

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

В. Ф. Харченко,
О. А. Якунін,
В. Г. Воропай

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МІСТ ТА ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

(для студентів усіх форм навчання галузі знань 14 – Електрична інженерія, спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, професійне спрямування «Електротехнічні системи електроспоживання»)



Харків – ХНУМГ ім. О. М. Бекетова – 2019

Харченко В. Ф. Електропостачання міст та промислових підприємств : конспект лекцій (для студентів усіх форм навчання галузі знань 14 – Електрична інженерія, спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, професійне спрямування «Електротехнічні системи електроспоживання») / В. Ф. Харченко, О. А. Якунін, В. Г. Воропай ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. – 238 с.

Автори : В. Ф. Харченко, О. А. Якунін, В. Г. Воропай

Рецензент

Д. М. Калюжний, кандидат технічних наук, доцент кафедри систем електропостачання та електроспоживання міст (Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова)

Рекомендовано кафедрою електропостачання та електроспоживання міст, протокол № 11 від 26 червня 2018 р.

© В. Ф. Харченко, О. А. Якунін, В. Г. Воропай, 2019
© ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019

ЗМІСТ

Вступ.....	8
1 Поточний стан та перспективи розвитку електроенергетики України...	10
1.1 Структура енергетики України.....	10
1.2 Інтеграція об'єднаної електроенергетичної системи України до загальноєвропейської енергосистеми.....	16
2 Електричні навантаження міст та промислових підприємств.....	19
2.1 Коротка характеристика електроприймачів.....	19
2.2 Основні фізичні величини, що характеризують графіки навантаження.....	21
2.2.1 Показники графіків навантаження.....	23
2.3 Основні методи визначення розрахункового навантаження.....	27
2.3.1 Метод питомої витрати електроенергії.....	28
2.3.2 Метод коефіцієнта попиту.....	29
2.3.3 Метод упорядкованих діаграм.....	30
2.3.4 Поняття та розрахування ефективного числа електроприймачів для методу упорядкованих діаграм.....	33
2.3.5 Розрахування методом коефіцієнта розрахункової потужності.....	37
2.3.6 Визначення електричних навантажень статистичним методом.....	41
2.4 Визначення навантажень трифазної мережі від однофазних електроприймачів.....	44
2.5 Визначення розрахункових навантажень житлових і громадсько-комунальних будинків.....	46
2.5.1 Визначення розрахункових навантажень на введеннях житлових будинків.....	47

2.5.2	Розрахунок навантажень громадських і комунальних будинків.....	50
2.5.3	Розрахунок навантаження зовнішнього і внутрішнього квартального освітлення.....	50
2.5.4	Визначення потужності ТП мікрорайону міста.....	51
2.5.5	Визначення потужності й кількості підстанцій у мікрорайоні...	52
2.5.6	Розрахунок навантаження розподільних ліній напругою до 1000 В і трансформаторних підстанцій.....	53
2.5.7	Рівні систем електропостачання	55
3	Схеми електричних мереж і надійність електропостачання.....	61
3.1	Категорії електроприймачів і забезпечення надійності електропостачання.....	61
3.2	Схеми цехових мереж до 1000 в.....	63
3.3	Схеми внутрішнього електропостачання ПП на 6-10 і 35-110 кВ...	68
3.4	Розрахунок і захист мереж змінного струму напругою до 1 кВ.....	73
3.4.1	Вибір перерізу провідників по припустимому нагріванню.....	74
3.4.2	Вибір перерізу провідників напругою до 1000 В з урахуванням захисних апаратів.....	77
3.5	Електричні мережі освітлювальних установок. Побудова і розрахунок.....	77
3.5.1	Розрахунок освітлювальних мереж.....	81
3.5.2	Визначення розрахункових навантажень і вибір перерізів.....	81
3.5.3	Вибір перерізу проводів за втратами напруги.....	85
3.6	Вибір перерізів проводів і жил кабелів вище 1 кВ.....	87
3.6.1	Вибір перерізів жил кабелів по нагріванню розрахунковим струмом.....	88
3.6.2	Вибір перерізів жил кабелів по нагріванню струмом КЗ.....	89
3.6.3	Вибір перерізу жил кабелів і дротів за економічними умовами.....	91

3.6.4	Перевірка перерізів проводів і жил кабелів по втратах напруги.....	94
3.7	Конструктивне виконання цехових мереж.....	95
4	Електротехнічна частина зовнішнього освітлення. Побудова і експлуатація мереж зовнішнього освітлення міст.....	99
4.1	Побудова каскадів зовнішнього освітлення.....	99
4.2	Апаратне забезпечення пунктів живлення	103
4.3	Технологія роботи каскаду зовнішнього освітлення	109
4.4	Особливості експлуатації установок зовнішнього освітлення.....	111
4.5	Керування роботою мережами зовнішнього освітлення	115
4.5.1	Способи керування освітленням зовнішнього призначення	116
4.5.2	Система курування і контролю зовнішнього освітлення «СПРУТ».....	117
5	Електропостачання від альтернативних джерел електроенергії.....	119
5.1	Альтернативні джерела електроенергії.....	119
5.2	Сонячна енергія.....	124
5.3	Розрахунок автономної електростанції на сонячних елементах.....	125
5.3.1	Попередні розрахунки електростанції на сонячних елементах..	125
5.3.2	Розрахунок ємності акумуляторної батареї АСЕ.....	128
5.3.3	Розрахунок потужності зарядного пристрою АСЕ.....	134
5.3.4	Розрахунок потужності основної шини АСЕ.....	137
5.3.5	Розрахунок потужності сонячних батарей АСЕ.....	137
5.3.6	Розрахунок ККД АСЕ.....	139
5.3.7	Вибір автономних інверторів напруги АСЕ.....	139
6	Компенсація реактивної потужності.....	140
6.1	Способи і засоби компенсації реактивної потужності.....	144
6.2	Компенсація реактивної потужності в електричних мережах загального призначення.....	149

6.3	Визначення реактивної потужності, що генерується синхронними двигунами.....	151
6.4	Визначення потужності батарей конденсаторів у мережах напругою понад 1000 В.....	151
6.5	Компенсація реактивної потужності при наявності специфічних навантажень.....	153
6.5.1	Компенсація реактивної потужності в електричній мережі з нелінійними навантаженнями.....	154
6.5.2	Визначення струмів гармонік, генерованих установками дугового та контактного електрозварювання змінного струму.....	157
6.5.3	Визначення струмів вищих гармонік, згенерованих установками дугового електрозварювання постійного струму.....	157
7	Якість електроенергії в електричних мережах і способи її забезпечення.....	158
7.1	Показники якості електричної енергії.....	160
7.1.1	Відхилення частоти.....	162
7.1.2	Відхилення напруги.....	162
7.1.3	Коливання напруги. Розмах зміни напруги і доза коливань напруги.....	163
7.1.4	Коефіцієнт (доза) коливань напруги.....	164
7.1.5	Несинусоїдальність напруги.....	165
7.1.6	Коефіцієнт несинусоїдальності кривої напруги.....	165
7.1.7	Коефіцієнт ν -ої гармонічної складової напруги.....	166
7.1.8	Несиметрія напруги.....	166
7.1.9	Провал напруги.....	169
7.1.10	Імпульсна напруга.....	170
7.2	Додаткові показники якості електричної енергії.....	171

7.2.1	Коефіцієнт амплітудної модуляції.....	171
7.2.2	Коефіцієнт небалансу міжфазних напруг.....	172
7.2.3	Коефіцієнт небалансу фазних напруг.....	172
7.3	Допоміжні параметри якості електричної енергії.....	173
7.3.1	Частота зміни напруги.....	173
7.3.2	Інтервал часу між змінами напруги.....	173
7.3.3	Інтенсивність провалів напруги.....	173
7.3.4	Тривалість імпульсу напруги за рівнем 0,5 його амплітуди.....	174
7.4	Процеси і явища в електричних мережах, що викликають порушення показників якості електричної енергії.....	174
7.4.1	Відхилення частоти в енергосистемі.....	174
7.4.2	Відхилення напруги.....	176
7.4.3	Коливання напруги.....	180
7.4.4	Несинусоїдальність напруги.....	181
7.4.5	Несиметрія напруги.....	182
7.5	Вплив якості електроенергії на роботу електроприймачів і апаратів.....	183
7.5.1	Вплив відхилення частоти на роботу електроприймачів.....	183
7.5.2	Вплив зміни напруги на роботу електроприймачів.....	186
7.5.3	Вплив несиметрії напруг на роботу електроприймачів.....	190
7.5.4	Вплив несинусоїдальності напруги на роботу електроприймачів.....	195
7.6	Способи і технічні засоби підвищення якості електроенергії.....	199
7.6.1	Зниження відхилень напруги.....	200
7.6.2	Зниження коливань напруги.....	203
7.6.3	Зниження несиметрії напруги.....	206
7.6.4	Зниження несинусоїдальності напруги.....	208
	Список джерел	212
	Додатки.....	216

ВСТУП

Цей конспект лекцій відповідає програмі курсу «Електропостачання міст та промислових підприємств» для студентів усіх форм навчання галузі знань 14 – Електрична інженерія, спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, професійного спрямування «Електротехнічні системи електроспоживання», третє доповнене та перероблене видання.

Даний курс безпосередньо спирається на курси «Теоретичні основи електротехніки», «Основи електропостачання та електрозбереження», «Електричні системи та мережі», «Електричні станції та підстанції», «Споживачі електричної енергії».

Конспект складається з семи розділів: поточний стан та перспективи розвитку електроенергетики України; електричні навантаження промислових підприємств; схеми електричних мереж і надійність електропостачання; електротехнічна частина зовнішнього освітлення, побудова і експлуатація мереж зовнішнього освітлення міст; електропостачання від альтернативних джерел електроенергії; компенсація реактивної потужності; якість електроенергії в електричних мережах і способи її забезпечення.

У першому розділі студент знайомиться із поточним станом та перспективами розвитку електроенергетики України. Зокрема розглянуто такі питання: структура енергетики України; інтеграція Об'єднаної електроенергетичної системи України до загальноєвропейської енергосистеми.

У другому розділі студент знайомиться з різними методами розрахунків електричного навантаження, що на першому етапі проектування це дуже важливо, тому що визначається структура і параметри системи електропостачання міст та промислових підприємств. Аналізуючи переваги й недоліки кожного методу, студент самостійно, проробивши даний розділ, на основі отриманих знань приймає більш точне для даного варіанта рішення.

У третьому розділі розглядаються схеми електричних мереж і надійність електропостачання. На прикладі промислового підприємства наведені схеми мереж до 1 кВ. і вище, а також умови вибору дротів і кабелів таких мереж. Дано конструктивне виконання цехових електричних мереж.

У четвертому розділі студенту пропонується розглянути питання проектування електротехнічної частини, побудови та експлуатації зовнішнього освітлення міст. Зокрема розглянуто такі питання: побудова каскадів зовнішнього освітлення; апаратне забезпечення пунктів живлення; технологія роботи каскаду зовнішнього освітлення; Особливості експлуатації установок зовнішнього освітлення; керування роботою мережами зовнішнього освітлення.

У п'ятому розділі студент знайомиться з електропостачанням від альтернативних джерел електроенергії, – використання відновлюваних джерел електроенергії. Зокрема розглянуто такі питання: альтернативні джерела електроенергії; сонячна енергія; розрахунок автономної електростанції на сонячних елементах.

У шостому розділі студенту пропонується ознайомитися із завданнями компенсації реактивної потужності в електричних мережах. На першому етапі він знайомиться зі способами і засобами компенсації реактивної потужності, а потім з методами розрахунку компенсації реактивної потужності різних мереж, а також перевагами й недоліками компенсації при різних засобах одержання реактивної потужності.

Сьомий розділ присвячений якості електричної енергії в електричних мережах і способам її забезпечення. У цьому розділі студент може ознайомитися з основними показниками якості електричної енергії, вивчити й зрозуміти процеси, що викликають зниження якості електричної енергії, а також оцінити вплив кожного показника якості на окремі електроприймачі.

Конспект лекцій має додаток в якому наведено довідкові матеріали, які студент може використовувати при вирішенні прикладних завдань, а також при проектуванні електропостачання промислового підприємства чи мікрорайону міста.

1 ПОТОЧНИЙ СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

1.1 Структура енергетики України

Енергетика України здебільшого представлена тепловими електростанціями, однак частка атомної електроенергетики в виробництві енергії істотно вище середньосвітових показників і становить 47,3 %, в той час як в середньому в усьому світі – 16 %.

За даними НЕК «Укренерго», за станом на 31 грудня 2010 р встановлена потужність електростанцій ОЕС України становила 53,1 ГВт (на 203,9 МВт більше ніж станом на 31 грудня 2009 р). Однак з цього обсягу реально задіяне в роботі близько 35 ГВт. Решта (близько 17 ГВт) не використовується внаслідок вичерпання ресурсу експлуатації і брак коштів на модернізацію [1].

За інформацією Міністерства енергетики та вугільної промисловості України відомо, що за станом на початок 2011 року близько 95 % енергоблоків ТЕС відпрацювали свій розрахунковий ресурс (100 тис. годин), а понад 65 % енергоблоків перетнули визнану у світовій енергетичній практиці межу граничного ресурсу та межу фізичного зносу (170 і 200 тис. годин відповідно) і потребують модернізації або заміни. Коефіцієнт зносу потужностей ДП НАЕК «Енергоатом», керуючого атомними станціями, трохи менше, але досягає 35 %.

Таблиця 1.1 – Встановлені потужності електростанцій ОЕС України, МВт

Тип генерації	2009 рік	2010 рік	Приріст, %
Генкомпанія ТЕС	2757	2747	0,3
АЕС	13835	13835	0
ТЕЦ та інші ТЕС	6368,3	6426,9	0,9
ГЕС	4552	4596,9	1
ГАЕС	861,5	861,5	0
Вітрові електростанції (ВЕС)	83,9	86,2	2,7
Сонячні електростанції (СЕС)	0	8,1	100

Як видно з наведених нижче діаграм, структура встановлених електричних потужностей у 2010 році в Україні така: на АЕС припадає 47 %, на ТЕС – 46 %, залишок (близько 7 %) – на інші генеруючі станції.

У 2010 році обсяг виробництва електричної енергії електростанціями, які входять до ОЕС України становив 187,9 млрд кВт·год і збільшився на 15 млрд кВт·год або – на 8,7 % в порівнянні з 2009 роком.

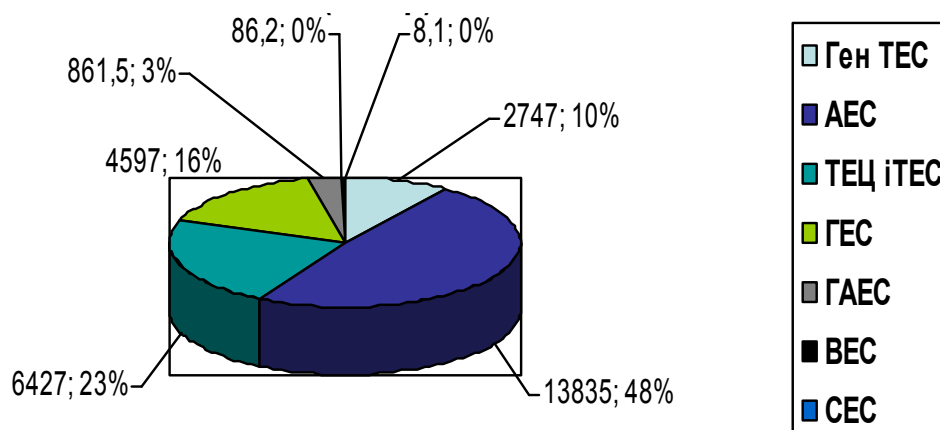


Рисунок 1.1 – Структура встановлених електричних потужностей електроенергетичних компаній України у 2010 р, млн кВт, %

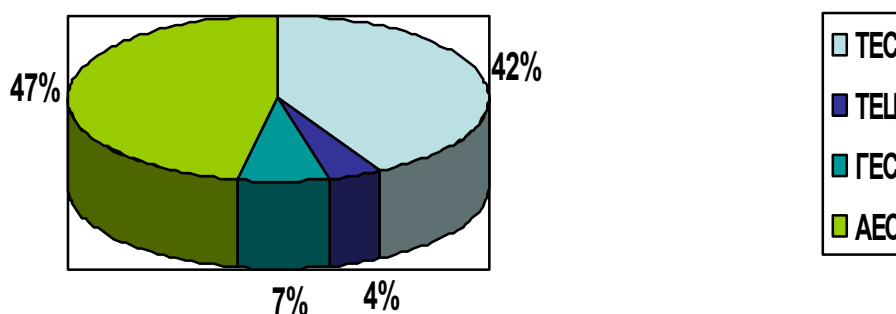


Рисунок 1.2 – Структура виробництва електроенергії в Україні у 2010 р., %

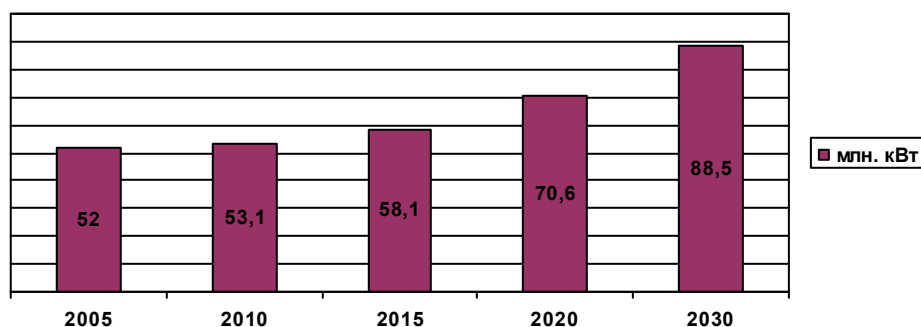


Рисунок 1.3 – Встановлені потужності електроенергетичних компаній України у 2005–2010 рр. і прогноз до 2030 р, млн кВт

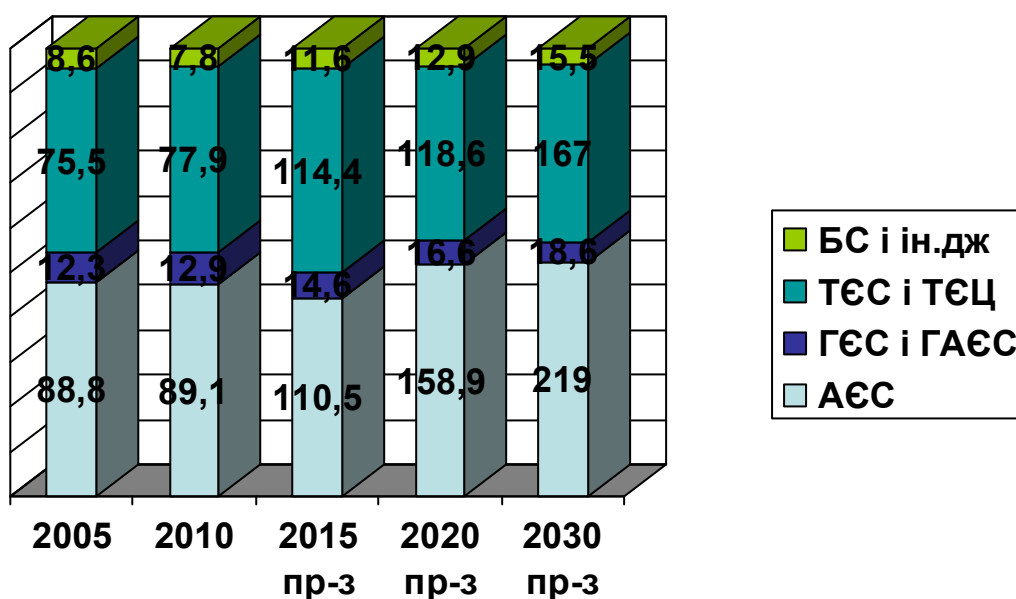


Рисунок 1.4 – Динаміка і структура виробництва електроенергії у 2005 – 2030 рр., млрд кВт·год

Виробництво електроенергії в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України в січні-листопаді 2015 року скоротилося на 13,5 % (на 22 млрд 344,3 млн кВт·год) в порівнянні з аналогічним періодом 2014 року – до 143 млрд 156,8 млн кВт год [2].

