючи (6.3), (6.4) та вимоги до моделювання процесу поширення гармонік, на кафедрі електричних станцій та систем ВНТУ розроблено методику і алгоритм розрахунку режиму електричних мереж на кожній з гармонік. Структурно-логічну схему адаптованого до гармонічного аналізу алгоритму наведено на рис. 6.6.

Оскільки навантаження задаються потужностями з врахуванням статичних характеристик, то розрахунок виконується в декілька ітерацій. На внутрішній ітерації методом Гаусса розв'язується система вузлових рівнянь:

$$Y_k \cdot \dot{U}_k = \dot{J}_k, \quad (6.5)$$

де  $Y_k$  – матриця вузлових провідностей електричної мережі на  $k$ -й гармоніці;

$\dot{U}_k$  – вектор напруг вузлів  $k$ -ї гармоніки відносно базисного вузла;

$\dot{J}_k$  – вектор задавальних струмів вузлів, в який входять і струми джерел гармонік.

На зовнішній ітерації уточнюються потужності в вузлах відповідно до розрахованих напруг і номери поточної гармоніки, а також уточнюються складові вектора  $\dot{J}_k$ . Результати розрахунку режиму кожної гармоніки передаються в банк даних (БД) для подальшого аналізу.

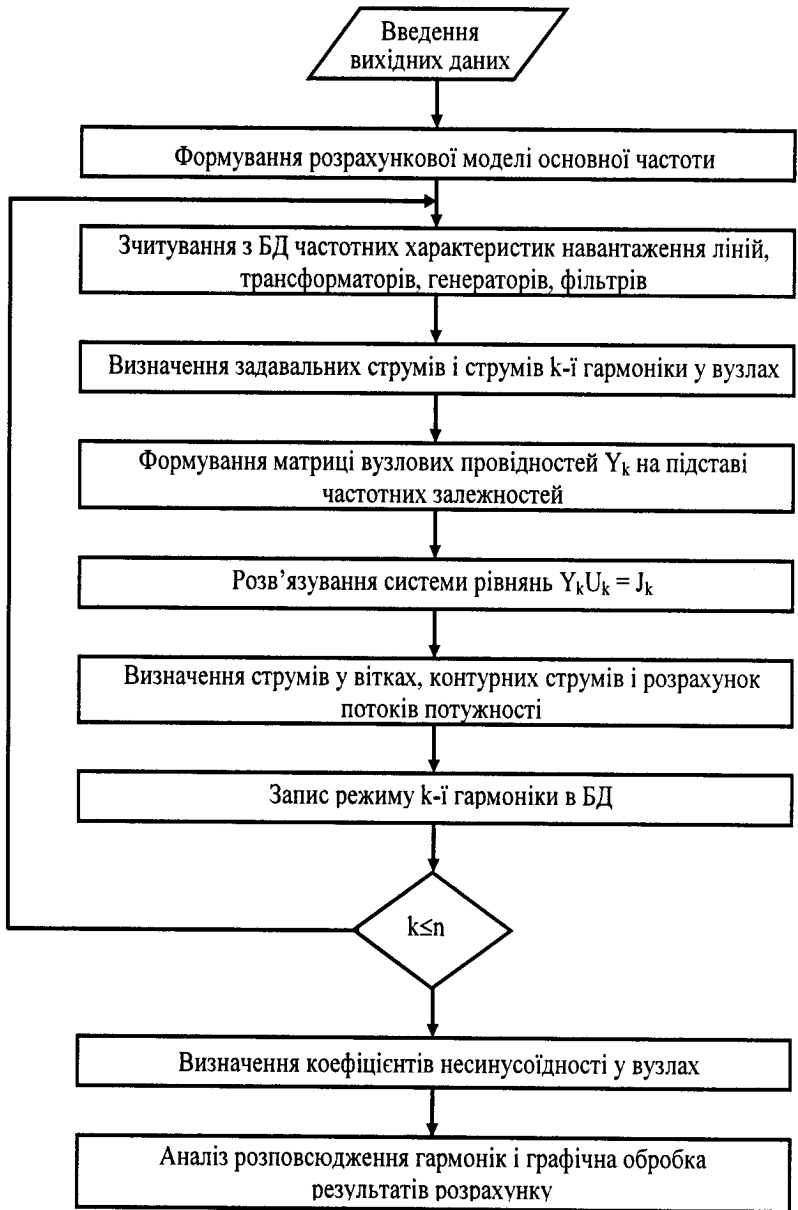


Рисунок 6.6 – Алгоритм дослідження розповсюдження гармонік

В програмі, в якій реалізовано розглянутий алгоритм, передбачено дослідження процесу обмеження рівня гармонік в системі за допомогою паралельних фільтрів (рис. 6.7). Оскільки фільтри, як правило, задаються своїми опорами на тій гармоніці, на яку вони настроєні, а розрахунок ведеться в «потужностях», то дані фільтрів перераховуються в потужності кожної гармоніки.

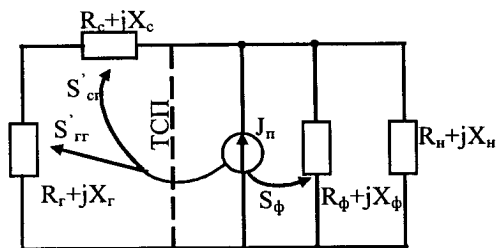


Рисунок 6.7 – Потоки потужності гармонік в електричній мережі з фільтром

За умови, що в настроєному на  $m$ -у гармоніку фільтрі  $mX_L = X_C/m$ , потужності фільтра на  $k$ -й гармоніці визначаються:

$$P_k = \frac{U_k^2 \cdot R}{R^2 + X_C^2 \cdot \gamma^2}, \quad Q_k = \frac{U_k^2 \cdot X_C \cdot \gamma}{R^2 + X_C^2 \cdot \gamma^2},$$

де  $R$ ,  $X_L$ ,  $X_C$  – відповідно активний, індуктивний та ємнісний опори фільтра;  $P_k$  – втрати активної потужності в фільтрі;  $Q_k$  – потужність генерації фільтра;  $\gamma = \frac{k^2 - m^2}{m^2 \cdot k}$ .