Атомні електростанції (АЕС) за 11 місяців скоротили вироблення електроенергії на 0,9 % – до 79 млрд 372,5 млн кВт · год. Зокрема, виробництво електроенергії на Запорізькій АЕС склало 35 млрд 688,5 млн кВт · год. (знизилося на 0,5 % до січня – листопада 2014р.), Південно-Українська – 14 млрд 219,1 млн кВт · год. (знизилося на 21, 2 %), Рівненська – 17 млрд 60,6 млн кВт · год (зросло на 5,1 %), Хмельницька – 12 млрд 404,3 млн кВт · год (зросло на 24,6 %).

Теплові електростанції (ТЕС) і теплоелектроцентралі (ТЕЦ) знизили вироблення на 25,7 % – до 50 млрд 773,3 млн кВт · год. У тому числі ген. компанії ТЕС скоротили виробництво на 27,3 % – до 45 млрд. 617,1 млн кВт · год, ТЕЦ – на 7,9 %, до 5 млрд 156,2 млн кВт · год.

Гідроелектростанції (ГЕС і ГАЕС) в січні-листопаді 2015 р. знизили виробництво на 26,4 % – до 6 млрд 176,7 млн кВт · год, комунальні ТЕЦ і блок-станції – на 23,6 %, до 5 млрд 374, 7 млн кВт · год.

Виробництво електроенергії нетрадиційними джерелами (ВЕС, СЕС, біомаса) за вказаний період знизилося на 8,9 % – до 1 млрд. 459,6 млн. кВт · год.

Частка АЕС в структурі виробництва електроенергії склала 55,4 % (у січні – листопаді 2014 року – 48,8 %), ТЕС і ТЕЦ – 35,5 % (41,3 %), ГЕС і ГАЕС – 4,3 % (5, 1 %), комунальних ТЕЦ і блок-станцій – 3,8 % (4,3 %), альтернативних джерел – 1 % (1 %).

АЕС, ТЕС і районні котельні Міненерговугілля за 11 місяців 2015 року збільшили відпуск теплової енергії на 4,3 % (на 781,3 тис. Гкал) в порівнянні з аналогічним періодом 2014 року – до 18 млн 931,3 тис. Гкал.

Виробництво електроенергії в ОЕС України в 2014 році скоротилося на 5,8 % (на 11 млрд 150,2 млн кВт · год.) в порівнянні з 2013 роком – до 182 млрд 414,2 млн кВт · год.

Таблиця 1.2 – Структура виробництва електроенергії в ОЕС України за січень – листопад 2014 і 2015 рр.

Виробники електроенергії	11 міс., 2014 млн. кВт·год	11 міс. 2014, від загального вир-ва, %	11 міс., 2015 млн кВт·год	11 міс. 2015, від загального вир-ва, %	зм., млн. кВт·год	зм., %
АЕС	80 106,3	48,4	79 372,5	55,4	-733,8	-0,9
ГК ТЕС	62 767,5	37,9	45 617,1	31,9	-17 150,4	-27,3
ТЕЦ	5 595,5	3,4	5 156,2	3,6	-439,3	-7,9
ГЕС і ГАЕС	8 390,6	5,1	6 176,7	4,3	-2 213,9	-26,4
Комунальні ТЕЦ і блок-станції	7 038,3	4,3	5 374,7	3,8	-1 663,6	-23,6
Нетрад. джерела е / е (ВЕС, СЕС, біомаса)	1 602,9	1,0	1 459,6	1,0	-143,3	-8,9
ВСЬОГО	165 501,1	100,0	143 156,8	100,0	-22 344,3	-13,5

Україна в січні – червні 2017 року експортувала електроенергію на 136,351 млн \$, т.ч. в червні – на 26,602 млн \$ [3]. За даними Державної фіскальної служби (УКРІНФОРМ), в Угорщину в січні – червні поставлена електроенергія на суму 78,264 млн \$, Молдову – на 28,146 млн \$, Молдову – на 23,682 млн \$, інші країни – на 6,259 млн \$. Таким чином, в грошовому вираженні експорт української електроенергії в січні – червні 2017 р. зріс на 59,5 % в порівнянні з аналогічним періодом 2016 року (85,485 млн \$).

Крім того, Україна в січні – червні 2017 року імпортувала електроенергію на 1,098 млн \$ (з РФ на 1,056 млн \$, з Білорусі – на 0,032 млн \$, з Молдови – на 0,009 млн \$). Також Україна в січні – травні 2017 року збільшила експорт електроенергії на 40,6% (на 755,8 млн кВт · год) в порівнянні з аналогічним періодом 2016 року – до 2 млрд 618,7 млн кВт · год.

Україна в 2011 році експортувала 6,4 млрд кВт · год електроенергії на 399,963 млн \$, в 2012 – 9,7 млрд кВт · год на 574,819 млн \$, в 2013 – 9,9 млрд кВт · год на 580,195 млн \$, в 2014 – 8,1 млрд кВт · год на 487,185 млн \$, в 2015 – 3,6 млрд кВт · год на 150,056 млн \$, в 2016 – 4 млрд кВт · год на 152,063 млн \$.

Виробництво електроенергії в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України в 2016 році скоротилося на 1,8 % (на 2,848 млрд кВт · год.) в порівнянні з 2015 роком – до 154 млрд 817,2 млн кВт · год., повідомили агентству «Інтерфакс-Україна» в Міністерстві енергетики та вугільної промисловості [4]. Атомні електростанції (АЕС) в 2016 році знизили виробництво електроенергії на 7,6 % – до 80,95 млрд кВт · год. Зокрема, виробництво електроенергії на Запорізькій АЕС склало 31 млрд 25,8 млн кВт · год. (-21,1% до 2015-го), Південно – Української – 17 млрд 494,3 млн кВт · год. (+9,8%) , Рівненській – 17 млрд 467,8 млн кВт · год. (-7,7%), Хмельницькій – 14 млрд 962,1 млн кВт · год (+11,2%).

Теплові електростанції (ТЕС) і теплоелектроцентралі (ТЕЦ) збільшили вироблення на 2,1 % – до 56 млрд 611,6 млн кВт · год. В тому числі, генкомпанії ТЕС наростили виробництво на 1 % – до 49 млрд 902,3 млн кВт · год, ТЕЦ – на 10,4 %, до 6 млрд 709,3 млн кВт · год. Гідроелектростанції (ГЕС і ГАЕС) в 2016 році збільшили виробництво на 33,9 % – до 9 млрд 118,8 млн. кВт · год., комунальні ТЕЦ і блок-станції – на 6,5 %, до 6 млрд 576,8 млн кВт · год.

Виробництво електроенергії нетрадиційними джерелами (ВЕС, СЕС, біомаса) за вказаний період зменшилася на 2 % – до 1,56 млрд кВт · год. Частка АЕС в структурі виробництва електроенергії склала 52,3 % (у 2015 році – 55,6 %), ТЕС і ТЕЦ – 36,6 % (35,2 %), ГЕС і ГАЕС – 5,9 % (4,3 %), комунальних ТЕЦ і блок-станцій – 4,2% (3,9 %), альтернативних джерел – 1 % (1 %).

Виробництво електроенергії в ОЕС України в грудні 2016 року збільшилась на 7,8 % (на 1 млрд 140,9 млн кВт · год.) в порівнянні з аналогічним місяцем 2015 року – до 15,719 млрд кВт · год. В т.ч. АЕС виробили 8,209 млрд кВт · год електроенергії (-0,6 %), ГК ТЕС – 4,852 млрд кВт · год. (+30,9 %), ТЕЦ – 1,031 млрд кВт · год (+13,4 %), ГЕС і ГАЕС – 828,8 млн кВт · год. (+ 31,1 %), комунальні ТЕЦ і блок-станції – 672 млн кВт · год (-12,2 %), ВДЕ – 127 млн кВт · год. (-3,1 %) .

На рисунку 1.5 представлений один із прикладів добового графіка вироблення – споживання за даними Укренерго за 10 серпня 2017 р. [5].

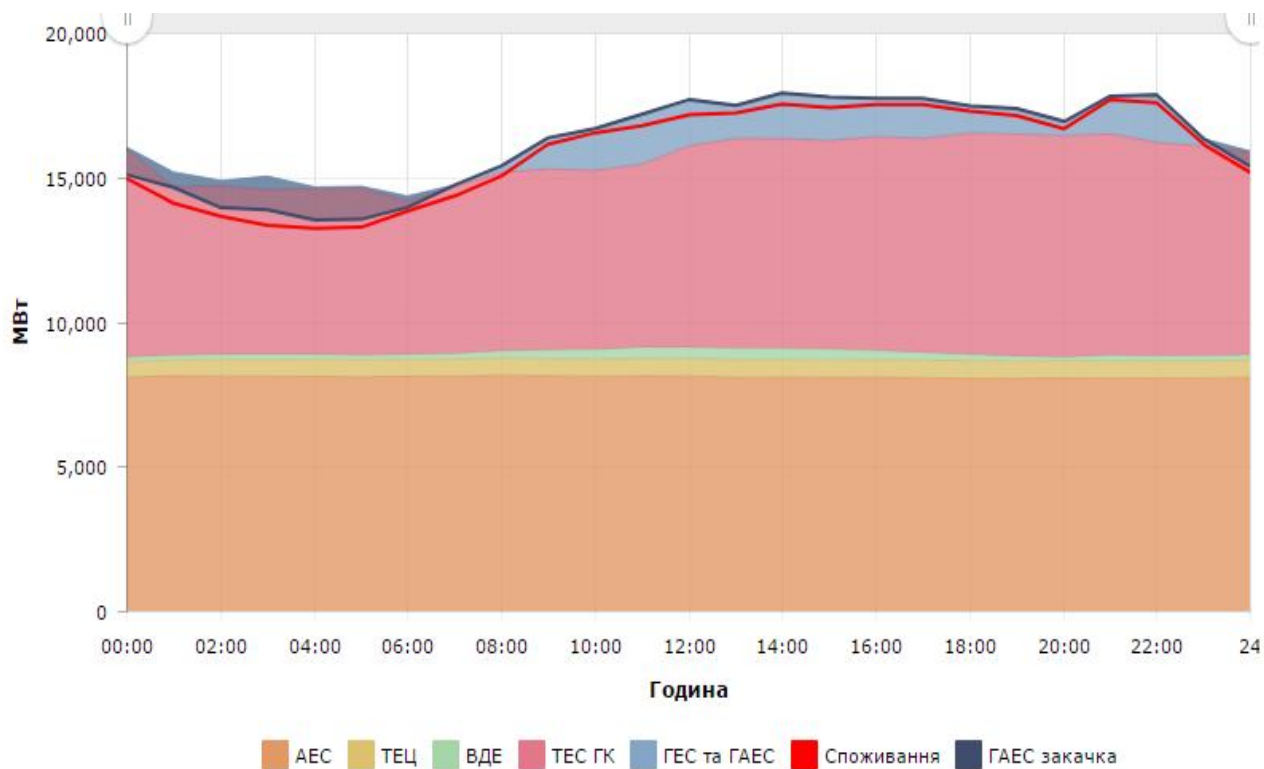


Рисунок 1.5 – Добовий графік виробництва та споживання електроенергії

1.2 Інтеграція Об'єднаної електроенергетичної системи України до загальноєвропейської енергосистеми

Це важлива складова енергетичної безпеки України. Адже в результаті ми отримаємо підвищення надійності та покращення балансу потужності Об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України, ефективності використання енергетичних ресурсів та значне збільшення експортних можливостей. Інтеграція ОЕС України до загальноєвропейської енергосистеми ENTSO-E передбачена Угодою про Асоціацію між Україною та ЄС. Сьогодні синхронно з ENTSO-E працює лише частина ОЕС України, так званий «Острів Бурштинської ТЕС» [6].

До складу «Острова» входять Бурштинська ТЕС, Калуська ТЕЦ та Теремле – Ріцька ГЕС сумарною встановленою потужністю 2530 МВт, а також інфраструктура електромереж 220 – 750 кВ Укренерго та розподільчі мережі обласних енергопостачальних компаній карпатського регіону. Упродовж 2000–2002 рр. проведено комплекс робіт з модернізації систем керування та регулювання потужності «Острова» відповідно до вимог UCTE (зараз має назву ENTSO-E), проведено випробувальну експлуатацію «Острова» та однорічне тестування «паралельної експлуатації». В результаті з 1 липня 2003 р. «Острів» перейшов на постійну паралельну роботу з європейським енергооб'єднанням UCTE і сьогодні забезпечує постачання української електроенергії міждержавними ПЛ безпосередньо до енергосистем Словаччини, Угорщини та Румунії. Схема «Острова» дозволяє експортувати електроенергію потужністю до 650 МВт.

Питання розширення синхронної зони UCTE за рахунок приєднання ОЕС України було піднято у 2005 р. В 2006 році системним оператором Румунії Transelectrica була подана заявка на розширення синхронної зони за рахунок приєднання ОЕС України та ЕС Молдови.

В травні 2006 р Керуючий комітет UCTE акцептував заявку та розпочав проект техніко-економічного обґрунтування, що складається з трьох фаз:

- дослідницька фаза: обстеження енергосистем України та Молдови та визначення необхідних заходів для забезпечення синхронної роботи;
- реалізація заходів на об'єктах енергосистем України та Молдови, необхідних для забезпечення синхронної роботи;
- проведення випробувань в режимах ізольованої та випробувальної синхронної роботи енергосистем України та Молдови з мережами ENTSO-E.

У 2015 р консорціумом компаній (системними операторами – членами ENTSO-E) проведено дослідження можливості синхронного об'єднання Української та Молдовської енергосистем з ENTSO-E. В результаті наголошено про відсутність принципових перепон, проте існують технічні проблеми, які потребують більш детального аналізу та їх усунення.

На початку 2016 р результати дослідницької фази були акцептовані ENTSO-E (Регіональною групою Континентальна Європа). Всі зауваження/невідповідності до експлуатаційної та регуляторної готовності ОЕС України та ЕС Молдови будуть описані в Каталозі заходів. З червня 2016 р. Проектна група Україна/Молдова працює над Каталогом заходів, Дорожньою картою щодо процесу синхронізації та Угодою про приєднання ОЕС України до синхронної зони континентальної Європи. Наступними кроками стануть:

- виконання технологічних та регуляторних вимог (Каталогу заходів, як додатку до Договору про набуття членства);
- перехід на ізольовану роботу від IPS/UPS країн СНД;
- завершення набуття членства та включення ОЕС України до ENTSO-E.

Двадцять третього травня 2017 р. на засіданні в Лісабоні Регіональна група континентальної Європи ENTSO-E фіналізувала Угоду про приєднання ОЕС України до ENTSO-E.

У Брюсселі 28 червня 2017 р. під час проведення Асамблеї ENTSO-E підписано «Угоду про умови майбутнього об'єднання енергосистем України та Молдови з енергосистемою континентальної Європи». А сьомого липня Угода набула чинності.

2 ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ МІСТ ТА ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

Навантаження визначають необхідні технічні характеристики елементів електричних мереж: перерізи і марки провідників і струмопроводів, потужності й типи трансформаторів. Перебільшення очікуваних навантажень призводить до перевитрати дротів і кабелів, завищення потужності трансформаторів, а зменшення – до зайвих втрат у мережах, перегріву провідників і трансформаторів, підвищеному тепловому зносу й скороченню нормального терміну їхньої роботи. У першому і другому випадках наведено витрати, що є критерієм економічності прийнятих проектних рішень і визначають собівартість передачі, зростають. 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 очікуваних навантажень вважають припустимими помилки в межах $\pm 10\%$.

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

2.1 Коротка 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 (напруга) або носій (рід струму), також є електроприймачами.

ЕП розділяються 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 визначена 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), у ході якого період включення тривалістю $t_{\text{в}}$ чергується з паузою тривалістю $t_{\text{п}}$. Також як і тривалий режим – приводить до поступового нагрівання ЕП до сталої температури. Величиною, що характеризує ПКР, є тривалість включення (ТВ), яка дорівнює:

$$TB = t_{\text{в}} / (t_{\text{в}} + t_{\text{п}}) = t_{\text{в}} / T_{\text{ц}} \quad (2.1)$$

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

Номінальна (встановлена) потужність. Між номінальною потужністю даного ЕП при тривалому ($P_{\text{н}}$) і повторно-короткочасному ($P_{\text{не}}$) режимі існує таке співвідношення:

$$P_{\text{н}} = P_{\text{ТВ}} \sqrt{TB}, \quad (2.2)$$

Звідки видно, що при $TB < 1$ буде завжди $P_{\text{ТВ}} > P_{\text{н}}$.

2.2 Основні фізичні величини, що характеризують графіки навантаження

Оскільки ЕП працюють у трьох режимах, навантаження більшості установок не залишається постійним, а змінюється з часом (рис. 2.1).

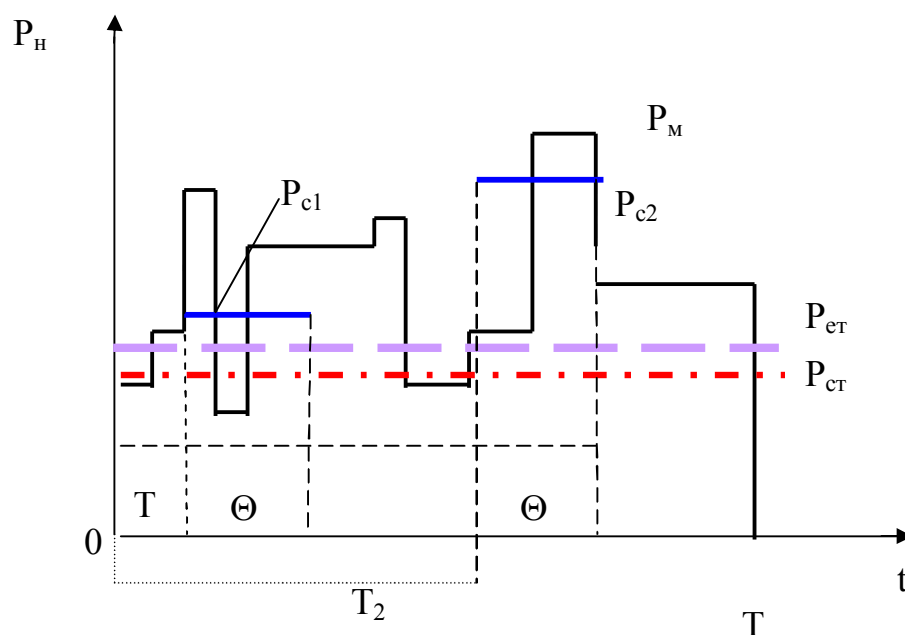


Рисунок 2.1 – Основні фізичні величини

Основними характерними для графіків навантаження величинами є середнє, середньоквадратичне і максимальне навантаження. Домовимось, що всі величини і показники, які відносяться до групових графіків, позначаємо прописними літерами латинського алфавіту (P_m , S_m , I_m), а стосовно індивідуальних – рядковими (p_m , s_m , i_m).

Середнє навантаження за інтервал заданої тривалості Θ виражається формулою:

$$P_{C\Theta} = \frac{1}{\Theta} \int_t^{t+\Theta} P(t)dt, \quad (2.3)$$

де $P(t)$ – поточне значення ординат групового графіка.

Аналогічними формулами можуть бути представлені: середня, повна, реактивна потужності, а також струм. Як видно з рисунка, при різному розташуванні того самого інтервалу можуть виходити різні величини середнього навантаження P_{c1} і P_{c2} . Середнє навантаження усього графіка за весь час T є величиною залежною тільки від конфігурації самого графіка і тривалості циклу або періоду спостереження.

Стосовно графіків активної і реактивної потужності, площі яких визначають витрата активної і реактивної енергії, можна записати:

$$P_{CT} = \frac{\int P(t)dt}{T} = \frac{W_{AT}}{T}; \quad Q_{CT} = \frac{\int Q(t)dt}{T} = \frac{W_{PT}}{T}. \quad (2.4)$$

Середній потужності за час T відповідає середній струм:

$$I_{CT} = \frac{P_{CT}}{\sqrt{3}U_i \cos \varphi_T}, \quad (2.5)$$

де U_n – номінальна напруга;

$\cos \varphi_m$ – середньозважене значення $\cos \varphi$ за час T , яке визначається за формулою:

$$\cos \varphi = \cos(\operatorname{arctg} \frac{W_{PT}}{W_{AT}}) \quad (2.6)$$

Середньоквадратичне навантаження за деякий інтервал часу визначається так:

$$P_{ET} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [P(t)]^2 dt}. \quad (2.7)$$

Середньоквадратичне навантаження характеризує ефект нагрівання провідника струмом. При нерівномірному графіку середньоквадратичне навантаження P_{ET} лежить завжди вище середньої P_{CT} , причому це перевищення

зростає зі збільшенням нерівномірності графіка, тобто при його піковому характері.

Максимальне навантаження – це абсолютний максимум P_m індивідуального або групового графіка (рис. 2.1).

При умовному зображенні графіка у вигляді прямокутної ламаної лінії величина максимуму залежить від інтервалу осереднення.

Тому уявлення про величину максимального навантаження нерозривно пов'язане з умовною тривалістю максимуму, що дорівнює інтервалу осереднення. Наприклад, при інтервалі осереднення півгодинного навантаження позначають P_{m30} . Коли інтервал осереднення заздалегідь відомий індекс опускають.

2.2.1 Показники графіків 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:

$$K_{\epsilon} = \frac{P_c}{P_n}. \quad (2.8)$$

для групових:

$$K_{\epsilon} = \frac{P_c}{P_n} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ci}}{P_{ni}}, \quad (2.9)$$

де P_H – номінальна активна потужність групи ЕП, дорівнює:

$$P_H = \sum (p_{TB} \sqrt{TB})_i . \quad (2.10)$$

де 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 вживаними інтервалами осереднення є цикл – індивідуального і робоча зміна для групових коефіцієнтів.

Коефіцієнт використання завжди менше одиниці. Обстеження навантажень діючих підприємств показує, що для кожної характерної групи навантажень виходять 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:

$$K_{\text{вк}} = \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{в}} + t_{\text{п}}} = \frac{t_{\text{в}}}{T_{\text{ц}}} \leq 1. \quad (2.11)$$

Груповий коефіцієнт включення $K_{\text{вк}}$:

$$K_{\text{вк}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{\text{вк}i} P_{\text{Hi}}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{Hi}}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{\text{вк}i} P_{\text{Hi}}}{P_H} \leq 1. \quad (2.12)$$

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

Коефіцієнт завантаження. Для індивідуального ЕП:

$$\kappa_3 = \frac{P_C}{\kappa_{BK} P_H}. \quad (2.13)$$

Це відношення середньої потужності за час включення до його номінальної потужності за цикл. Оскільки $\kappa_6 = \frac{P_C}{P_H}$, то

$$\kappa_3 = \frac{\kappa_6}{\kappa_{BK}}. \quad (2.14)$$

Останній вираз дозволяє записати формулу для групового коефіцієнта завантаження:

$$K_3 = \frac{K_6}{K_{BK}}. \quad (2.15)$$

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

$$K_M = \frac{P_M}{P_C}. \quad (2.16)$$

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

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

$$\frac{P_M}{P_C} = \frac{K_{\Pi} P_H}{P_C}. \quad (2.17)$$

Оскільки

$$K_6 = \frac{P_C}{P_H}, \quad (2.18)$$

а
$$\frac{P_M}{P_C} = K_M, \quad \text{то } K_M = K_{II} \frac{1}{K_{\epsilon}}, \quad \text{або}$$

$$K_{II} = K_{\epsilon} K_M \quad (2.19)$$

Коефіцієнт заповнення (або коефіцієнт навантаження):

$$K_H = \frac{P_C}{P_M} \leq 1. \quad (2.20)$$

Свого граничного значення, рівного одиниці, цей показник досягає лише при навантаженні, яке не змінюється в часі, чого практично не буває. Порівнюючи K_{ϵ} з K_M , можна бачити, що коефіцієнт навантаження є величиною, зворотною коефіцієнту максимуму, тобто: $K_H = 1/K_M$.

Усі вище викладені формули для активної потужності можна переписати і для реактивного навантаження, але всі коефіцієнти позначаються, для індивідуальних ЕП буквою l , а для групових прописною L . Індокси зберігаються, як і для активної потужності. Наприклад:

$$L_M = \frac{Q_M}{Q_C}. \quad (2.21)$$

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

Протікання струму по провідниках викликає їх нагрівання, тому розрахункове навантаження повинне вибиратися так, щоб перегрів провідника щодо температури навколишнього середовища не перевищив допустимого.

За розрахункове навантаження приймають незмінний струм I_p , що викликає нагрівання провідника й дорівнює нагріванню при фактичному $I(t)$, що змінюється в часі.

З'ясуємо, який інтервал осереднення повинен бути прийнятий при визначенні розрахункового навантаження. Звичайно вважають, що сталий

тепловий стан тіла, що нагрівається (провідника) настає після закінчення трьох теплових постійних часу ($3T_0$).

У дійсності до кінця цього періоду перегрів досягає лише 95 % свого сталого значення. Отже максимум P_m на рисунку можна розглядати як розрахункове навантаження лише тоді, коли інтервал його осереднення Θ дорівнює $3T_0$ або хоча б приблизно відповідає цьому. Тоді можна вважати $I_p = I_m$.

Провідники й кабелі найбільш розповсюджених середніх перерізів і звичайних конструкцій мають постійну часу (T_0) близько 10 хв. Це дає підставу прийняти за розрахунковий максимум середнє навантаження тривалістю 30 хв (тобто $3T_0$, – так званий півгодинний максимум). Інші елементи заводських мереж, наприклад потужні струмопроводи або трансформатори, мають, звичайно, більшу постійною 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.

2.3 Основні методи визначення розрахункового навантаження

На різних рівнях електропостачання міст та промислових підприємств, в залежності від кількості електроприймачів, застосовуються різні методи розрахунку – від наближених до більш точним. У навчальній літературі описані різні методи, як симетричних, так і несиметричних навантажень [7 – 18], які в даному конспекті також описуються, однак вийшли в Україні останнім часом і нормативні документи які регламентують розрахунок навантажень і проектування в системі електропостачання міст і промислових підприємств [19–22].

2.3.1 Метод питомої витрати електроенергії

Деякі ЕП і їх групи споживають з мережі навантаження, майже незмінні в часі. Графік навантаження таких ЕП близький до прямої лінії і, отже, їх розрахункове навантаження при будь-якому інтервалі осереднення дорівнює середньому за цикл. До таких ЕП можуть бути віднесені компресори, насоси, електролізні установки, а в деяких випадках й інші механізми і агрегати безперервної дії та автоматичні лінії.

Позначивши через M кількість продукції в натуральному вираженні (шт., кг, м³), що виготовляється за цикл, $\omega_{\text{нмт}}$ – питому витрату електроенергії на одиницю цієї продукції в $\frac{\text{кВт}\cdot\text{год}}{\text{шт}}$, отримаємо розрахунковий максимум:

$$P_p = M \cdot \omega_{\text{нмт}} / T_{\text{ц}}, \quad (2.22)$$

де $T_{\text{ц}}$ – тривалість циклу, год.

З огляду на то, що технологічні питомі витрати електроенергії звичайно бувають стійкими, можна вважати, що ця найпростіша формула визначає розрахункове навантаження досить вірогідно.

Іншою модифікацією методу питомої витрати електроенергії є розрахунок за *питомою щільністю навантаження* на одиницю площі цеху p_0 , кВт / м². Якщо площу, яку займає група ЕП, позначити F , м², то розрахункове навантаження, кВт, цієї групи буде: $P_p = p_0 \cdot F$. Дослідження показали, що значення p_0 рідко бувають стійкими. Навіть у серійному автоматизованому або потоковому виробництві ці величини мають досить широкий розкид. До того ж обсяг статистичних даних про числові значення цього показника недостатній, унаслідок чого практичне застосування виразу досить обмежено. Для деяких виробництв питома щільність силового навантаження складає (Вт/м²): ливарні плавильні цехи – 230–370; механічні й складальні цехи – 300–580;

механоскладальні цехи – 280 – 390; електрозварювальні і термічні цехи – 300–600; цехи металоконструкцій – 350–390; інструментальні цехи – 330–590; допоміжні цехи – 260–300.

2.3.2 Метод коефіцієнта попиту

Ми вже розглядали вираз, що пов'язує розрахункове навантаження з номінальною потужністю групи електроприймачів:

$$P_p = P_m = K_{\Pi} \cdot P_n, \quad (2.23)$$

де K_{Π} – коефіцієнт попиту за активною потужністю, віднесений до того ж інтервалу осереднення, що і навантаження, яке розраховується.

Як вказувалося, цей інтервал звичайно приймають рівним 30 хв. (півгодинний максимум).

Якщо в ході розрахунків одночасно доводиться оперувати не тільки з півгодинним максимумом, але і з максимумом іншої тривалості, рівним t , то позначення коефіцієнта попиту доповнюється другим відповідним числовим індексом $K_{\Pi t}$, наприклад, для годинного максимуму $K_{\Pi 60}$.

У цьому методі коефіцієнт попиту представляється у вигляді постійної величини, що залежить від роду споживачів і їх технологічного режиму, але не залежить від числа ЕП, що входять у групу. Однак таке припущення суперечить фізичному змістові й основним уявленням про закони формування електричних навантажень і теоретично прийнятне лише при нескінченно великому числі ЕП у групі (100 і більше).

2.3.3 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:

$$K_M = \left(1 + \frac{\sqrt{3} \sqrt{f_{KI}^2 - 1}}{\sqrt{n_e}} \right) (AK_\phi - B), \quad (2.24)$$

де f_{KI} – коефіцієнт форми впорядкованої діаграми індивідуальних коефіцієнтів використання;

K_ϕ – груповий коефіцієнт форми графіка навантаження за найбільш завантажену зміну, а коефіцієнти А і В мають наступні числові значення, що залежать від величини K_ϕ : 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 і 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_ϕ 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_B . Отримані результати зведені в таблиці А.1 додатку А.

Таблиця побудована для n_e від 4 до 200. Як ви вже знаєте, що $K_m = P_m/P_c$, тоді $P_m = K_m \times P_c$, а $K_g = P_c/P_n$. Тоді максимальне навантаження

$$P_m = K_m \times K_g \times P_n, \quad (2.25)$$

або для розрахункового навантаження

$$P_p = K_m \times K_g \times P_n, \quad (2.26)$$

де P_c – середня потужність працюючих ЕП за найбільш завантажену зміну; P_n – 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 знаходиться за таблицею залежно від величини групового коефіцієнта використання K_g і так званого ефективного числа електроприймачів групи n_e . Порядок визначення n_e наведено нижче в пункті 4.3.4.

Розрахункове реактивне навантаження визначають за наступною узагальненою формулою: $Q_p = L_m Q_c = L_m K_g \operatorname{tg} \varphi_c P_n$. Для груп ЕП з рівномірним графіком навантаження приймають $L_m = 1,05$ при будь-якому n_e . Для груп ЕП з нерівномірним графіком навантаження числові значення L_m вибирають залежно від K_g і n_e .

Таблиця 2.1 – Значення коефіцієнта максимуму за реактивним навантаженням L_m залежно від K_g і n_e .

K_g	$> 0,2$		$< 0,2$	
	≤ 10	> 10	≤ 100	> 100
L_m	1,1	1,0	1,1	1,0

Розрахункове навантаження групи ЕП або багатодвигунового приводу, 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):

а) 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 складають першу групу ЕП, а ЕП практично з постійним графіком навантаження об'єднують в іншу групу.

б) по розрахунковому вузлу для кожної групи сумують кількість силових ЕП і їх номінальні потужності.

в) визначають середні навантаження по кожній групі.

г) сумують середні активні й реактивні навантаження по кожній групі.

д) визначають груповий коефіцієнт використання даного розрахункового

вузла, його середньозважений коефіцієнт $K_B = \frac{\sum P_c}{\sum P_H}$ по кожній групі:

$$\cos \varphi_c = \cos \left(\operatorname{arctg} \frac{Q_c}{P_c} \right).$$

ж) визначають ефективне число ЕП для кожної групи.

з) визначають коефіцієнт максимуму і розрахункове навантаження вузла по кожній групі ЕП.

і) 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 наступної форми:

Таблиця 2.2 – Розрахунок силового навантаження підприємства

Найменування вузлів живлення і груп ЕП	Число ЕП, n	Встановлена потужність, кВт		K_6	$\cos\varphi/\operatorname{tg}\varphi$	Середнє навантаження		n_e	K_M/L_M	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА	I_p , А
		$P_{n,\max}/P_{n,\min}$	P_n			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 по визначенню розрахункових електричних навантажень.

Таблиця 2.3 – Основні положення по визначенню розрахункових електричних навантажень

Число ЕП у групі	$m=P_{n,\max}/P_{n,\text{хв.}}$	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 $n_e > 10$
$n > 3$	$m > 3$, $K_u \geq 0,2$	$n_e = 2P_n/P_{n,\max}$; при $n_e \geq n$, $n_e = n$; при $n < 200$	Визначається за таблицею А.1	1,1 при $n_e \leq 10$ 1,0 при $n_e > 10$
	$m > 3$, $K_u < 0,2$	Визначається за Графіками, або формулі 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 таблицею А.2 додатку А.

2.3.4 Поняття та розрахунок ефективного числа електроприймачів для методу упорядкованих діаграм

Ефективним (приведеним) числом електроприймачів n_e називається таке число однорідних за режимом роботи електроприймачів однакової потужності,

що дає ту ж величину розрахункового максимуму P_p , що і група електроприймачів різних за потужністю і режимом роботи:

$$n_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{ni} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{ni}^2} = \frac{P_n^2}{\sum_{i=1}^n P_{ni}^2}, \quad (2.27)$$

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: $n_e = \frac{(np_n)^2}{np_n^2} = n$, тобто

ефективне число ЕП буде дорівнювати фактичному. Тому завжди $n_e \leq n$.

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

а) коли потужності електроприймачів у розрахунковому вузлі відрізняються один від одного менше, ніж у 3 рази, тобто якщо $p_{найб.}/p_{найм.} \leq 3$, то можна прийняти $n_e = n$;

б) якщо $m > 3$ і груповий $K_e \geq 0,2$, то n_e знаходять за формулою:

$$n_e = 2 \sum_{i=1}^n P_{ni} / p_{н.м.},$$

де $p_{н.м.}$ – номінальна потужність найбільшого приймача.