Як результат розрахунку визначаються потоки потужності в елементах мережі  $S'_{sr}$  і  $S'_{gr}$ , які відрізняються від потоків потужності в мережі, коли в ній відсутні фільтри. Якщо стоїть задача визначення оптимальних місць установлення і потужності фільтрів, то формується відповідна математична модель. При цьому розглянутий тут алгоритм і програма при моделюванні процесу поширення гармонік в електричній мережі використовуються як окремий програмний модуль.

Практично алгоритм дозволяє аналізувати протікання гармонік струму в мережі одночасно від необмеженої кількості джерел гармонік з будь-яким заданим спектром. Не обмежується також кількість фільтрів. Таким чином, сумарна генерація гармонік струму декількома перетворювачами і

фільтрами, при'єднаними до шин електричної мережі, використовується для аналізу проникнення гармонік струму в дану мережу.

## 6.2 Несиметричність напруги і її зменшення

**Причини несиметричності напруги в електричних мережах і їх характеристика**

Для симетричної трифазної системи напруг характерним є те, що у всіх трьох фазах модулі і фази напруг однакові. В несиметричних режимах ця рівність порушується. Несиметричні режими в електричних мережах виникають з таких причин:

- неоднакові навантаження в різних фазах;
- неповнофазна робота ліній або інших елементів в мережі;
- параметри ліній в різних фазах відрізняються.

В мережах 0,38 кВ найчастіше несиметричність виникає через неоднаковість навантаження фаз. Пояснюється це великою кількістю однофазних електроприймачів, які нерівномірно розподілені між фазами. Для зменшення несиметричності їх необхідно рівномірно розподіляти між фазами. Проте усунути зовсім несиметричність практично неможливо, оскільки вмикаються і вимикаються однофазні електроприймачі неодноразомно і безсистемно.

В розподільних мережах 6–10 кВ несиметричність спричиняється, як правило, наявністю потужних однофазних електроприймачів і трифазних електроприймачів з неоднаковим споживанням у фазах. До них відносяться дугові сталеплавильні печі, індукційні плавильні установки, різні нагрівні установки тощо. Крім того, несиметричні електроприймачі – це зварювальні апарати різної потужності. Тягові підстанції електрофікованого на змінному струмі транспорту є також потужним джерелом несиметричності.

У трифазній електричній мережі режим нейтралі обумовлений провідністю відносно точки відліку, як таку можна взяти землю. Ємності між фазами створюють додаткові струми в них, не позначаючись на потенціалах мережі відносно землі. Сума струмів, що протікають в землю, відповідно до першого закону Кірхгофа дорівнює нулю. Якщо фазові напруги  $\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$ , то одержуємо:

$$\dot{U}_A (g_A + j\omega C_A) + \dot{U}_B (g_B + j\omega C_B) + \dot{U}_C (g_C + j\omega C_C) = 0,$$

де  $g + j\omega C$  – провідність фаз.

Нульовій точці мережі (нейтралі) відповідає центр ваги трикутника напруг (рис. 6.8), для якої виконується умова



$$\dot{U}_{A0} + \dot{U}_{B0} + \dot{U}_{C0} = 0. \quad (6.6)$$

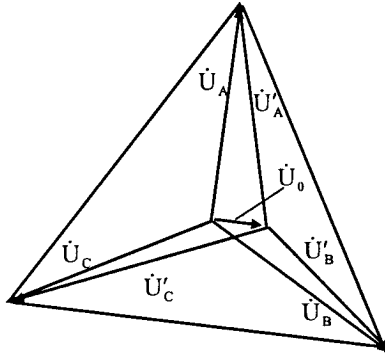


Рисунок 6.8 – Діаграма для визначення несиметрії напруг

У загальному випадку потенціал нульової точки відрізняється від потенціалу землі. Різниця цих потенціалів характеризує напругу нейтралі  $\dot{U}_0$ . Напруги фаз відносно землі дорівнюють:

$$\dot{U}_A = \dot{U}_{A0} + \dot{U}_0; \quad \dot{U}_B = \dot{U}_{B0} + \dot{U}_0; \quad \dot{U}_C = \dot{U}_{C0} + \dot{U}_0.$$

З урахуванням цього струми мережі на землю

$$I_0 = \sum U_{i0} (g_i + j\omega C_i) + \dot{U}_0 \left[ \frac{3}{r} + j\omega(C_A + C_B + C_C) \right] = 0.$$

Якщо ємності на землю  $C$  однакові, то перший член даного рівняння з урахуванням (6.6) дорівнює нулю. Тоді

$$\dot{U}_{\text{нес}} = 0$$

і нейтраль трифазної мережі симетрична відносно землі, отже, має потенціал землі.

Припустимо, що фазні напруги симетричні, а несиметрія є результатом різних за величиною ємностей відносно землі. Нехтуючи впливом активної провідності на струми фаз, одержуємо напругу зсуву нейтралі:

$$\begin{aligned}
 U_{\text{нес}} &= U_{\phi} \frac{j\omega C_A + a^2 j\omega C_B + aj\omega C_C}{j\omega(C_A + C_B + C_C) + (g_A + g_B + g_C)} = \\
 &= U_{\phi} \frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_A + C_B + C_C} \cdot \frac{1}{1 - j \left[ \frac{3g}{\omega} (C_A + C_B + C_C) \right]}. \quad (6.7)
 \end{aligned}$$

Другий множник рівняння (6.7) є ступенем відносної несиметрії мережі, обумовленої нерівністю ємностей фаз на землю ( $\dot{u}_0 = \dot{U}_{\text{нес}} / \dot{U}_{\phi}$ ). У третьому члені (6.7) як уявна величина в знаменнику присутнє відношення активних та ємнісних провідностей

$$d = \frac{3g}{\omega(C_A + C_B + C_C)} = \frac{3g}{\omega C_0},$$

яке визначається у відносних одиницях або відсотках.