в) якщо $n_e > n$, необхідно прийняти $n_e = n$;

г) якщо $m > 3$, $K_e < 0,2$ 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_{n1} 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 більше половини потужності найбільшого з них;

– обчислюють сумарну номінальну потужність P_{n1} найбільш великих приймачів у кількості n_1 ;

– визначають відносні значення $n_1^* = n_1/n$; $P_1^* = P_{n1}/P_n$;

– за кривими знаходять (рис. 2.1–2.2) n_e^* ;

– за формулою визначають n_e .

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

$$n_e^* \approx \frac{0,95}{\frac{(P_1^*)^2}{n_1^*} + \frac{(1 - P_1^*)^2}{1 - n_1^*}}, \quad (2.28)$$

або можна визначити n_e^* безпосередньо через P_{n1} і n_1 :

$$n_e^* \approx \frac{0,95 P_n^2}{\frac{P_{n1}^2}{n_1} + \frac{(P_n - P_{n1})^2}{n - n_1}}. \quad (2.29)$$

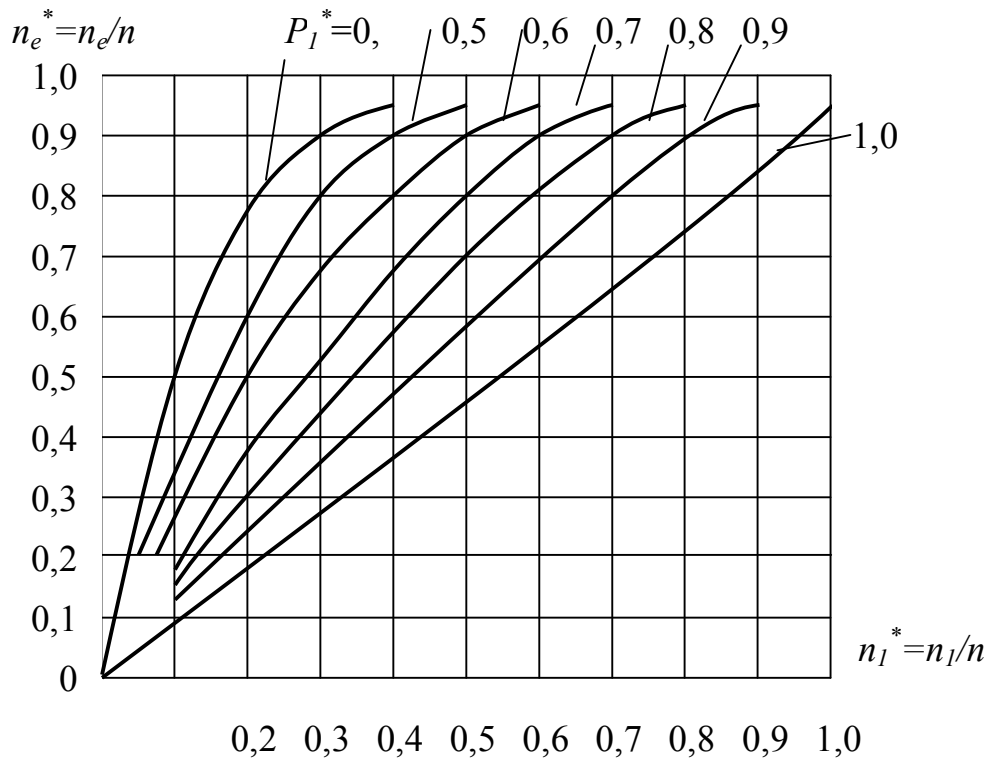


Рисунок 2.1 – Графік для визначення ефективного числа електроприймачів
(n_e^* = від 0,1 до 1,0)

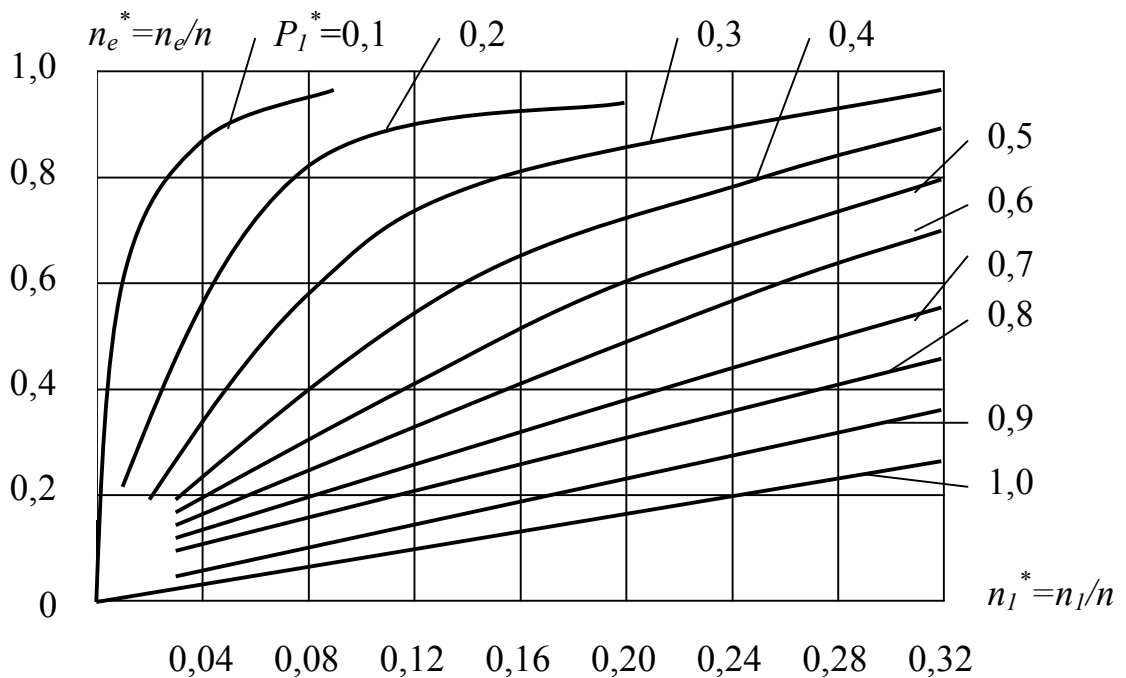


Рисунок 2.2 – Графік для визначення ефективного числа електроприймачів
(n_e^* = від 0 до 0,32)

2.3.5 Розрахунок методом коефіцієнта розрахункової потужності

У 2016 році вийшов новий стандарт України «Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств» [20].

Вказівки не поширюються на визначення електричних навантажень електроприймачів з різкозмінним графіком навантаження (електроприводів прокатних станів, дугових електропечей, контактного електрозварювання тощо), промислового електричного транспорту, а також електроприймачів з відомим графіком навантаження. Послідовність розрахунків електричних навантажень залежно від стадії проектування проводять наступним чином:

- а) розрахунок електричних навантажень ЕП до 1кВ в цілому по підприємству.
- б) розрахунок електричних навантажень живлячих мереж до 1кВ.
- в) розрахунок електричних навантажень до 1 кВ на шинах цехових трансформаторних підстанцій.
- г) розрахунок електричних навантажень на напрузі 10 (6) кВ.

Розрахунок електричних навантажень ЕП до 1 кВ в цілому по підприємству

Початковими для розрахунку даними є таблиці – завдання від технологів, сантехніків і ін. суміжних підрозділів, в яких вказуються дані електроприймачів, що встановлюються в кожному корпусі будівлі підприємства.

Ефективне число електроприймачів рекомендується визначати за наближеною формулою:

$$n_e = \frac{2\Sigma P_n}{P_{n \max}},$$

де P_n – групова номінальна (встановлена) активна потужність;

P_n – номінальна (встановлена) потужність найбільш потужного ЕП групи.

Всі ЕП групуються по характерних категоріях з однаковими коефіцієнтами використання K_e і $tg \varphi$ незалежно від потужності ЕП. Для кожної характерної групи визначаються розрахункові величини $K_e \times P_n$ та $K_e \times P_n \cdot tg \varphi$.

Значення коефіцієнтів використання K_e та $cos \varphi$ для різного устаткування різних типів виробництва використовують згідно розрахунків, та технологічних вимог.

Резервні електроприймачі, ремонтні зварювальні трансформатори і інші ремонтні електроприймачі, а також електроприймачі, що працюють короткочасно (пожежні насоси, засувки, вентиля тощо), при підрахунку розрахункової потужності не враховуються.

n_e	Коефіцієнт використання K_e							
	0,10	0,15	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,7 та більше
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,90	1,52	1,24	1,11	1,00
3	2,94	2,17	1,80	1,42	1,23	1,14	1,08	1,00
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,00	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94	0,93
6-8	1,20	1,00	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9-10	1,10	0,97	0,91	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
10-25	0,80	0,80	0,80	0,85	0,85	0,85	0,90	0,90
25-50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,80	0,85	0,85
більше 50	0,65	0,65	0,65	0,70	0,70	0,75	0,80	0,80

Розрахунок електричних навантажень живлячих мереж до 1 кВ

Розрахунок проводиться одночасно з формуванням живлячих мереж. Мета розрахунку – визначення розрахункових струмів елементів живлячої мережі, вибір перетинів провідників по нагріву і типів розподільних пристроїв напругою до 1 кВ.

Вузли живлення групуються по територіальному розміщенню ЕП (по ділянках, відділеннях, цехах). Для кожного вузла живлення (розподільний пункт, шафа, збірка, розподільний і магістральний шинопроводи, щит станцій управління і тому подібне) ЕП групуються по характерних категоріях з однаковими K_e і $tg \varphi$ і номінальною потужністю.

Ефективну кількість електроприймачів n_e рекомендується визначати за формулою:

$$n_e = \frac{(\sum P_n)^2}{\sum_1^n n p_n^2}$$

де P_n – групова номінальна (встановлена) активна потужність;

p_n – номінальна (встановлена) потужність одного електроприймача;

n – кількість електроприймачів.

Розрахункова активна потужність вузла живлення визначається по розрахунковій величині K_e та P_n і відповідному значенню K_p :

$$P_p = K_p \cdot K_e \cdot P_n.$$

Розрахункова реактивна потужність вузла живлення визначається в залежності від n_e :

$$\text{при } n_e < 10 \quad Q_p = 1,1 \cdot K_e \cdot P_n \cdot \text{tg } \varphi;$$

$$\text{при } n_e > 10 \quad Q_p = K_e \cdot P_n \cdot \text{tg } \varphi.$$

Розрахункова реактивна потужність на шинах цехових трансформаторів та магістральних шинопроводів напругою до 1 кВ визначається по формулі:

$$Q_p = K_p \cdot K_e \cdot P_n \cdot \text{tg } \varphi = P_p \cdot \text{tg } \varphi.$$

Розрахунок електричних навантажень до 1 кВ на шинах цехових трансформаторних підстанцій

Розрахунок виконується як доповнення розрахунку на шинах низької напруги цехових трансформаторів та магістральних шинопроводів.

Результуючі навантаження для кожної цехової трансформаторної підстанції рекомендується заносити у таблицю, в якій до розрахункової потужності силових електроприймачів додаються освітлювальні навантаження і втрати в трансформаторах, та визначається результуюче навантаження на стороні 10 (6) кВ підстанції.

Втрати активної потужності в трансформаторах розраховуються по формулі:

$$P = P_0 + k_3^2 P_k$$

де P_0 – втрати потужності холостого ходу, кВт;

P_k – втрати потужності короткого замикання при температурі 120°C , кВт;

$k_3 = \frac{S_p}{S_{ном}}$ – коефіцієнт завантаження трансформатора;

S_p – фактична (розрахункова) потужність, кВ·А;

$S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора, кВ·А.

Втрати реактивної потужності в трансформаторах розраховуються по формулі:

$$Q = Q_0 + k_3^2 Q_k,$$

де $Q_0 = I_{xx} \cdot S_{ном} \cdot 10^{-2}$ – втрати реактивної потужності холостого ходу, кВ·Ар;

$Q_k = U_k \cdot S_{ном} \cdot 10^{-2}$ – втрати реактивної потужності короткого замикання, кВ·Ар;

I_{xx} – струм холостого ходу, %.

U_k – напруга короткого замикання, %.

Значення P_0 , P_k , I_{xx} , U_k (в%) приймаються згідно ГОСТ або технічним умовам заводу – виробника.

Розрахунок електричних навантажень на напрузі 6 (10) кВ і вище

Основними споживачами електроенергії на напрузі 6 (10) кВ являються електродвигуни, трансформаторні підстанції, перетворювальні підстанції і установки, термічні електроустановки.

Залежно від значення середньозваженого коефіцієнта використання K_i і числа приєднань до збірних шин 6 (10) кВ РП або ГПП (без урахування резервних електродвигунів) визначається згідно таблиці 2.4 коефіцієнт одночасності K_0 .

Таблиця 2.4 – Значення коефіцієнту одночасності K_0 .

Середньозважений коефіцієнт використання K_B	Кількість приєднань на збірних шинах 6 (10) кВ РП, ГПП			
	2 - 4	5 - 8	9 - 25	більш 25
$K_B < 0,3$	0,90	0,80	0,75	0,70
$0,3 \leq K_B < 0,5$	0,95	0,90	0,85	0,80
$0,5 \leq K_B \leq 0,8$	1,00	0,95	0,90	0,85
$K_B > 0,8$	1,00	1,00	0,95	0,90

Таблиця 2.5 – Значення коефіцієнту розрахункової потужності K_p

n_e	K_p								
	0,10	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14	1,00
2	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,60	1,33	1,14	1,00
3	4,05	2,89	2,31	1,74	1,45	1,34	1,22	1,14	1,00
4	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,12	1,06	1,00
5	2,84	2,09	1,72	1,35	1,16	1,16	1,08	1,03	1,00
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,14	1,13	1,06	1,01	1,00
7	2,49	1,86	1,54	1,23	1,12	1,10	1,04	1,00	1,00
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,00	1,00
9	2,27	1,71	1,43	1,16	1,09	1,07	1,01	1,00	1,00
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,07	1,05	1,00	1,00	1,00
11	2,11	1,61	1,35	1,10	1,06	1,04	1,00	1,00	1,00
12	2,02	1,56	1,32	1,08	1,05	1,03	1,00	1,00	1,00
13	1,99	1,52	1,29	1,06	1,04	1,01	1,00	1,00	1,00
14	1,94	1,49	1,27	1,05	1,02	1,00	1,00	1,00	1,00
17	1,81	1,41	1,21	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
18	1,78	1,39	1,19	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
19	1,75	1,36	1,17	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
20	1,72	1,35	1,16	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
21	1,69	1,33	1,15	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
22	1,67	1,31	1,13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
23	1,64	1,30	1,12	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
24	1,62	1,28	1,11	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
25	1,60	1,27	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
30	1,51	1,21	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
35	1,44	1,16	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
40	1,40	1,13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
45	1,35	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
50	1,30	1,07	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
60	1,25	1,03	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
70	1,20	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
80	1,16	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
90	1,13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
100	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

2.3.6 Визначення електричних навантажень статистичним методом

У викладеному вище методі упорядкованих діаграм групове розрахункове навантаження визначають за показниками режимів роботи окремих ЕП, отриманими за даними експериментальних досліджень цих режимів і їх наступної числової обробки. Значний обсяг таких досліджень і

труднощі їх проведення в умовах експлуатації діючих підприємств і цехів привели до розробки такого методу досліджень, який ґрунтується на вимірах навантажень фідерів, що живлять характерні групи ЕП, без звертання до режиму роботи окремих ЕП і числових характеристик індивідуальних графіків, що мають значний розкид.

Такий метод був запропонований вперше Б. В. Гнеденко і названий статистичним, оскільки в його основу покладені закони математичної статистики і кореляційного аналізу. Статистичний метод застосовується також, як і метод упорядкованих діаграм, і дозволяє визначити розрахункове навантаження з будь-якою прийнятою імовірністю за піком температури і зносом ізоляції. Цей метод є більш прогресивним і надалі повинен знайти широке застосування.

Розрахункове навантаження групи ЕП визначають двома інтегральними показниками: середнім навантаженням P_c і середньоквадратичним відхиленням $\sigma_{порівн}$ по рівнянням: $P_p = P_c \pm \beta \sigma_{порівн}$, де β – прийнята кратність міри розсіювання, виводиться для розрахункового навантаження за піком температури і зносом ізоляції.

Опускаючи усі викладення для одержання виразів, за цим методом маємо, що коефіцієнт K_m записується в такому вигляді:

$$K_m = 1 + 1,7\varepsilon = 1 + \frac{1}{\sqrt{n_e}} \left(\frac{0,5}{K_v} - 0,4 \right), \quad (2.30)$$

де $n_e = 2P_n / P_{n \text{ макс.}}$.

*Порядок розрахунку навантажень статистичним методом
(враховуючи наведені вище формули)*

1) за розрахунковим вузлом визначаємо сумарну встановлена потужність P_n і виділяємо найбільш потужний ЕП у групі $p_{n \text{ макс.}}$.

2) визначаємо ефективне число ЕП по виразу $n_e = 2P_n / p_{n \text{ макс.}}$.

- 3) визначаємо середнє навантаження P_c і P_u .
- 3) визначаємо коефіцієнт максимуму K_m .
- 4) визначаємо розрахункове навантаження за формулою $Q_p = L_m Q_c$.
- 5) реактивне навантаження визначаємо за формулою $Q_p = L_m Q_c$,

де $Q_c = P_c \operatorname{tg} \varphi_c$.

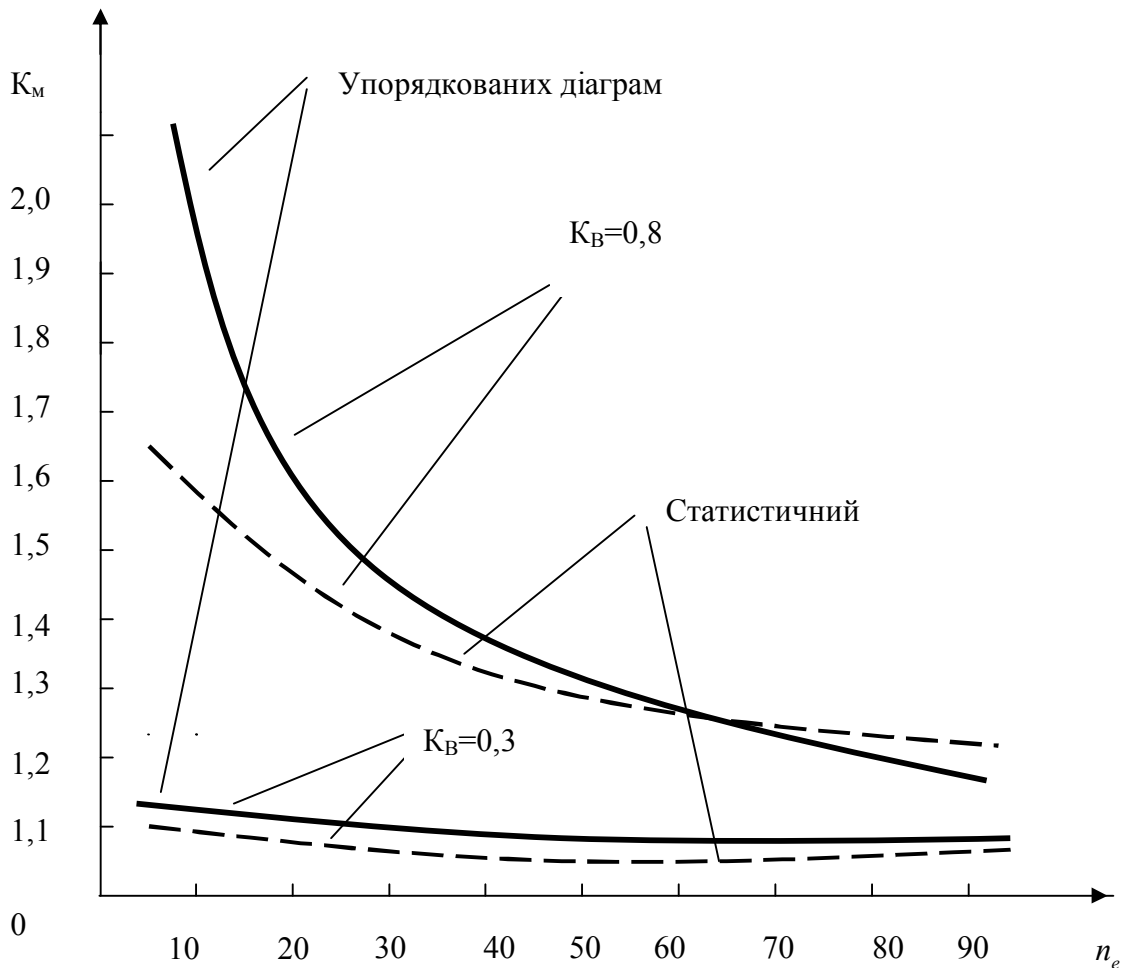


Рисунок 2.3 – Порівняльний аналіз статистичного методу і методу упорядкованих діаграм

Якщо говорити про області застосування обох методів, то в даний час для розрахунків електричних навантажень загальноприйнятим є метод упорядкованих діаграм. Порівняння двох методів наведено на рисунку 2.3.

2.4 Визначення навантажень трифазної мережі від однофазних електроприймачів

Навантаження визначаються також, як і від трифазних, за умови, що навантаження від однофазних приймачів рівномірно розподілені за фазами або їх нерівномірність не перевищує 15 % від сумарної номінальної потужності всіх приймачів однофазних і трифазних, приєднаних до вузла живлення.

При числі однофазних ЕП до трьох, з достатньою для практичних цілей точністю, умовну трифазну номінальну потужність визначаємо спрощеним способом:

а) при включенні ЕП на фазну напругу (наприклад, 220 В при трифазній системі 380/220 В) за формулою $p_{н.у.} = 3p_{н.мф}$, де $p_{н.у.}$ – умовна трифазна номінальна потужність, кВт; $p_{н.мф}$ – номінальна потужність максимально завантаженої фази, кВт;

б) при включенні однофазних ЕП на лінійну напругу умовна трифазна номінальна потужність $p_{н.у.}$ при кількості ЕП 1 – 3 одиниць, включених по можливості рівномірно в різні плечі трифазної системи, визначається за формулою:

1) при одному ЕП $p_{н.у.} = p_{н.л.} \sqrt{3}$, де $p_{н.л.}$ – номінальна потужність ЕП;

2) при 2–3 ЕП, включених у різні плечі трифазної системи мережі:

3) $p_{н.у.} = p_{н.мф} \cdot 3$, де $p_{н.мф}$ – номінальна потужність ЕП найбільш завантаженої фази.

При змішаному складі однофазних ЕП при їх числі більше трьох, при різних K_6 і $\cos\varphi$, а також при включенні їх на фазні й лінійні напруги визначення середнього навантаження здійснюється в такий спосіб:

а) всі однофазні ЕП, включені на фазні напруги (фаза-нуль) і на лінійну напругу, розподіляються по можливості рівномірно за фазами;

б) визначаються середні навантаження за найбільш завантаженою зміну по окремих фазах.

Загальне середнє навантаження по окремих фазах визначається підсумовуванням середніх однофазних навантажень даної фази (ф–0; А–0, В–0, С–0) і однофазних навантажень, включених на лінійну напругу з відповідним приведенням цих навантажень за таблицею (таблиця буде наведена трохи нижче) до навантажень однієї фази і фазній напрузі, Для фази А це буде виглядати так:

$$P_{c(A)} = \Sigma K_{\epsilon} \cdot p_{н.АВ} \cdot K_{(АВ)А} + \Sigma K_{\epsilon} \cdot p_{н.СА} \cdot K_{(СА)А} + \Sigma K_{\epsilon} \cdot p_{н.АО};$$

$$Q_{c(A)} = \Sigma K_{\epsilon} \cdot p_{н.АВ} \cdot q_{(АВ)А} + \Sigma K_{\epsilon} \cdot p_{н.СА} \cdot q_{(СА)А} + \Sigma K_{\epsilon} \cdot Q_{н.АО}, \quad (2.31)$$

де K_{ϵ} – коефіцієнти використання однофазних навантажень;

$p_{н.АВ}$ – навантаження, приєднане на лінійну напругу між фазами А і В;

$p_{н.СА}$ – те ж на лінійну напругу між фазами С і А;

$p_{н.АО}, Q_{н.АО}$ – навантаження, приєднані на напругу фази А (між Ф і 0);

$K_{(АВ)А}, K_{(СА)А}, q_{(АВ)А}, q_{(СА)А}$ – коефіцієнти приведення навантажень, включених на лінійні напруги АВ і СА до фази А. З отриманих значень знаходиться найбільш завантажена фаза по активному навантаженню, а потім умовне навантаження трифазної мережі від однофазних ЕП:

$$P_{c.y.} = 3P_{c(A)} \text{ і } Q_{c.y.} = 3Q_{c(A)}, \quad (2.32)$$

де $P_{c(A)}, Q_{c(A)}$ – активні й реактивні навантаження найбільш завантаженої фази (за таку фазу умовно прийнята фаза А).

Далі знаходиться коефіцієнт використання K_{ϵ} відповідний найбільш завантаженій фазі:

$$K_{\epsilon} = \frac{P_{c(A)}}{(P_{н.АВ} + P_{н.СА})0,5 + P_{н.АО}}. \quad (2.33)$$

Ефективне число ЕП визначаємо за спрощеною формулою:

$$\begin{aligned}
 n_e &= 2 \Sigma p_n / 3 p_{n.\text{макс.}} \\
 P_{c(B)} &= \Sigma K_\delta \cdot p_{n.AB} \cdot K_{(AB)B} + \Sigma K_\delta \cdot p_{n.CA} \cdot K_{(BC)B} + \Sigma K_\delta \cdot p_{n.BO} \\
 Q_{c(A)} &= \Sigma K_\delta \cdot p_{n.AB} \cdot q_{(AB)A} + \Sigma K_\delta \cdot p_{n.CA} \cdot q_{(BC)A} + \Sigma K_\delta \cdot Q_{n.AO}, \\
 P_{c(C)} &= \Sigma K_\delta \cdot p_{n.BC} \cdot K_{(BC)C} + \Sigma K_\delta \cdot p_{n.CA} \cdot K_{(CA)C} + \Sigma K_\delta \cdot p_{n.CO} \\
 Q_{c(C)} &= \Sigma K_\delta \cdot p_{n.BC} \cdot q_{(BC)C} + \Sigma K_\delta \cdot p_{n.CA} \cdot q_{(CA)C} + \Sigma K_\delta \cdot Q_{n.CO},
 \end{aligned}
 \tag{2.34}$$

Потроєну максимальну потужність (умовну) ($P_{c.y.} = 3P_{c(A)}$ і $Q_{c.y.} = 3Q_{c(A)}$) найбільш завантаженої фази заносимо у загальну таблицю для підрахунку трифазних навантажень, іноді як і розрахункове навантаження. Але після того, як ми визначили K_δ , n_e , за таблицею можна знайти K_M , тоді розрахункове навантаження трифазного струму від однофазних ЕП визначаємо

$$\begin{aligned}
 P_p &= K_M \cdot 3P_{c(A)} \\
 Q_p &= L_M \cdot 3Q_{c(A)},
 \end{aligned}
 \tag{2.35}$$

якщо $P_{c(A)}$ буде найбільшим з ($P_{c(A)}$, $P_{c(B)}$, $P_{c(C)}$).

Коефіцієнти приведення навантажень, включених на лінійні напруги знаходять за таблицею А.3 додатку А.

2.5 Визначення розрахункових навантажень житлових і громадсько-комунальних будинків

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

2.5.1 Визначення розрахункових навантажень на введеннях житлових будинків

Відповідно до державних будівельних норм ДБН В. 2.5 – 23:2010 [19] 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 м² і заявленої (установленої) потужності електроприймачів до 30 кВт;

2 – житло (квартири) у багатоквартирних будинках, споруджених або які споруджуються загальною площею від 100 до 300 м² 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 м² і заявленим Замовником високим рівнем комфортності, що відповідає потужності електроприймачів від 60 до 140 кВт.

Для житла 1-го виду (квартиру 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 виду 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 дод. А) 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 м² додатково опалювальної площі).

Розрахункове навантаження групи житла з однаковим питомим електричним навантаженням, приведене до лінії живлення, вводу в житловий будинок, шинам напругою 0,4 кВ ТП, $P_{жN}$ визначаємо за формулою:

$$P_{жN} = P_{житт} N, \quad (2.36)$$

де $P_{житт}$ – питоме розрахункове електричне навантаження одного житла (квартири), що вибираємо за таблицею А.4 додатку 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:

$$P_{сил} = \sum_l^n P_l K_{n,l} + \sum_l^n P_{сан} K_{n,сан}, \quad (2.37)$$

де $K_{n,l}$ – коефіцієнт попиту для ліфтів, який визначаємо за таблицею А.5 додатку А 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;

$K_{n,сан}$ – коефіцієнт попиту для електродвигунів сантехнічних установок, який

визначаємо за таблицею А.6 додатку А.

Якщо за силове навантаження виступають ліфти різної потужності, то:

$$P_c = (P_{л1}n_{л1} + P_{л2}n_{л2})K_n, \quad (2.38)$$

де K_n – коефіцієнт попиту ліфтів;

$P_{л1}=4$ кВт; $P_{л2}=7$ 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, $P_{з.жс}$ визначають за формулою:

$$P_{з.жс} = P_{жс} + 0,9P_{сил} + \sum_1^n P_{сп} K_{y+n}, \quad (2.39)$$

де $P_{жс}$ – розрахункове навантаження електроприймачів житла (квартир), кВт;

$P_{сил}$ – розрахункове навантаження силових електроприймачів житлового будинку, кВт;

$P_{сп1} \dots P_{спn}$ – розрахункові навантаження вбудованих або прибудованих цивільних приміщень, що живляться від електрощитової житлового будинку і визначаються за методикою розрахунку навантажень громадських будинків (див. наступний розділ);

$K_{y+1} \dots K_{y+n}$ – коефіцієнти участі в максимумі навантаження квартир і силових електроприймачів житлового будинку навантажень вбудованих і прибудованих приміщень, що визначають за таблицею А.7 додатку А.

Для вибору параметрів електричних мереж необхідно знати повне навантаження:

$$S_{з.жс.} = \sqrt{P_{з.жс.}^2 + Q_{з.жс.}^2}, \quad (2.40)$$

де $P_{з.жс.}$ – активне навантаження житлового будинку, кВт;

$Q_{з.жс.}$ – реактивне навантаження житлового будинку, кВАр.

$$Q_{з.жс.} = P_{жс} \operatorname{tg} \varphi_{кв.} + 0,9 \sum P_c \operatorname{tg} \varphi_c, \quad (2.41)$$

де $tg\varphi_{кв.}$ і $tg\varphi_3$ – коефіцієнти, що враховують реактивну потужність квартир і загальнобудинкових електроприймачів відповідно. Значення коефіцієнта потужності на введенні житлових будинків приймають за таблицею А.8 додатку.

2.5.2 Розрахунок навантажень громадських і комунальних будинків

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

$$P_{p.o.z.} = p_{num} N; \quad (2.42)$$

$$Q_{p.o.z.} = P_{p.o.z.} tg\varphi, \quad (2.43)$$

де p_{num} – розрахункове питоме навантаження визначається з таблицею А.9 додатку А;

$tg\varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності визначається з таблицею А.9 додатку А.

2.5.3 Розрахунок навантаження зовнішнього освітлення

Розрахункове навантаження внутрішньоквартального освітлення визначається як

$$P_{p.z.o.} = p_{num.z.o.} F, \quad (2.44)$$

де $p_{num.z.o.} = 1,2 \text{ кВт/га}$ – питоме навантаження внутрішньоквартального освітлення;

F – площа мікрорайону, га.

Розрахункове навантаження вуличного освітлення визначається як

$$P_{p.z.o.} = p_{nut.z.o.} L, \quad (2.45)$$

де $P_{уд.н.о.}$ – питоме навантаження освітлення 1 км вулиці відповідно до категорії вулиці (табл. А.10 дод. А);

L – довжина вулиці, км.

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

2.5.4 Визначення потужності ТП мікрорайону міста

Розрахункове навантаження мікрорайону визначають за формулою

$$P_{м.р.} = P_{max} + \kappa_1 P_1 + \kappa_2 P_2 + \dots + \kappa_n P_n, \quad (2.46)$$

де P_{max} – найбільша з однорідних електричних навантажень;

$P_1 \dots P_n$ – інші розрахункові навантаження;

$\kappa_1 \dots \kappa_n$ – коефіцієнти їх участі в максимумі навантажень (табл. А.7 дод.).

$$P_{max} = p_{ж.нут.} \sum N + 0,9 P_{свл} + \sum_1^n P_{сп} K_{nut}, \quad (2.47)$$

якщо $P_{сп} = 0$ і $P_c = P_{л}$, то:

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

де $p_{нут.кв}$ – 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.

2.5.5 Визначення потужності й кількості підстанцій у мікрорайоні

Кількість підстанцій, необхідна для живлення мікрорайону визначається за виразом

$$n_{ТП} = \frac{\sum P_{м.р.}}{\kappa_3 S_{mp} n_{mp} \cos \varphi}, \quad (2.48)$$

де κ_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі;

S_{mp} – прийнята потужність трансформаторів ТП;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності;

n_{mp} – 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 легше і відповідно дешевше. Таким чином, повинна існувати оптимальна потужність ТП, що відповідає мінімуму річних приведених витрат. Річні приведені витрати, що залежать від потужності ТП, повинні включати вартість розподільних мереж середньої і низької напруге 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 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 складає не менше 12 поверхів, що збільшує поверхневу щільність навантаження, то цілком обґрунтовано на перших етапах розрахунків

приймати трансформаторні підстанції 2×630 кВА з коефіцієнтом завантаження в нормальному режимі одного трансформатора рівним 0,7.

2.5.6 Розрахунок навантаження розподільних ліній напругою до 1000В і трансформаторних підстанцій

Розрахункове навантаження при змішаному живленні споживачів житлових будинків і громадських будинків визначають з урахуванням коефіцієнтів сполучення графіків навантаження.

Приклад.

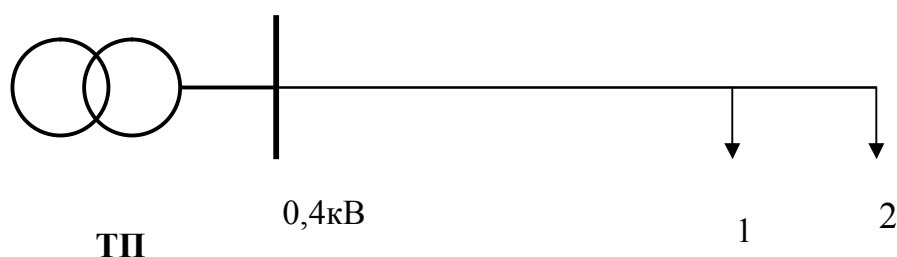


Рисунок 2.4 – Схема живлення різнорідних навантажень

Визначити розрахункове навантаження лінії 0,4 кВ, до якої підключені: 1 – житлові будинки з плитами на зрідженому газі з навантаженням 61,2 кВт і продовольчим магазином (2), який працює в одну зміну з навантаженням 12,8 кВт.

$$P_{рл} = P_{макс.} + \sum K_i P_i,$$

де $P_{макс.}$ – найбільше з навантажень, що живиться лінією (навантаження, яке формує максимум);

K_i – коефіцієнт сполучення, що враховує розбіжність максимумів навантажень окремих споживачів відносно $P_{макс.}$.

Знаходимо розрахункове навантаження для цього прикладу: $P_{рл} = 61,2 + 0,4 \cdot 12,8 = 66,3$ кВт. Для визначення розрахункового реактивного навантаження лінії необхідно врахувати коефіцієнти реактивного навантаження для житлових будинків і для магазину.

Активне і повне навантаження ТП визначаємо аналогічно, але при цьому враховуємо всіх споживачів даної підстанції. Отримане навантаження вважається приведеним до шин напругою 0,4 кВ трансформаторної підстанції.

Активне навантаження ліній 0,4 кВ визначається як:

$$P_{л} = P_{\text{макс}} + \sum K_i P_i ,$$

де $P_{\text{макс}}$ – максимальне навантаження з підключеної групи споживачів,

P_i – інші споживачі.