Якщо зіставити цю величину з відношенням активної провідності до ємності резонансного контуру, то вона відповідатиме добротності кола, яке відносно системи нейтралі мережі прийнято називати коефіцієнтом заспокоєння мережі.

Оскільки через провідність відповідно протікають активний і ємнісний струми на землю, то через них можна виразити коефіцієнт заспокоєння

$$d = I_a / I_c.$$

З урахуванням цього несиметрія дорівнює

$$\dot{U}_{\text{нес}} = \dot{U}_{\phi} \cdot \frac{\dot{u}_0}{(1 - jd)},$$

де  $\dot{u}_0$  – ступінь несиметрії мережі, обумовленої відмінністю ємностей фаз.

Приблизно значення струмів через ємності повітряної мережі можна знайти за формулою:

$$I_c = (2,7 \div 3,3) U_{\text{л}} 1 \cdot 10^{-3} \text{ [A]},$$

де  $U_{\text{л}}$  – лінійна напруга мережі, кВ;  $l$  – довжина ЛЕП, км.

Для ЛЕП без грозозахисного троса коефіцієнт дорівнює 2,7, для ЛЕП з тросом – 3,3. На ЛЕП з металевими опорами ємності збільшуються на 10–12 %.

Ємнісний струм двоколової ЛЕП більший за струм однокової ЛЕП на 30–60 % (залежно від розташування проводів: для горизонтального –20 %; для вертикального –35–40 %, ялинкою –30 %).

Зазвичай для повітряних мереж коефіцієнт заспокоєння дорівнює 3–5 %, для кабельних мереж –2–4 % (за наявності кабелів з застарілою ізоляцією – до 10 %). Якщо нейтраль ізольована, то вплив коефіцієнта заспокоєння незначний.

Для полегшення аварійного режиму електричної мережі з незаземленою нейтраллю використовується однофазний дросель з регульованим індуктивним опором, що вмикається між нейтраллю і землею (рис. 6.9), який називається дугогасильною котушкою.

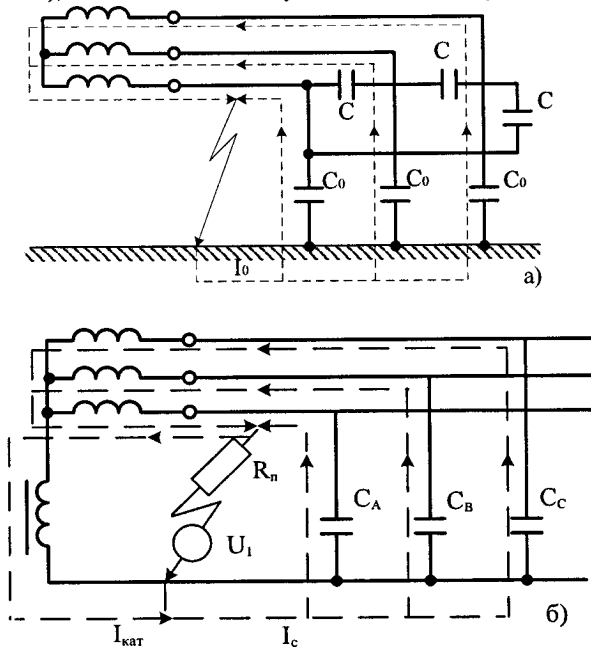


Рисунок 6.9 – Схема протікання ємнісних струмів під час замикання на землю для схеми без дугогасильної котушки а) та з нею б)

Дугогасильна котушка для струмів нульової послідовності утворює контур, що складається з послідовно з'єднаної індуктивності і сумарної ємності фаз відносно землі. Через те, що індуктивна і ємнісна провідності взаємно компенсуються, еквівалентна реактивна провідність може наближатися до нуля, а коло тоді поводитиметься як активний опір. Таким чином, індуктивність дугогасильної котушки в поєднанні з ємністю мережі утворює коло, що виконує роль послідовного резонансного контуру.

Контур має активний опір, що визначається оберненою активною провідністю ізоляції фаз ( $\frac{3}{r}$ ) і втратами активної потужності в дугогасильній котушці і трансформаторі ( $\frac{1}{r_{\text{кот}}}$ ).

Аналогічно (6.7), напруга несиметрії

$$\dot{U}_0 = U_\phi \frac{j\omega C_A + a^2 j\omega C_B + aj\omega C_C}{j\omega(C_A + C_B + C_C) - j1/\omega L_{\text{кот}} + 1/R},$$

$$\text{де } \frac{1}{R} = \left(\frac{1}{r_{\text{кот}}}\right) + \left(\frac{1}{r}\right).$$

Для співвідношення напруги зміщення нейтралі з фазною напругою отримуємо величину, яка називається ступенем зміщення нейтралі і визначається за формулою

$$u = \frac{\dot{U}_0}{U_\phi} = \frac{\dot{U}_0}{\frac{\omega(C_A + C_B + C_C) - 1/\omega L_{\text{кот}}}{\omega(C_A + C_B + C_C)} - j \frac{1}{R\omega(C_A + C_B + C_C)}}.$$

Перший член знаменника, що є відношенням повної реактивної провідності контуру до його ємнісної провідності, характеризує ступінь розлаштування контуру ( $\nu$ ). При резонансному налаштуванні, коли

$$\omega \sum_{i=1}^3 C_i = 1/\omega L_{\text{кот}},$$

розлаштування дорівнює нулю. Другий член знаменника, як і в (6.7), є коефіцієнтом заспокоєння мережі  $d$ . Отже, ступінь зміщення нейтралі можна виразити як

$$u = \dot{u}_0 / (\nu - jd),$$

а абсолютні величини –

$$u = u_0 / \sqrt{\nu^2 - d^2}; U_0 = u U_\phi = U_{\text{нес}} / \sqrt{\nu^2 + d^2}. \quad (6.8)$$

Вираз для ступеня розлаштування можна записати у вигляді

$$\nu = 1 - \frac{1}{\omega L_{\text{кот}} \omega (C_A + C_B + C_C)} = 1 - k,$$

де  $k$  – відношення індуктивної провідності до ємнісної провідності мережі.