Активне навантаження лінії напругою 10 кВ, що живить ряд ТП, визначається як:

$$P_{ли} = \kappa_{mni} \cdot P_{mn\Sigma},$$

де κ_{mni} – коефіцієнт сполучення максимумів навантажень ТП приводяться в таблиці А.11 додатку А;

$P_{mn\Sigma}$ – сумарне навантаження окремих ТП, приєднаних до лінії.

Повне навантаження лінії напругою 10 кВ визначається з урахуванням коефіцієнта потужності в період максимуму навантаження, прийнятого рівним 0,92 ($\text{tg } \varphi = 0,43$).

Активне і повне навантаження на шинах розподільного пункту (РП) або центру живлення (ЦЖ) визначають аналогічно, але при цьому враховуються всі ТП, приєднані до даного РП або ЦЖ. Крім того, враховуються коефіцієнти сполучення максимумів навантажень $\kappa_{\text{макс.1}}$ (табл. А.12 дод. А) міських мереж і промислових підприємств, а також коефіцієнт влучення максимуму навантажень елементів $\kappa_{\text{макс.2}}$ у максимум енергосистеми (табл. А.13 дод.А).

Якщо навантаження промислових підприємств складає менш 30 % навантаження громадського сектора, то значення κ_{mni} трансформаторних підстанцій приймаються як для громадського сектора.

У цій таблиці менші значення приймають для однозмінних, більші – для дво- і тризмінних підприємств.

2.5.7 Рівні систем електропостачання

Розподіл системи електропостачання за напругою до 1 кВ і вище традиційний. Але такий розподіл не враховує, що система електропостачання до 1 кВ і вище також багаторівнева, ієрархічна. Наприклад, проектування і експлуатація РП 10 кВ відрізняється від проектування ГПЖ, а питання, розв'язувані при проектуванні ГПЖ, відрізняються від питань, розв'язуваних для межі розподілу з енергосистемою. Багаторівневність потрібно враховувати при розрахунку електричних навантажень, регулюванні електроспоживання, компенсації реактивної потужності, оптимізації втрат у мережах і т. д.

При розвитку промислового підприємства розвивається і його електричне господарство. Як технічна система, воно розглядається як об'єкт проектування, планування, керування та забезпечення функціонування. Виділення електричного господарства в самостійний об'єкт досліджень визначилося в період екстенсивного розвитку (30–80-ті роки), коли відбулося різке збільшення кількості встановленого електроустаткування.

У проектному завданні для будь-якого заводу в цілому і для кожного цеху в 30-ті роки наводився повний перелік встановлюваних електродвигунів, трансформаторів. Прямим рахунком визначали провідникові матеріали, низьковольтні апарати, електролічильники. У 1929 р. для повного розвитку типового доменного цеху передбачалося установити 107 електродвигунів (для прокатного – 287). На Магнітогорському металургійному заводі проектом передбачалося установити 1334 електродвигуна, на Кузнецькому – 1042, на Сталінградському тракторному заводі – 1548. Електропостачання здійснювалось через заводські РП (ЦРП) від ТЕЦ на генераторній напрузі 6–10 (іноді 3) кВ. Зв'язок з енергосистемою відбувався з відкритим розподільним пристроєм ТЕЦ ВРП 35 (110) кВ. Практично мали справу з

двома ступенями за напругою: розподільною напругою 6–10 кВ і низьковольтним 380/220 В (спочатку 127/220 В).

У 50-х роках для зв'язку з енергосистемою почали споруджувати районні підстанції з вищою напругою 110(154) і 220(330) кВ, а потім 500 і 750 кВ. Раціональним було визнане будівництво ГПЖ і ПГВ, що максимально наближені до споживачів електроенергії і в багатьох випадках сполучаються з РП цехів. Кількість рівнів системи електропостачання збільшилася, сама схема ускладнилася. На кожному рівні стала виявлятися специфіка, що впливає на прийняті технічні рішення.

Теоретично і практично слід розрізняти наступні рівні (ступені) системи електропостачання (рис. 2.5). Окремий електроприймач, агрегат (верстат) з багаторухомим приводом або іншою групою електроприймачів, зв'язаних технологічно або територіально, утворюють єдиний виріб з визначеною (документально позначено заводом-виготовлювачем) паспортною потужністю, – перший рівень, що живиться по одній лінії, 1УР; Щити розподільні напругою до 1 кВ змінного струму і до 1,5 кВ постійного струму, щити керування, шафи силові, ввідно-розподільчі пристрої, шинні виводи, зборки, магістралі – другий рівень, 2УР; Щит низької напруги трансформаторної підстанції 10(6)/ 0,4 кВ або сам трансформатор (при розгляді наступного рівня – завантаження трансформатора з урахуванням втрат у ньому) – третій рівень, 3УР; Шини розподільної підстанції РП 10(6) кВ (при розгляді наступного рівня – завантаження РП у цілому) – четвертий рівень, 4УР; Шини головної знижувальної підстанції, підстанції глибокого введення, опорної підстанції району – п'ятий рівень, 5УР; Межа розподілу підприємства й енергосистеми – шостий рівень.

Зазначену кількість рівнів, якщо розглядати систему електропостачання підприємства в цілому, можна прийняти як мінімальну. Близькі (подібні) схеми і підхід можна застосувати до системи обслуговування і ремонту електроустаткування, до інших питань, пов'язаних зі створенням електричного господарства і керуванням ним. Можлива поява заводських розподільних

пунктів на 10 (220) кВ, що живляться від районних джерел живлення і призначені для збільшення кількості приєднань (вузлів) і економії провідникової продукції. Від розподільних пунктів РП 10 кВ можуть живитися не тільки ТП 10/0,4 кВ і високовольтні двигуни, але і РП 10 кВ. Є випадки, коли і ці РП, у свою чергу живлять ще РП 10 кВ. У зв'язку з впровадженням напруги 10 кВ, як переважної, виникають підстанції 10/6 кВ з відповідним РУ 6 кВ. Для 2УР поширене живлення розподільного щита 0,4 кВ від іншого щита (поява ще декількох підрівнів), що особливо характерно для віддалених і малопотужних споживачів.

Функції РП можуть виконувати розподільні пристрої ПГВ. У деяких випадках РП сполучаються з цеховими ТП для зручності живлення цехових споживачів електроенергії. 5УР і 4УР відносять до позацехового електропостачання, мережі називають міжцеховими (магістральними), а напругу – розподільною (звичайне 10 кВ, іноді вона досягає 110 кВ. 6 кВ зберігається для заводів, що реконструюються, або при великій кількості високовольтних двигунів середньої потужності напругою 6 кВ). Від 5УР здійснюється електропостачання великого цеху або району (район конвертерного цеху, район ремонтних цехів та ін.), від 4УР живляться цехи, окремі будинки і споруди.

Обслуговування 5УР здійснюється цехом мереж і підстанцій. Частина підстанцій 4УР тісно пов'язана з виробничим процесом – технологією (часте включення високовольтного устаткування) – і обслуговується виробничим персоналом технологічного цеху. Кількість підстанцій 5УР для великого заводу складає кілька штук, досягаючи іноді 10 і більше; кількість підстанцій 4УР на одну ГПЖ становить 3–8 із двома-трьома вводами на кожне РП.

Цехові ТП призначені для перетворення електроенергії напругою 10(6) кВ у напругу 220/380, 660 В і живлення на цій напрузі цехових електричних мереж. Вони відносяться до 3УР. До цехових електричних мереж 220/380 і 660 В приєднана більшість електроприймачів промислових підприємств. Одними з елементів системи електропостачання є перетворюючі

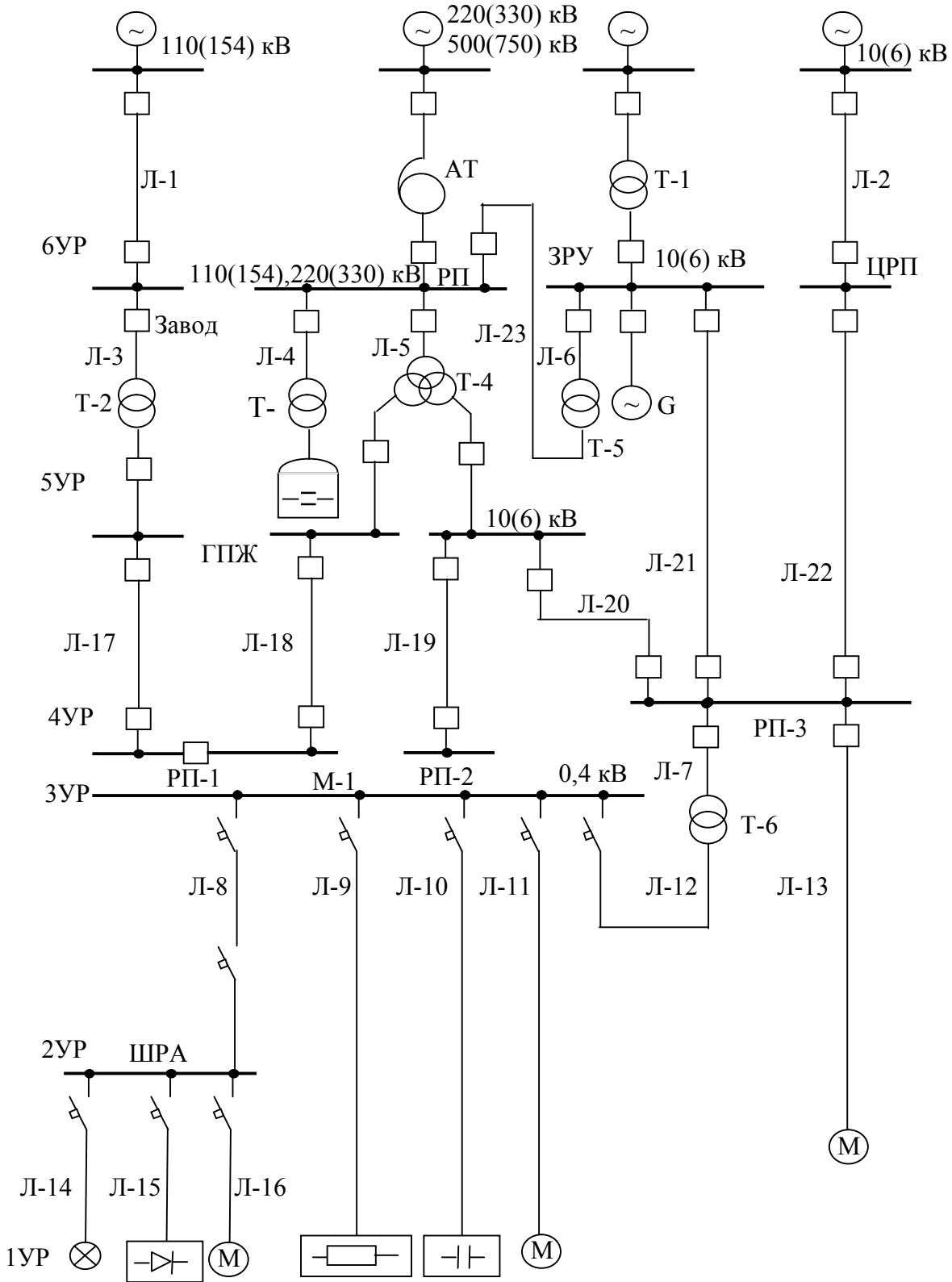
підстанції, що призначені для перетворення змінного струму в постійний, а також для перетворення енергії однієї частоти в іншу. При початковому розгляді схеми електропостачання ПЖ розглядаються аналогічно ТП як споживачі ЗУР.

При сучасних тенденціях розвитку систем розподілу електроенергії на 0,4 кВ через ТП низьковольтних щитів безпосередньо у трансформатора може і не бути, тоді розподільні функції виконує щит станцій керування при застосуванні схеми блок трансформатор – ЩСУ або струмопровід при застосуванні схеми блок трансформатор – магістраль.

Кількість силових елементів для ЗУР великих заводів велика, наприклад трансформаторів 1–111 габаритів 500 – 1500 шт. (високовольтних двигунів і інших високовольтних електроприймачів може бути менше або більше).

Розрахунок, що жорстко визначає кожен елемент на стадії техніко-економічного обґрунтування підприємства, можливий лише при багатьох допущеннях для 6УР, 5УР і в окремих випадках – для 4УР. Для низьких рівнів можливі лише локальні розрахунки (вибір кабелю, цехової ТП, розподільної шафи), тому що кількість елементів системи електропостачання росте в напрямку зверху вниз, тобто від межі розподілу підприємства з енергосистемою до кінцевих електроприймачів у мережі напругою до 1 кВ.

Підстанції і ТЕЦ енергосистеми



Окремі електроприймачі

Рисунок 2.5 – Рівні системи електропостачання

Рівні відбивають сформовану або проєктовану систему електропостачання, представлену різними схемами. Вони можуть бути спрощеними (на всіх рівнях) для прийняття принципів рішень за схемою електропостачання заводу в цілому, окремого виробництва, цеху, відділення або ділянки або одиничного електроприймача. На таких схемах указуються не всі комутаційні апарати, секції та ін. Так звані принципіві схеми окремих ГПЖ, РП, елементів 1У–3УР містять усі необхідні дані, відповідаючи робочій документації – фактичному станові рівня.

Схеми електропостачання й окремих елементів того чи іншого рівня доповнюються планами (для 6УР і 5УР вони складаються на основі генерального плану в масштабах 1:500, 1:2000, 1:5000, для 4УР, 3УР, 2УР – на основі будівельного або технологічного плану). Такі плани являють собою плани-схеми або плани, метою яких є розміщення електроустаткування в цілому.

3 СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ І НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

3.1 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 безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання загрози життю людей, вибухів, пожеж і пошкодження дорогого основного устаткування.

Електроприймачі II категорії – електроприймачі, перерва електропостачання яких приводить до масового недовипуску продукції, масовим простоєм робітників, механізмів і промислового транспорту, порушенню 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 повинне 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 та ін.

Якщо резервуванням електропостачання не можна забезпечити необхідну безперервність технологічного процесу або якщо резервування електропостачання економічно недоцільне, повинне бути здійснене технологічне резервування, наприклад шляхом установки технологічних агрегатів, що взаємно резервують, спеціальних пристроїв безаварійної зупинки технологічного процесу, що діють при порушенні електропостачання.

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

Електроприймачі II категорії рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних джерел живлення, що взаємно резервують.

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 забезпечена можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час не більше 1 доби. Кабельні вставки цієї лінії повинні виконуватися двома кабелями, кожний з яких вибирається по найбільшому тривалому струму 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 виду устаткування зображені в таблиці Б.1 додатку Б, що рекомендується.

3.2 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, задовольняти характеристики навколишнього середовища, забезпечувати застосування індустріальних методів монтажу.

Лінії цехової мережі, що відходять від цехових ТП або ввідного 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 однобічним або двостороннім живленням.

При радіальній схемі (рис. 3.1) 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).

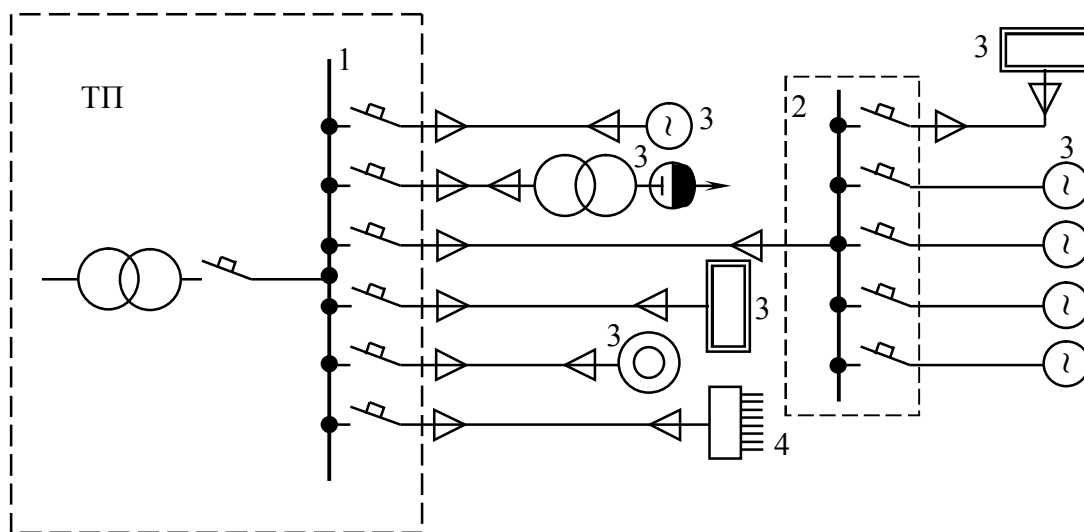


Рисунок 3.1 – Радіальна схема живлення:
 1 – розподільний щит ТП; 2 – силовий РП;
 3 – електроприймач; 4 – щит освітлення

Переваги 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 перемичками, що резервують, 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). Магістраль можуть приєднуватися до розподільних щитів підстанції (рис. 3.2, а) або до силових РП, або безпосередньо до трансформатора за схемою блоку трансформатор – лінія (рис. 3.2, б).

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

При установці 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 установкою на визначеній відстані одна від одної (модулі) коробок розгалуження, на яких кріпляться напільні розподільні стовпчики зі штепсельними розніманнями. Електроприймачі підключаються до стовпчиків дротами в металорукавах. Модульні проводки застосовують при навантаженнях на магістраль до 150 А.

Достоїнствами магістральних схем є: спрощення щитів підстанції висока гнучкість мережі, що дає можливість переміщувати технологічне устаткування без переробки 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

приводить до перевитрати провідникового матеріалу. Залежно від характеру виробництва, розміщення електроприймачів і умов навколишнього середовища силові мережі можуть виконуватися за змішаною схемою.

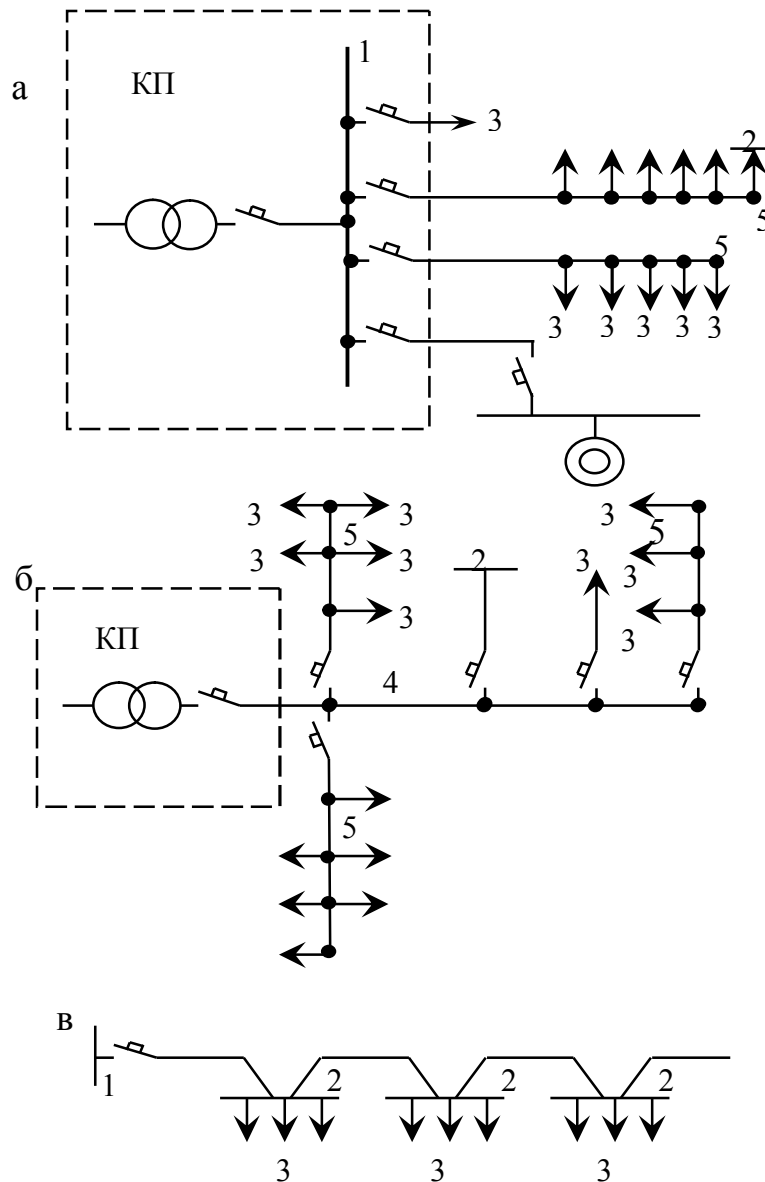


Рисунок 3.2 – Магістральні схеми живлення:

- а – з розподільним шинопроводом; б – блок трансформатор-магістраль;
- в – ланцюжок; 1 – розподільний щит ТП; 2 – силовий РП;
- 3 – електроприймач; 4 – магістральний шинопровід;
- 5 – розподільний шино провід

Частина електроприймачів живиться від магістралей, частина – від силових РП, які, в свою чергу, живляться або від щита ТП, або від магістральних чи розподільних шинопроводів (рис. 3.2, б). 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 (рис. 3.3, а).

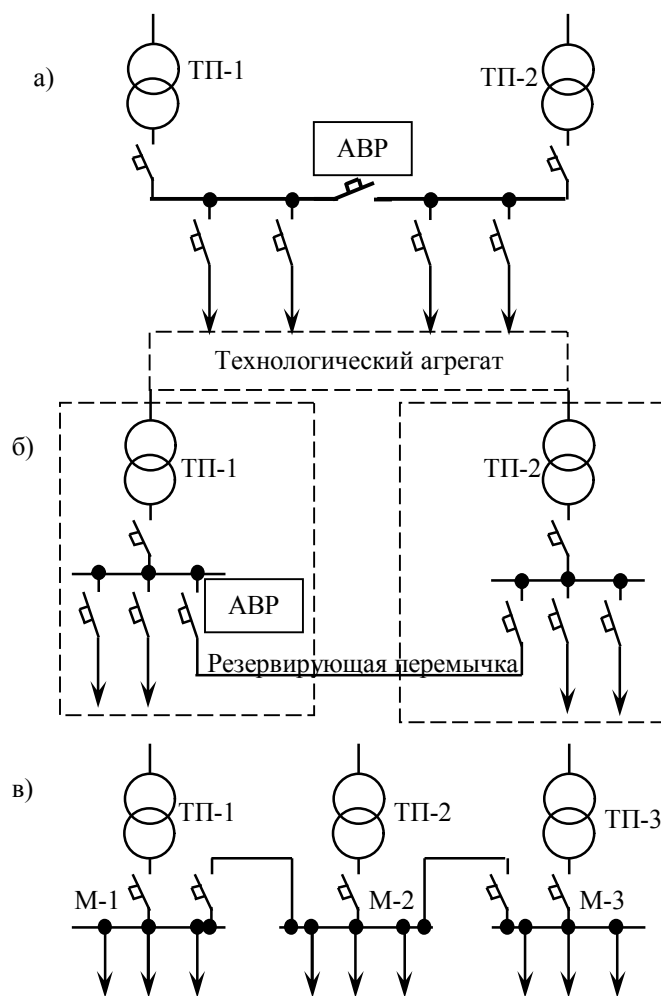


Рисунок 3.3 – Схеми двостороннього живлення:

а – магістральна з розподільним шинопроводом; б – радіальна з резервуючою перемичкою; в) з взаємним резервуванням магістралей

При прокладці у великих цехах декількох магістралей доцільно жити їх від окремих ТП, виконавши перемички між магістралями (рис. 3.3, 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

3.3 Схеми внутрішнього електропостачання ПП на 6 – 10 і 35 – 110 кВ

Схему внутрішнього електропостачання розробляють з урахуванням таких факторів:

- а) розміщення джерел живлення і споживачів;
- б) величин їх напруг і потужностей;
- в) необхідної надійності;
- г) розташування і конструктивного виконання ліній, РП і цехових ТП;
- д) вимог до системи електропостачання.

Надійність або економічність схеми підвищується, якщо задовольняються наступні умови:

а) скорочується число ступенів трансформації і наближається джерело вищої напруги до споживача;

б) не передбачаються спеціальні резервні (нормально не працюючі) лінії і трансформатори; всі елементи схеми в нормальному режимі повинні знаходитися під навантаженням і працювати роздільно; при аварії одного з елементів (лінії, трансформатора), що залишився, може працювати з припустимим перевантаженням, передбаченої ПУЕ, і з відключенням частини невідповідальних споживачів;

в) у всіх ланках системи розподілу енергії, починаючи від шин ГПЖ (ТЕЦ) і кінчаючи шинами напругою до 1000 В цехових ТП, а іноді і цехових силових РП, здійснюється секціонування шин, а при перевазі навантажень першої і другої категорії передбачається влаштування автоматичного введення резерву (АВР);

г) рівнобіжна робота ліній і трансформаторів передбачається тільки при ударних різкозмінних навантаженнях (прокатні стани, могутні зварювальні агрегати, електропечі) або коли АВР не забезпечує необхідної швидкодії відновлення живлення, обумовленої режимом електроприймачів. Варіант рівнобіжної роботи приймається тільки при техніко-економічному обґрунтуванні його доцільності.

Електроенергія на напругах 6 – 10 кВ розподіляється по радіальних і магістральних схемах. Радіальні схеми (одно- і двоступінчасті) застосовують при розміщенні споживачів у різних напрямках від джерела живлення.

На невеликих підприємствах і для живлення великих зосереджених навантажень використовують одноступінчасті схеми. Двоступінчасті схеми з проміжними РП виконують для великих і середніх підприємств із цехами, розташованими на великій території. Від проміжного РП живляться трансформатори цехових ТП і великі електроприймачі. Трансформатори цехових ТП підключають до ліній наглухо, і вся комутаційна апаратура встановлюється на РП. Звичайно до одного РП підключають чотири-п'ять ТП.

Радіальні схеми більше двох ступенів роблять лінію головних ділянок більш важкою, ускладнюють захист і комутацію.

При наявності електроприймачів першої і другої категорій РП і підстанції живляться не менш ніж по двох роздільно працюючих лініях. Якщо в цеху переважають приймачі третьої категорії, то він живиться від одноступінчастої підстанції, а живлення окремих відповідальних навантажень резервується перемичками між підстанціями.

Радіальна схема з проміжним РП, в якій виконані зазначені вище умови, наведена на рисунку 3.4.

По радіальних лініях першої ступені живляться РП, ТП1, ТП4, ТП5 і ТП6. По лініях другої ступені одержують живлення ТП2 і ТП3. Усі комутаційні апарати розміщені на ГПЖ і РП. На ТП1, ТП2 і ТП3 встановлено по два трансформатори з глухим приєднанням до живильних ліній. Кожна лінія і трансформатор розраховані на покриття всіх навантажень першої категорії і основних навантажень другої категорії.

При відсутності даних про характер навантажень кожна лінія і трансформатор двотрансформаторних підстанцій вибирають, виходячи з 60–70 % від сумарного навантаження підстанції.

Шини ГПЖ, РП, ТП1, ТП2 і ТП3 секціоновані (принцип глибокого секціонування). Секційні апарати нормально розімкнуті і на них передбачений пристрій АВР. При аварії будь-якого елемента (лінії або трансформатора) він відключається, спрацьовує пристрій АВР на секційному апараті, який вмикаючись, забезпечує живлення споживачів по рівнобіжному елементу схеми, використовуючи її перевантажувальну здатність.

На ТП4, ТП5 і ТП6 встановлено по одному трансформатору. Для живлення приймачів другої категорії між ТП4 і ТП5 на стороні 0,4 кВ виконана перемичка. Пропускна здатність низьковольтних перемичок, кабельних або шинних (при схемі блоку трансформатор – магістраль), між підстанціями, якщо це необхідно за умовами надійності, приймається 15–30 % від потужності трансформатора.

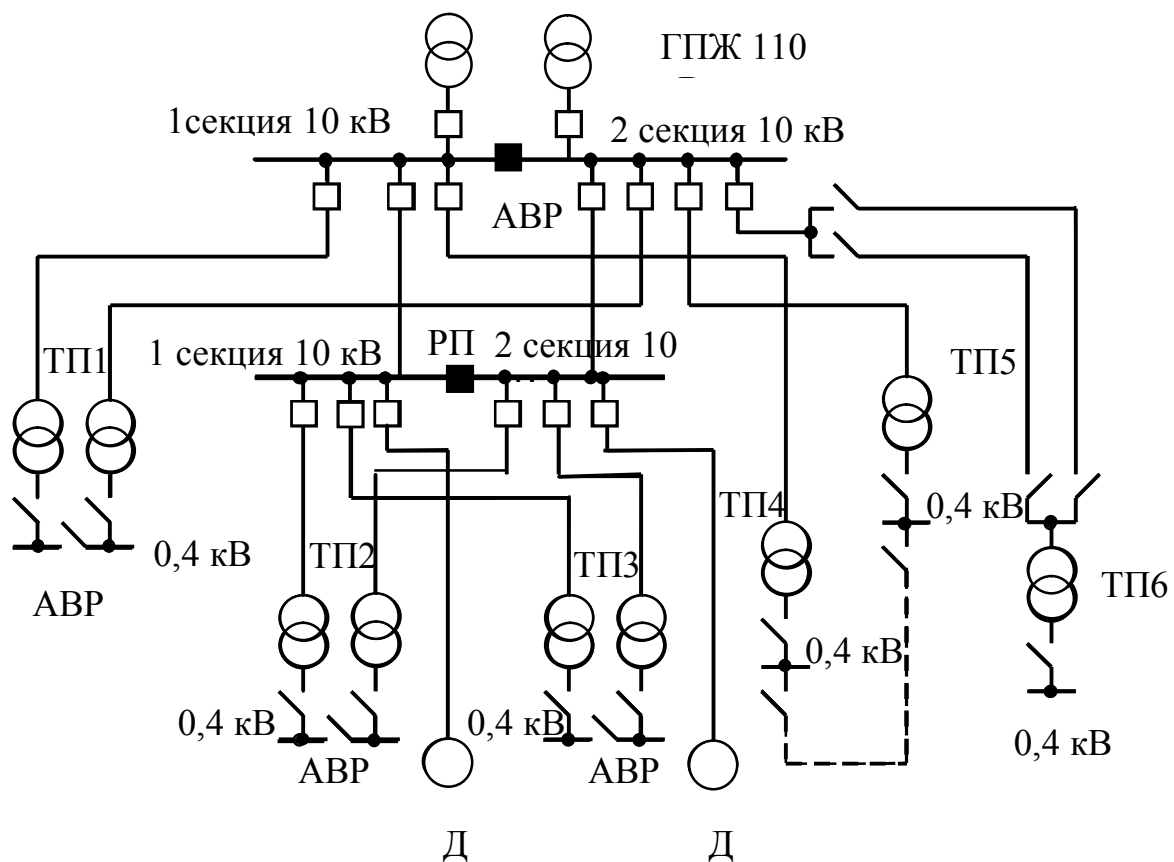


Рисунок 3.4 – Радіальна схема електропостачання

Живлення відокремлених однострансформаторних підстанцій (на прикладі ТП6) при наявності приймачів другої категорії здійснюють, виходячи з вимог ПУЕ по двокабельній лінії. При пошкодженні одного з кабелів вимикач відключає всю лінію, персонал від'єднує роз'єднувачем пошкоджений кабель з двох боків і включає вимикач. Усе навантаження переводиться на справний кабель.

Радіальні схеми застосовують при кабельній або повітряній прокладці ліній. Магістральні схеми використовують при лінійному («упорядкованому») розміщенні підстанцій на території підприємства і виконують у вигляді одиночних і подвійних магістралей з одно – або двостороннім живленням.

Одиночні магістралі без резервування (рис. 3.5, а) служать для живлення невідповідальних споживачів. Схема одиночної магістралі з двостороннім живленням (рис. 3.5, б) більш надійна. У нормальному режимі підстанції можуть живитися тільки від одного джерела (при другому – резервному) або від двох джерел одночасно, при цьому магістраль розімкнута на одній з підстанцій. Частковим випадком одиночної магістралі з двостороннім живленням є кільцева схема (рис. 3.5, в).

Схеми подвійних магістралей високонадійні і застосовуються при наявності навантажень першої і другої категорій на підстанціях з двома секціями збірних шин (рис. 3.6, а) або на двотрансформаторних підстанціях без збірних шин вищої напруги. Кожна магістраль розрахована на покриття навантажень відповідальних споживачів усіх підстанцій. Секційні вимикачі нормально розімкнуті й обладнані пристроєм АВР. Магістралі можуть одержувати живлення від іншого джерела. Схему подвійної магістралі з двостороннім живленням («зустрічна» магістраль) застосовують при наявності двох незалежних джерел (рис. 3.6; б).

Конструктивно магістральні схеми виконують кабелями, струмопроводами і повітряними лініями. При кабельних лініях 6–10 кВ рекомендується приєднувати до однієї магістралі не більш чотирьох-п'яти трансформаторів потужністю до 1000 кВА. Магістральні схеми зі струмопроводами доцільні при концентрованих потужних споживачах і

передачі великих потоків енергії. Магістральні повітряні лінії зв'язують на напругах 35–220 кВ окремі ГПЖ і подають живлення на ПГВ.

Глибокі вводи здійснюють у вигляді магістральних повітряних ліній з відпайками – відгалуженнями до підстанцій 35–220 кВ або у вигляді радіальних кабельних і повітряних ліній. Система глибоких ввідів дозволяє:

- а) розподіляти енергію при підвищеній напрузі;
- б) скорочувати довжину кабельних ліній 6 – 10 кВ;
- в) обходитися без проміжних РП 6 – 10 кВ;
- г) розукрупнювати потужні ГПЖ;
- д) полегшувати регулювання напруги;
- ж) спростувати розвиток системи електропостачання.