Ступені розлаштування і налагодження визначаються також і за відповідними струмами:

$$v = (I_c - I_{ком})/I_c \text{ і } k = I_{ком}/I_c. \quad (6.9)$$

Якщо  $\frac{1}{\omega L_{кот}} < \omega(C_A + C_B + C_C)$ , то ступінь розлаштування додатний і мережа працює з недокомпенсацією. Якщо  $\frac{1}{\omega L_{кот}} = \omega(C_A + C_B + C_C)$ , то налаштування резонансне. Якщо  $\frac{1}{\omega L_{кот}} > \omega(C_A + C_B + C_C)$ , то – від’ємний і мережа працює з перекомпенсацією. При  $1/\omega L_{кот} = 0$  мережа працює з ізольованою нейтраллю, а при  $1/\omega L_{кот} = \infty$  – з глухо заземленою нейтраллю.

Розглянуті співвідношення виникають як в результаті зміни індуктивності при незмінній ємності мережі, так і при зміні ємності за незмінної індуктивності дугогасильної котушки.

Коефіцієнти заспокоєння компенсованої мережі і мережі без дугогасильної котушки дещо різні, оскільки на цей коефіцієнт впливає додатковий опір  $r_{кот}$ . Відношення активної складової струму, що протікає через дугогасильну котушку, до реактивної складової

$$I_a/I_{кот} = \omega L_{кот}/r_0 = \Delta P\%/100,$$

де  $\Delta P\%$  – втрати активної потужності в котушці у відсотках від компенсувальної потужності.

Отже

$$r_{ком} = \omega L_{ком}(100/\Delta P\%).$$

Звичайно  $\Delta P\% = 1,5 \div 2\%$ .

Для компенсованої мережі

$$d = \frac{1}{R\omega(C_A + C_B + C_C)} = \frac{3}{r\omega(C_A + C_B + C_C)} + \frac{1}{r_{кот}\omega(C_A + C_B + C_C)}.$$

Враховуючи (6.9), отримаємо

$$d' = d + pk.$$

При резонансному настроюванні ( $k = 1$ )

$$d' = d + k.$$

Отже, коефіцієнт заспокоєння компенсованої мережі більший, ніж даний коефіцієнт для мережі без дугогасильної котушки на 1,5–2%.

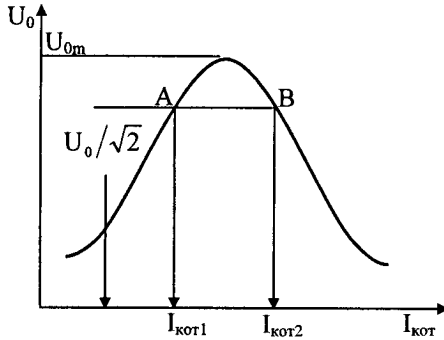


Рисунок 6.10 – Крива залежності  $U_0$  від налаштування дугогасильної котушки

Характер залежності  $U_0$  від налаштування дугогасильної котушки можна одержати експериментально у вигляді кривої (рис. 6.10), яка є резонансною. За нею можна одержати параметри режиму нейтралі мережі.

Для цього проведемо лінію, паралельну осі абсцис з ординатою  $\frac{U_{0m}}{\sqrt{2}}$ .

Точки перетину з резонансною кривою А і В відповідають струмам компенсації  $I_{\text{кот}1}$  і  $I_{\text{кот}2}$ .

Розрізняють два види несиметричності: систематичну і випадкову. Систематична несиметричність обумовлена нерівномірним постійним перевантаженням однієї з фаз, імовірна несиметричність відповідає непостійним навантаженням, коли в різний час перевантажуються різні фази залежно від випадкових факторів.

Причиною несиметричності напруг, як відмічалось, може бути неодинаковість параметрів ліній електропередачі по фазах. Відомо, що для вирівнювання параметрів фаз ліній застосовують транспозицію проводів. Але через те, що транспозиційні опори здорожують лінію, вони ненадійні і часто є джерелом аварій, на практиці іноді відмовляються від транспозиції або, що частіше, подовжують транспозиційні цикли. Як результат,

параметри фаз відрізняються, спад напруги в фазах буде різним і в кінці лінії напруги фаз відрізняються і за модулем, і за фазою.

В ЛЕП 330 кВ і вище для компенсації зарядної потужності і вирівнювання напруги вздовж лінії встановлюють шунтові пофазні реактори. Ці реактори, особливо на 750 кВ, не дуже надійні. При відмові одного з реакторів на час його ремонту реактивна потужність однієї з фаз залишається некомпенсованою, що призводить до того, що напруги фаз відрізняються. Ця “несиметрія” трансформується також в мережі нижчої напруги.

Причиною неповнофазної роботи елементів мереж 6–35 кВ з ізольованою або компенсованою нейтраллю може бути КЗ однієї фази на землю, коли мережа продовжує експлуатуватися якийсь час в такому стані. Такий режим роботи мережі дозволяє хоч і неякісно, але зберегти електропостачання споживачів. На практиці для зменшення струму КЗ на землю і, відповідно, зменшення несиметричності напруг фаз нейтраль трансформаторів заземляють через компенсаційний опір.

Несиметричність напруги впливає на продуктивність машин і механізмів і через те нормується. Для визначення коефіцієнта несиметричності напруги необхідно розраховувати усталений режим електричної мережі.

## ЛІТЕРАТУРА

1. Лежнюк П. Д. Регулювання напруги в електричних системах : навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар. – Вінниця : ВНТУ, 2008. – 173 с.
2. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения : ГОСТ 13109-97. – М. : Изд-во стандартов, 2008.
3. Баркан Я. Д. Автоматизация режимов по напряжению и реактивной мощности / Баркан Я. Д. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 160 с.
4. Баркан Я. Д. Эксплуатация электрических систем / Баркан Я. Д. – М. : Высшая школа, 1990. – 304 с.
6. Веников В. А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / Веников В. А., Идельчик В. И., Лисеев М.С.. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 214 с.
7. Харченко В. Ф. Електропостачання міст і промислових підприємств : конспект лекцій для студентів 4–5 курсів денної і заочної форм навчання напряму підготовки 0906 „Електротехніка” (6.050701 „Електротехніка та електротехнології”) / Харченко В. Ф. – Х. : ХНАМГ, 2011. – 168 с.
8. Жежеленко И. В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий / Жежеленко И. В. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 160 с.
9. Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии / Железко Ю. С. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.
10. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування потоками потужності і напругою в неоднорідних електричних мережах / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик. – Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2004. – 188 с.
11. Справочник по проектированию электроснабжения / [под ред. Барыбина Ю. Г. и др.] – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
12. Проектирование промышленных электрических сетей / [Крупович В. И., Ермолов А. А., Иванов В. С., Крупович Ю. В.] ; под ред. В. И. Круповича. – [2-е изд., перераб. и доп.] – М. : Энергия, 1979. – 328 с.
13. Постников Н. П. Электроснабжение промышленных предприятий : учебное пособие / Н. П. Постников, Г. М. Рубашов. – Л. : Стройиздат, 1989. – 352 с.
14. Козлов В. А. Электроснабжение городов / Козлов В. А. – Л. : Энергоатомиздат, 1988. – 264 с.
15. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий : учебник для вузов / Кудрин Б. И. – М. : Энергоатомиздат, 1995. – 416 с.



## ДОДАТОК А

Таблиця А.1 – Коефіцієнти максимуму  $K_M$  залежно від використання  $K_B$  й ефективного числа електроприймачів

$n_e$	ЗНАЧЕННЯ $K_M$ при $K_B$									
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,49	1,14	1,05
5	3,23	2,87	2,42	2,00	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12	1,04
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,10	1,04
7	2,88	2,48	2,10	1,80	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09	1,04
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,40	1,30	1,20	1,08	1,04
9	2,56	2,20	1,90	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08	1,03
10	2,42	2,10	1,84	1,60	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	1,03
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07	1,03
14	2,10	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,20	1,13	1,07	1,03
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07	1,03
18	1,91	1,70	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06	1,03
20	1,84	1,65	1,50	1,34	1,24	1,20	1,15	1,11	1,06	1,03
25	1,71	1,55	1,40	1,28	1,21	1,17	1,14	1,10	1,06	1,03
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,10	1,05	1,03
35	1,56	1,41	1,30	1,21	1,17	1,15	1,12	1,09	1,05	1,02
40	1,50	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	1,02
45	1,45	1,33	1,25	1,17	1,14	1,12	1,11	1,08	1,04	1,02
50	1,40	1,30	1,23	1,16	1,14	1,11	1,10	1,08	1,04	1,02
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03	1,02
70	1,17	1,22	1,17	1,12	1,10	1,10	1,09	1,06	1,03	1,02
80	1,25	1,20	1,15	1,11	1,10	1,10	1,08	1,06	1,03	1,02
90	1,23	1,18	1,13	1,10	1,09	1,09	1,08	1,05	1,02	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,10	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02	1,02
120	1,19	1,16	1,12	1,09	1,07	1,07	1,07	1,05	1,02	1,02
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02	1,02
160	1,16	1,13	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02	1,02
180	1,16	1,12	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01

Таблиця А.2 – Показники використання електричних потужностей електроприймачів

ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІ	Коефіцієнти		
	використання, $K_{\alpha}$	потужності, $\cos\varphi$	попиту, $K_n$
1	2	3	4
Металорізальні верстати при малосерійному виробництві з нормальним режимом роботи – малі токарські, стругальні, фрезерні, свердлильні, карусельні й розточувальні	0,12–0,14	0,4–0,5	0,14–0,16
Те ж (при крупносерійному виробництві)	0,16	0,5–0,6	0,2
Штампувальні, преси, автомати, револьверні, обдирні, зубофрезерні, а також великі токарські верстати	0,17	0,65	0,25
Приводи молотів, кувальних машин, волочильних верстатів, очисних барабанів та ін.	0,2–0,24	0,65	0,35–0,4
Переносний електроінструмент	0,06	0,5	0,1
Вентилятори	0,6–0,65	0,8	0,65–0,7
Насоси, компресори	0,7	0,85	0,75
Крани, візки при тривалості включення 25%	0,05	0,5	0,1
Те ж (при тривалості включення 40%)	0,1	0,5	0,2
Елеватори, транспортери	0,4	0,75	0,5
Зварювальні трансформатори дугового зварювання	0,2	0,4	0,3
Печі з автоматичним завантаженням виробів	0,75–0,8	0,95	0,71
Печі з неавтоматичним завантаженням виробів	0,5	0,95	0,8
Індукційні печі низької частоти	–	0,35	0,8
Двигуни-генератори індукційних печей високої частоти		0,65	0,8
Лампові генератори індукційних печей високої частоти		0,65	0,8

Таблиця А.3. – Коефіцієнти приведення однофазного навантаження, включеного на лінійну напругу

Коефіцієнти приведення	Коефіцієнт потужності, $\cos\varphi$								
	0,3	0,4	0,5	0,6	0,65	0,7	0,8	0,9	1,0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$K_{(AB)A}$ $K_{(BC)B}$ $K_{(CA)C}$	1,40	1,17	1,0	0,89	0,84	0,80	0,72	0,64	0,50
$K_{(AB)B}$ $K_{(BC)C}$ $K_{(CA)A}$	-0,4	-0,17	0	0,11	0,16	0,20	0,28	0,36	0,50
$q_{(AB)A}$ $q_{(BC)B}$ $q_{(CA)C}$	1,26	0,86	0,58	0,38	0,30	0,22	0,09	-0,05	-0,29
$q_{(AB)B}$ $q_{(BC)C}$ $q_{(CA)A}$	2,45	1,45	1,16	0,96	0,88	0,80	0,67	0,53	0,29

Таблиця А.4 – Питомі розрахункові електричні навантаження житла 1-го і 2-го типів

Споживачі електроенергії	Значення показника, квт/житло при кількості житла															
	1	3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600	1000	
<b>1. Житло 1-го типу</b>																
1.1 I рівня електрифікації в будинках з плитами на природному газі	5,00	3,85	3,23	2,72	2,36	2,10	1,91	1,65	1,31	1,14	1,00	0,87	0,74	0,66	0,60	
1.2 II рівня електрифікації в будинках з плитами на зрідженому газі і на твердому паливі	6,50	5,01	4,20	3,53	3,07	2,73	2,48	2,15	1,70	1,48	1,30	1,12	0,96	0,86	0,78	
1.3 III рівня електрифікації в будинках з електроплитами потужністю до 8,5 кВт	10,00	8,19	5,56	4,44	3,76	3,33	3,05	2,72	2,35	2,10	1,73	1,38	1,31	1,19	1,10	
1.4 IV рівня електрифікації в будинках з електроплитами потужністю 10,5 кВт	12,00	9,83	6,67	5,33	4,51	3,99	3,66	3,26	2,82	2,52	2,08	1,65	1,58	1,43	1,32	
1.5 V рівня електрифікації в будинках на ділянках садових товариств	3,50	2,84	1,91	1,47	1,22	1,07	0,96	0,83	0,66	0,58	0,52	0,48	0,47	0,46	0,41	
<b>2. Житло 2-го типу</b>																
2.1 I рівня електрифікації в будинках з плитами на природному газі	9,00	6,33	5,29	4,36	3,72	3,26	2,94	2,51	2,00	1,78	1,62	1,47	1,24	1,08	0,99	
2.2 II рівня електрифікації в будинках з електроплитами потужністю 10,5 кВт за індивідуальним проектом	16,00	13,05	8,34	6,41	5,39	4,77	4,36	3,83	3,18	2,83	2,51	2,16	1,88	1,77	1,76	

Таблиця А.5 – Коефіцієнти попиту для ліфтових установок

Кількість ліфтових установок	K <sub>спл</sub> для будинків висотою	
	до 12 поверхів	12 і більше поверхів
2–3	0.80	0.90
4–5	0,70	0,80
6	0.65	0.75
10	0.50	0,60
20	0.40	0,50
25 і більше	0,35	0,40

Примітка. Коефіцієнт попиту для кількості ліфтових установок, не вказаних в таблиці, визначаємо інтерполяцією

Таблиця А.6 – Значення коефіцієнта попиту  $K_{n,can}$  для сантехнічних установок

Питома вага встановленої потужності працюючого сантехнічного і холодильного обладнання, включно із системами кондиціонування повітря, в загальній встановленій потужності працюючих силових електроприймачів, %	K <sub>n,can</sub> при кількості електроприймачів										
	2	3	5	8	10	15	20	30	50	100	200
100–85	1 (0,8)	0,90 (0,75)	0,80 (0,7)	0,75	0,70	0,65	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50
84–75			0,75	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,55	0,55	0,50
74–50			0,70	0,65	0,65	0,6	0,60	0,55	0,50	0,50	0,45
49–25			0,65	0,60	0,60	0,55	0,50	0,50	0,50	0,45	0,45
24 і менше			0,60	0,60	0,55	0,50	0,50	0,50	0,45	0,45	0,40

Примітки :

1. У встановлену потужність резервні електроприймачі не враховуються;
2. У дужках наведено коефіцієнти попиту для електродвигунів одиначної потужності більше 30 кВт;
3. Коефіцієнт попиту для кількості приєднаних електроприймачів, не вказаних в таблиці, визначається інтерполяцією.

Таблиця А.7 – Коефіцієнти участі в максимумі навантаження

Назва споруди (помешкання) найбільшого розрахункового навантаження	Житлові будинки з електроплитами	Житлові будинки з газовими плитами або на твердому паливі	Установи громадського харчування – їдальні	Установи громадського харчування – ресторани та кафе	Середні навчальні заклади	Загальноосвітні школи, ПТУ	Установи адміністративно – управлінські, фінансові, проектно-	Торгівельні підприємства однозмішні	Торгівельні підприємства півтори й двозмішні	Готелі	Перукарні	Дошкільні дитячі заклади	Поліклініки	Комбінати побутового обслуговування, ательє	Підприємства комунального обслуговування	Культові, видовищні установи, кінотеатри
Житлові будинки з електроплитами	—	0,9	0,6	0,7	0,6	0,4	0,6	0,6	0,8	0,7	0,8	0,4	0,7	0,6	0,7	0,9
Житлові будинки з газовими плитами або на твердому паливі	0,9	—	0,6	0,7	0,5	0,3	0,4	0,5	0,8	0,7	0,7	0,4	0,6	0,5	0,5	0,9
Підприємства громадського харчування (їдальні, ресторани, кафе)	0,4	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,5
Школи, середні навчальні заклади, ПТУ, бібліотеки	0,5	0,4	0,8	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Торгівельні підприємства одно-, півтори-, двозмішні	0,5	0,4	0,8	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Установи управління, фінансові, адміністративні будівлі підприємств і проектно-конструкторські організації	0,5	0,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,5
Готелі	0,8	0,8	0,6	0,8	0,4	0,3	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,4	0,7	0,5	0,7	0,9
Поліклініки	0,5	0,4	0,8	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Ательє і комбінати побутового обслуговування	0,5	0,4	0,8	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Культові, видовищні установи, кінотеатри	0,9	0,9	0,4	0,6	0,3	0,2	0,2	0,8	0,7	0,7	0,8	0,2	0,4	0,4	0,5	

Примітка. Якщо від ТП живляться декілька споживачів з рівними або близькими до рівних навантаженнями, розрахунок слід виконувати відносно того навантаження, при якому  $P_{\text{тх}}$  виходить найбільшим.

Таблиця А.8 – Розрахункові значення  $\cos\varphi$  і  $\operatorname{tg}\varphi$ 

Лінія живлення	Коефіцієнти потужності	
	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$
Квартир:		
з електроплитами	0,98	0,2
з газовими плитами	0,96	0,29
Ліфтів	0,6	1,33
Насосів води, вентиляційних установок і санітарно-технічних пристроїв	0,85	0,62
Лінія 6–35 кВ	0,92	0,43

Таблиця А.9 – Укрупнені питомі навантаження громадських будинків і підприємств

Найменування підприємства	Питоме розрахункове навантаження	Коефіцієнти потужності	
		$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$
Підприємства громадського харчування, кВт/посадкове місце:			
повністю електрифіковані з числом місць $400 > n > 600$	0,9—0,75	0,98	0,2
частково електрифіковані з тим же числом місць	0,7—0,6	0,85–0,95	0,33
Продовольчі магазини, кВт/м <sup>2</sup> торговельного залу:			
з кондиціонуванням повітря	0,14	0,8	0,75
без кондиціонування повітря	0,11	0,82	0,7
Промтоварні магазини, кВт/м <sup>2</sup> торговельного залу:			
з кондиціонуванням повітря	0,11	0,9	0,48
без кондиціонування повітря	0,08	0,92	0,43
Універсами, кВт/м <sup>2</sup> торговельного залу:			
з кондиціонуванням повітря	0,13	0,85	0,62
без кондиціонування повітря	0,1	0,87	0,57
Загальноосвітні школи з електрифікованими їдальнями, кВт/учня	0,14	0,95	0,33
Дитячі ясла — сади, кВт/місце:			
з електрифікованим харчоблоком	0,4	0,97	0,25
без електрифікованого харчоблока	0,1	0,95	0,33
Лікарні багатопрофільні з харчоблоками, кВт/ліжко-місце	2,2	0,93	0,4

Продовження таблиці А.9

Найменування підприємства	Питоме розрахункове навантаження	Коефіцієнти потужності	
		$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$
Поліклініки, кВт/відвідування за зміну	0,15	0,92	0,43
Кінотеатри і кіноконцертні зали, кВт/місце:			
з кондиціонуванням повітря	0,12	0,92	0,43
без кондиціонування повітря	0,1	0,95	0,33
Театри, цирки, палаци культури, клуби, кВт/місце	0,3–0,4	0,9–0,92	0,48–0,43
Перукарні, кВт/робоче місце	1,3	0,97	0,25
Готелі, кВт/місце:			
з кондиціонуванням повітря	0,4	0,85	0,62
без кондиціонування повітря	0,3	0,9	0,48
Гуртожитки, кВт/місце:			
з електроплитами в кухнях	0,4	0,95	0,33
без електроплит у кухнях	0,1	0,93	0,4
Навчальні корпуси вищих і середніх спеціальних навчальних закладів, кВт/м <sup>2</sup> корисної площі:			
з кондиціонуванням повітря	0,04	0,9	0,48
без кондиціонування повітря	0,03	0,92	0,43
Лабораторні корпуси вищих і середніх спеціальних навчальних закладів, кВт/м <sup>2</sup> корисної площі:			
з кондиціонуванням повітря	0,06	0,87	0,57
без кондиціонування повітря	0,05	0,9	0,48
Фабрики хімчистки і пральні самообслуговування, кВт/кг речей за зміну	0,065	0,8	0,75



Таблиця А.10 – Р<sub>пит.з.о.</sub> питоме розрахункове навантаження зовнішнього освітлення

Категорія вулиць і доріг	Об'єкти	Найбільша годинна інтенсивність руху обох напрямках, од/год	Питоме навантаження, кВт/км
А	Магістральні вулиці загальноміського значення, швидкісні дороги	500–3000 і більше	80–100
Б	Магістральні вулиці районного значення	до 500 500–2000 і більше	3–80
В	Вулиці і дороги місцевого значення	до 500 і більше	7–10

Таблиця А.11 – Коефіцієнти сполучення максимумів навантажень  $K_{\text{птп}}$  трансформаторних підстанцій 10–20/0,4 кВ

Характеристика навантаження	При числі трансформаторів				
	2	3–9	6–10	11–20	більше 20
Житловий сектор (70 % і більше навантаження житлових будинків і до 30 % – громадських будинків)	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7
Громадський сектор (70 % і більше навантаження громадських будівель і до 30 % – житлових будинків)	0,9	0,75	0,7	0,65	0,6
Комунально-промислове (65 % і більше навантаження промислових і громадських будівель та до 35 % – житлових будинків)	0,9	0,7	0,65	0,6	

Таблиця А.12 – Коефіцієнти сполучення максимумів навантажень  $K_{\max 1}$  міських мереж і промпідприємств

Характеристик а житлового сектора	Відношення розрахункового навантаження промпідприємств $S_{\text{пром}}$ до навантаження міської мережі $S_{\text{міськ.}}$ : $S_{\text{пром}}/S_{\text{міськ.}}, \%$								
	менше 20	20	60	100	150	200	300	400	більше 20
	Квартири з електроплитами:								
ранковий максимум	1	0,75	0,8	0,85	0,88	0,9	0,92	0,95	1
вечірній максимум	1	0,85 0,9	0,65 0,85	0,55 0,8	0,45 0,76	0,4– 0,75	0,3– 0,7	0,3– 0,7	0,25– 0,65
З газовими плитами:									
ранковий максимум	1	0,6	0,7	0,75	0,8	0,85	0,87	0,9	1
вечірній максимум	1	0,85 0,9	0,65 0,85	0,55 0,8	0,45 0,76	0,4– 0,75	0,3– 0,7	0,3– 0,7	0,25– 0,65

Таблиця А.13 – Коефіцієнт потрапляння максимуму навантажень елементів  $K_{\max 2}$  у максимум енергосистеми

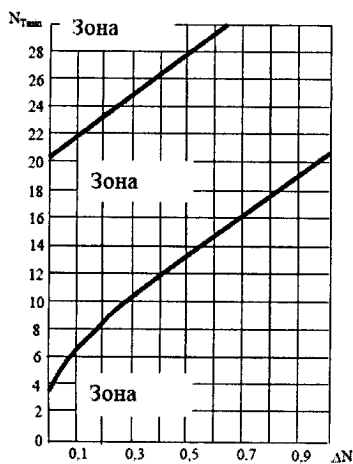
Елементи системи	$K_{\max 2}$
Освітлювально-побутове навантаження	1,0
Підприємства:	
тризмінні	0,85
двозмінні	0,7–0,75
одномініні	0,1–0,15
Електрифікований транспорт	1,0
Сільськогосподарське виробництво	0,7–0,75

Таблиця А.14 – Категорії надійності електропостачання споживачів (цехів або відділень) що рекомендуються

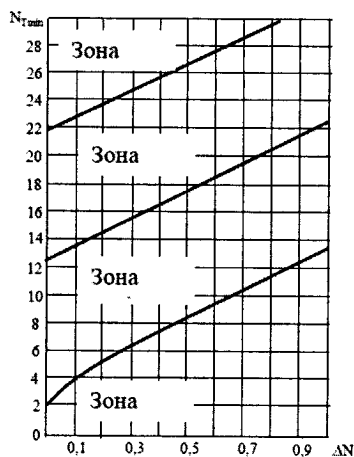
Цех або відділення	Категорія надійності	Обладнання
Механічні і збиральні цехи для виробництва:		Верстати холодної обробки металів і вентиляція
серійного	2	
дрібносерійного	3	
Інструментальні цехи для виробництва:		Верстати холодної обробки металів, вентиляція, печі для термічної обробки
серійного	2	
дрібносерійного	3	
Деревообробні цехи для виробництва:		Верстати, пили, вентилятори
серійного	2	
дрібносерійного	3	
Термічні цехи	2	Електричні печі, вентиляція
Ковальські, пресові і штампувальні цехи для виробництва		Ковальські молоти, преси, вентилятори, печі для нагрівання і термічної обробки
серійного	2	
дрібносерійного	3	
Ливарні ділянки:	1	Вентилятори дуття вагранок, розливочні крани
з механічною подачею суміші	2	Транспортери, змішувачі, бігуни, заливні конвеєри
без механічної подачі суміші	1	Приводи дуття вагранок вентиляторів
Сталеплавильні цехи	1	Механізми печей, крани розливочні
	2	Вентилятори, транспортери змішувального відділення

Таблиця А.15 – Поправочні коефіцієнти на число працюючих кабелів, що лежать поруч у землі (у трубах і без труб)

Відстань мм	Число кабелів					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

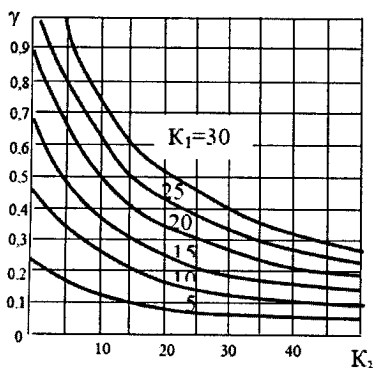


а)

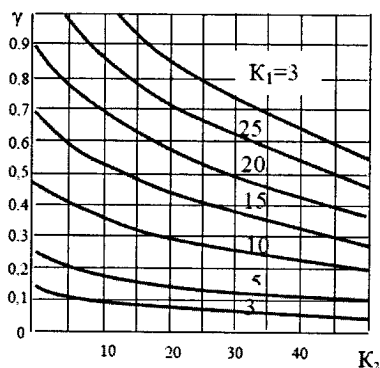


б)

Рисунок А.1 – Зони для визначення додаткового числа трансформаторів

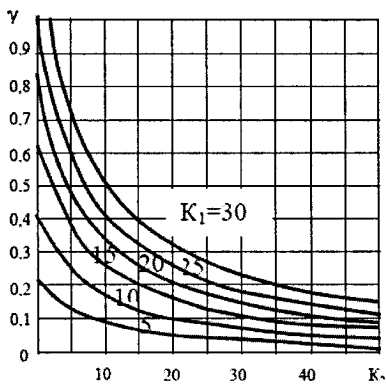


а)

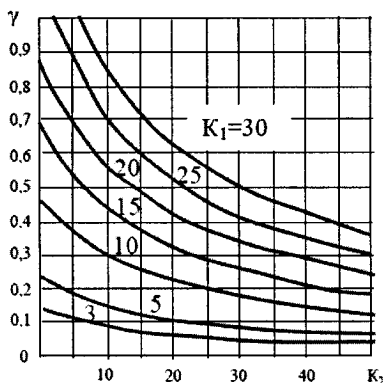


б)

Рисунок А.2 – Криві значення коефіцієнта для радіальної схеми живлення трансформатора



а)



б)

Рисунок А.3 – Криві значення коефіцієнта для магістральної схеми живлення трансформатора

Таблиця А.16 – Значення питомого коефіцієнта  $K_1$

Кількість робочих змін	Коефіцієнт $K_1$
1	24
2	12
3	11

Таблиця А.17 – Значення питомого коефіцієнта  $K_2$

Потужність, кВА	Коефіцієнт $K_2$ при довжині лінії, км				
	до 0,5	від 0,5 до 1,0	від 1,0 до 1,5	від 1,5 до 2,0	понад 2,0
400	2	4	7	10	17
630	2	7	10	15	27
1000	2	7	10	15	27
1600	3	10	17	23	40
2500	5	16	26	36	50

*Навчальне видання*

Петро Дем'янович Лежнюк  
Наталія Валеріївна Собчук  
Олена Валеріївна Слободянюк

**ЛОКАЛЬНІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ**  
Навчальний посібник

Редактор Т. Старічек

Оригінал-макет підготовлено Н. Собчук

Підписано до друку 08.08.2017 р.  
Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.  
Гарнітура Times New Roman.  
Ум. друк. арк. 8,11.  
Наклад 50 (1-й запуск 1-20) пр. Зам № 2017-318.

Видавець та виготовлювач  
Вінницький національний технічний університет,  
інформаційний редакційно-видавничий центр.  
ВНТУ, ГНК, к. 114.  
Хмельницьке шосе, 95,  
м. Вінниця, 21021.  
Тел. (0432) 59-85-32, 59-87-38.  
**press.vntu.edu.ua;**  
*Email:* [kivc.vntu@gmail.com](mailto:kivc.vntu@gmail.com).  
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи  
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.