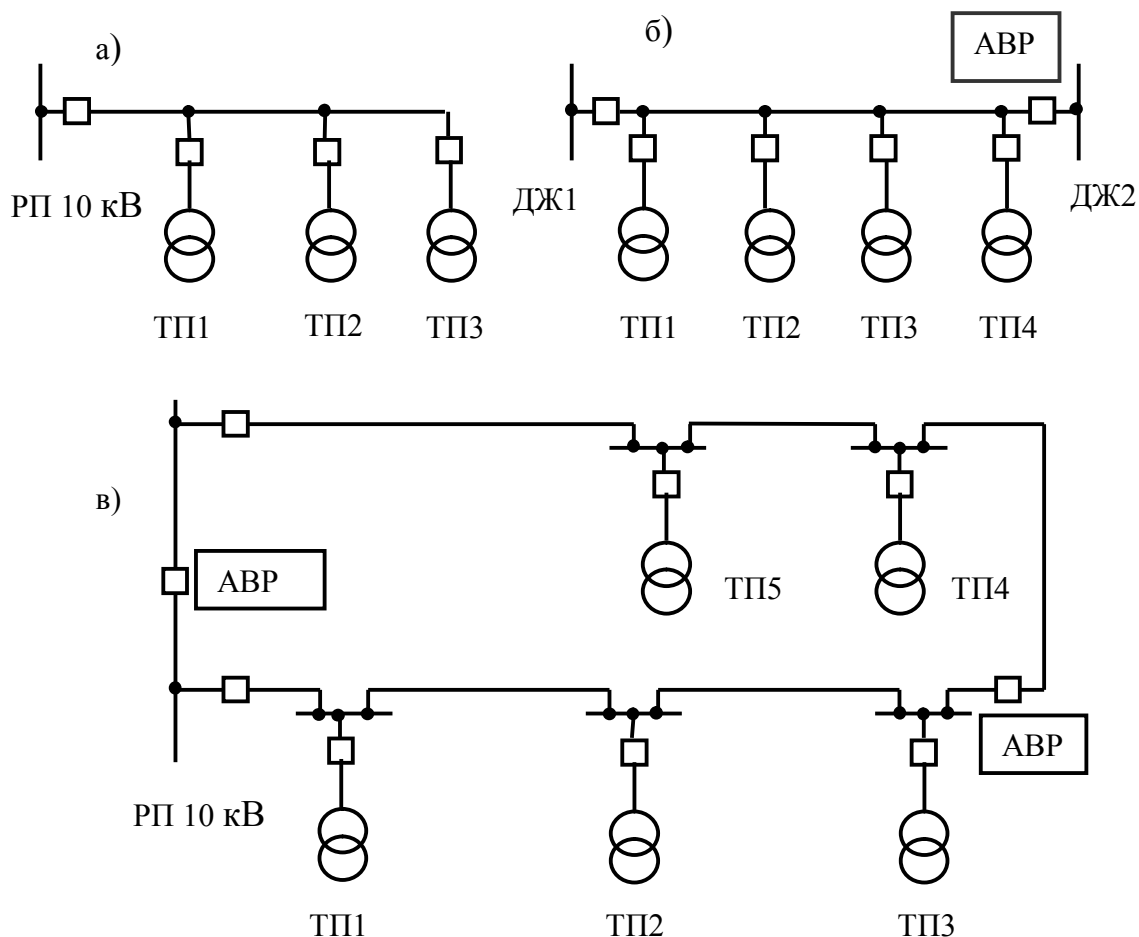


Рисунок 3.5 – Схема одиночних магістралей:

а – живлення від одного джерела; б – з двостороннім живленням;
в – кільцева

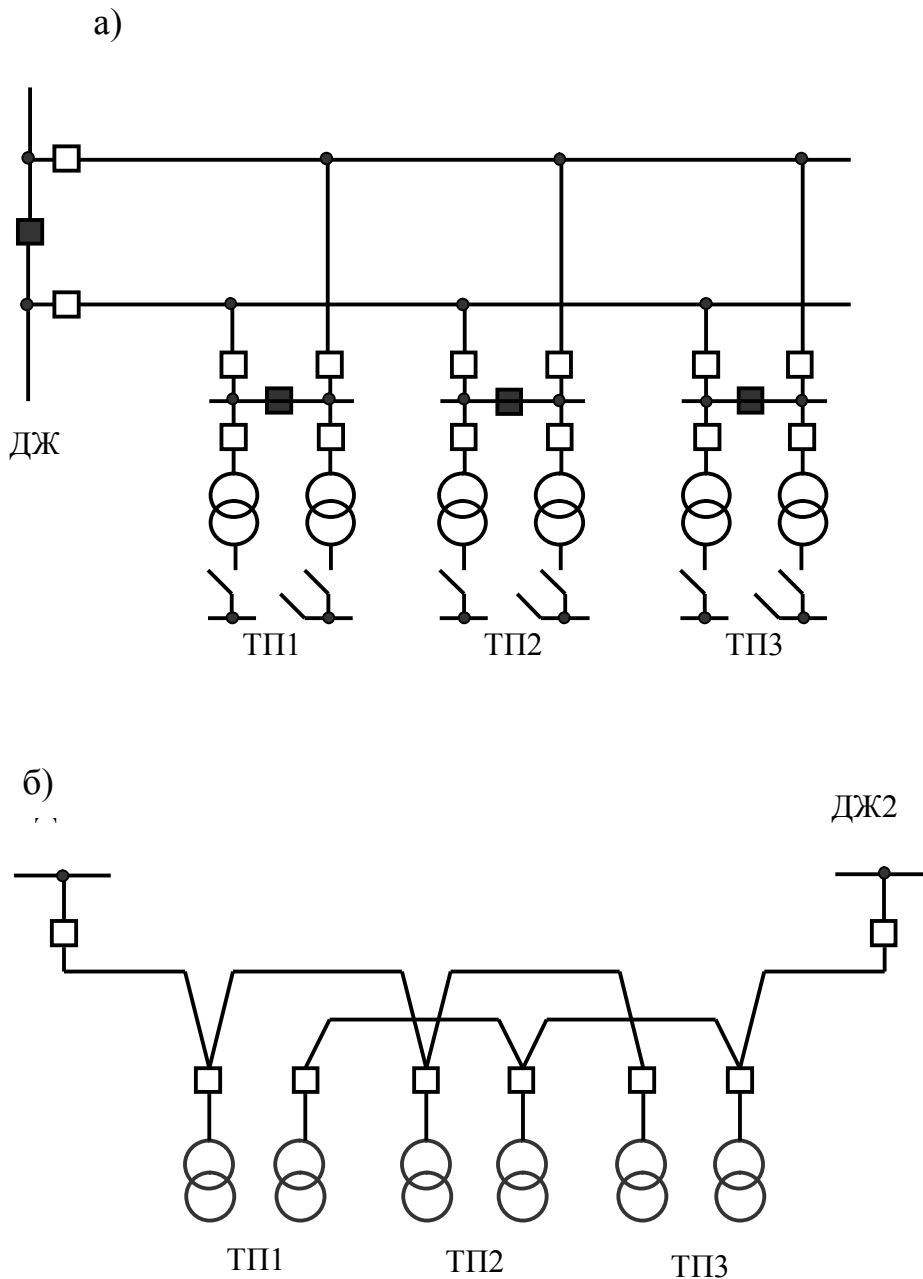


Рисунок 3.6 – Схема подвійних наскрізних магістралей:
 а – подвійна наскрізна магістраль при наявності збірних шин на ТП;
 б – з двостороннім живленням при відсутності збірних шин на ТП

3.4 Розрахунок і захист мереж змінного струму напругою до 1 кВ

Згідно з ПУЕ розрахунок мереж напругою до 1 кВ за економічною щільністю струму здійснюється для підприємств, що мають число годин використання максимуму $T_m > 5000$. Практично за економічною щільністю

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 щільністю 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 к.з.

3.4.1 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 (табл. Б.2 дод. Б).

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 прокладки і температури навколишнього середовища.

Довгостроково припустимі струми навантаження дротів, кабелів і шин зазначені в таблицях ПУЕ, розроблених для температур навколишнього повітря +25 °С, ґрунту +15°С, і наведені в таблиці Б.3 додатку Б.

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

Якщо температура повітря відрізняється від +25 °С, а землі – від +15°С, або кабелі прокладаються паралельно, то умови охолодження змінюються і табличні значення припустимих струмів навантаження перераховують за допомогою поправочних коефіцієнтів (після Б.4–Б.6 дод. Б).

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

$$I'_{np} = \kappa_m I_{np}, \quad (3.1.)$$

де κ_m – поправочний температурний коефіцієнт

При рівнобіжній прокладці кабелів у землі або в трубах умови їх охолодження погіршуються, що враховується поправочним коефіцієнтом на прокладку κ_n , значення якого даються залежно від кількості кабелів, що паралельно прокладаються, і відстані між ними $I'_{np} = \kappa_n I_{np}$; якщо слід враховувати обидва коефіцієнти, тоді $I'_{np} = \kappa_n \kappa_m I_{np}$.

Для дротів і кабелів, що прокладаються в коробах, значення κ_n приймають за таблицею Б.6 додатку Б.

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

$$I_{\partial} \geq I_{TB} \sqrt{TB} \frac{1}{0,875}, \quad (3.2)$$

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 після відключення пошкодженого елемента системи електропостачання (лінії, трансформатора) і триває до відновлення нормального режиму, але не більше однієї доби. Паралельні лінії, що залишилися включеними, або трансформатори в після аварійному режимі працюють з припустимим перевантаженням, забезпечуючи живлення навантаження.

Для кабельних і повітряних ліній до 10 кВ включно дозволяється збільшувати табличні значення припустимого струму за нагріванням, якщо при нормальному режимі навантаження на лінію складає 80 % від тривалого припустимого струму за нагріванням, причому допускається перевантаження, що триває не більше 5 діб підряд по 6 год. На добу. Значення довгостроково припустимого струму навантаження збільшуються на 25 % на ПЛ і кабелях, прокладених у землі – у траншеї або відкрито, і на 1 % при прокладці кабелів у землі – у кабельній каналізації.

Вибір перерізу провідника тільки за нагріванням припустимим струмом приводить до великих втрат активної потужності на нагрівання і до значної втрати напруги. Тому для остаточного вибору перерізу слід провести всі

розрахунки, необхідні за ПУЕ: по втраті напруги або потужності, по економічній щільності струму. Прийняти треба найбільший, визначений цими розрахунками переріз провідника.

3.4.2 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:

- а) силові й освітлювальні мережі, виконані всередині приміщень відкрито прокладеними ізольованими незахищеними провідниками з горючою ізоляцією;
- б) силові мережі, коли за умовами технологічного процесу або режиму їх роботи можуть виникати тривалі перевантаження;
- в) 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: $I_0 > K_3 I_3$, де K_3 – кратність припустимого тривалого струму провідника стосовно номінального струму або струму спрацьовування захисного апарата I_3 (табл. Б.7 дод. Б).

Переріз провідника приймають найбільший з обраних за всіма умовами.

3.5 Електричні мережі освітлювальних установок.

Побудова і розрахунок

На промислових підприємствах найчастіше мають місце такі два види освітлення:

- а) робоче (основне), що забезпечує належну освітленість робочих місць і територій;

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

У свою чергу, розрізняють наступні системи робочого освітлення:

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

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

в) 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 у робочих місць, тобто в безпосередньо поблизу працівників; отже, експлуатація цього виду освітлення пов'язана з відносно частим зіткненням працюючих з елементами освітлювальної установки. Це справедливо як для стаціонарних установок (на верстатах і та ін.), так і для переносних (при роботах у котлах, каналах і та ін.).

Однак для переносних установок торкання робітників до елементів устаткування доповнюється ще і великою тривалістю. 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 служити:

а) акумуляторна батарея;

б) трансформатор, що живиться від системи, незалежної від системи живлення робочого освітлення;

в) допоміжні генератори напругою до 1000 В фабрично-заводських електростанцій, генератори пересувних електростанцій і лінії 220–127 В, не зв'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 виправлення 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. 3.7). У цьому випадку відключення одного з трансформаторів не викликає припинення роботи в цеху. Для цієї ж мети можливе виконання живлення з переключенням освітлення з одного трансформатора на інший за допомогою спеціального автомата (рис. 3.8). Положення автомата після переключення показано пунктиром.

У тих випадках, коли переключення усього або частини освітлення на інше джерело живлення повинне 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. 3.9). 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 дріт

мережі аварійного освітлення не повинні 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 та їх груп для ремонту.

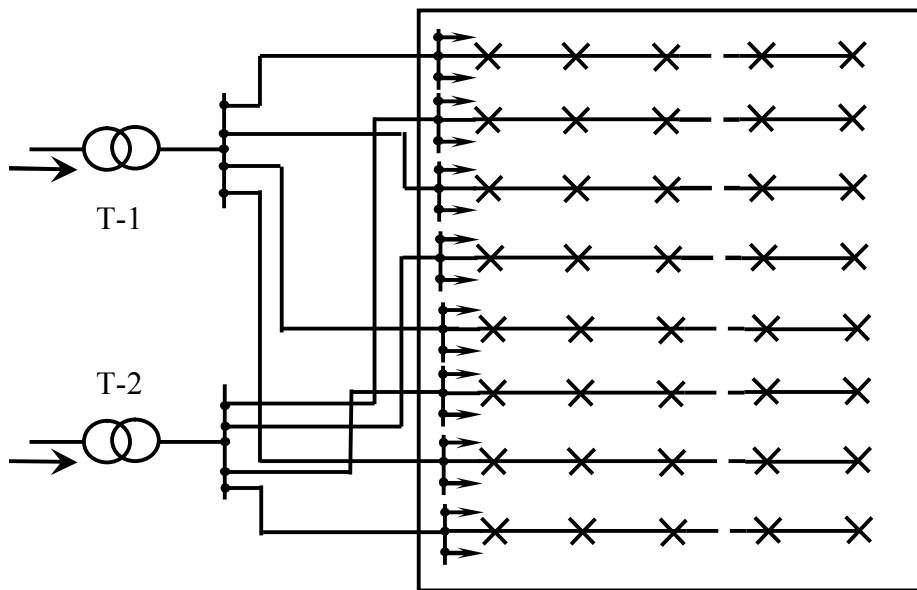


Рисунок 3.7 – Схема живлення освітлювальної мережі в цеху від двох трансформаторів

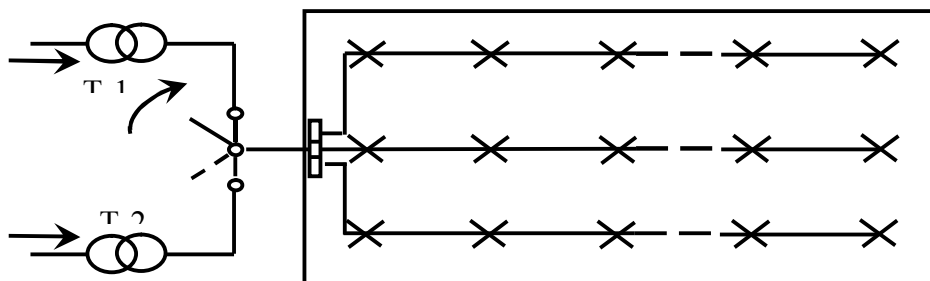


Рисунок 3.8 – Схема живлення освітлювальної мережі в цеху з автоматичним переключенням її з одного трансформатора на інший

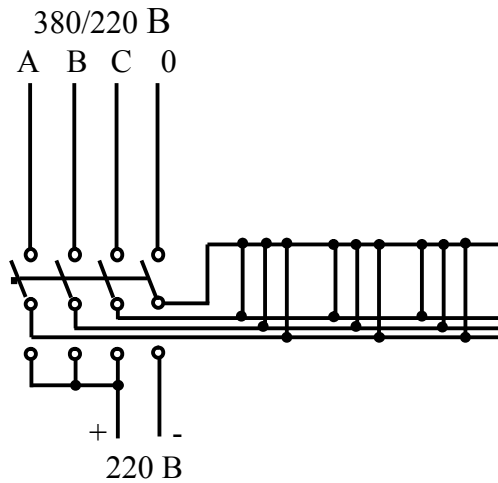


Рисунок 3.9 – Схема живлення з автоматичним переключенням освітлення зі змінного струму на постійний

3.5.1 Розрахунок освітлювальних мереж

Освітлювальні мережі розраховують:

- а) За припустимою втратою напруги, що забезпечує в джерелі світла напругу не нижче визначених значень.
- б) За припустимим нагріванням дротів.
- в) За механічною міцністю залежно від умов прокладки.

Основним є розрахунок мережі за величиною розрахункових втрат напруги.

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

3.5.2 Визначення розрахункових навантажень і вибір перерізів

Навантаження освітлювальної мережі за нагріванням визначають методом коефіцієнта попиту:

$$P_p = K_n \sum P_y, \quad (3.3.)$$

де K_n – коефіцієнт попиту;

$\sum P_y$ – сумарна встановлена потужність усіх підключених ламп, кВт.

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

для люмінесцентних ламп при стартерних схемах запалювання –

$$P_p = 1,25K_n \sum P_n; \quad (3.4)$$

для люмінесцентних ламп при безстартерних схемах запалювання –

$$P_p = 1,3K_n \sum P_n; \quad (3.5)$$

для ртутних ламп ДРЛ –

$$P_p = 1,12K_n \sum P_n. \quad (3.6)$$

Коефіцієнти попиту для живильних мереж рекомендується приймати такими:

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

$K_n = 0,95$ – для виробничих будинків, що складаються з окремих прольотів;

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

Навантаження групових мереж й усі ланки мережі аварійного освітлення розраховують 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 –

$$I_p = P_p 10^3 / (U_\phi \cos \varphi); \quad (3.7)$$

для двофазної (трипровідної 2φ+N) мережі –

$$I_p = P_p 10^3 / (2U_{\phi} \cos \varphi); \quad (3.8)$$

для трифазної (чотирипровідної 3φ+N) мережі –

$$I_p = P_p 10^3 / (\sqrt{3}U_n \cos \varphi), \quad (3.9)$$

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;

$\cos \varphi = 0,57$ – для ламп ДРЛ.

По розрахункових струмових навантаженнях (таблицях припустимих струмових навантажень на проводи і кабелі) залежно від роду прокладки 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 ДЕРЖСТАНДАРТУ на ПРА, де обумовлюється струм у нульовому проводі, він дорівнює:

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

для індуктивних ПРА – $\leq 0,5 I_{\phi}$;

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

Для чотирипровідних мереж з лампами розжарювання де крива струму не спотворюється при рівномірному навантаженні фаз, переріз нульового проводу

приймають 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 чергуванні фаз:

$$\begin{aligned} I_A &= \sqrt{I_{AB}^2 + I_{CA}^2 + 2I_{AB}I_{CA} \sin(\varphi_{AB} - \varphi_{CA} + 30^\circ)} \\ I_B &= \sqrt{I_{BC}^2 + I_{AB}^2 + 2I_{BC}I_{AB} \sin(\varphi_{BC} - \varphi_{AB} + 30^\circ)} \\ I_C &= \sqrt{I_{CA}^2 + I_{BC}^2 + 2I_{CA}I_{BC} \sin(\varphi_{CA} - \varphi_{BC} + 30^\circ)} \end{aligned} \quad (3.10)$$

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

$$\begin{aligned} I_A &= \sqrt{I_{AB}^2 + I_{CA}^2 + 2I_{AB}I_{CA} \sin(\varphi_{CA} - \varphi_{AB} + 30^\circ)} \\ I_B &= \sqrt{I_{BC}^2 + I_{AB}^2 + 2I_{BC}I_{AB} \sin(\varphi_{AB} - \varphi_{BC} + 30^\circ)} \\ I_C &= \sqrt{I_{CA}^2 + I_{BC}^2 + 2I_{CA}I_{BC} \sin(\varphi_{BC} - \varphi_{CA} + 30^\circ)} \end{aligned} \quad (3.11)$$

В реальній 2 мережі не завжди невідома послідовність фаз, тому необхідно розрахувати струми для обох послідовностей фаз, а переріз вибрати по найбільших.

Для відкрито прокладених плоских проводів (АПП, ППВ і ін.) і тросових дротів (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.

3.5.3 Вибір перерізу проводів за втратами напруги

У загальному вигляді втрату напруги в мережі визначають за наступним 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:

$$\Delta U_i = 2 \cos \varphi \sum I_i R_i, \quad (3.12)$$

де $\cos \varphi = \cos \varphi_i$ – струмові навантаження i -х приєднань;

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, а втрати напруги у %:

$$\Delta U\% = \frac{2 \cdot 10^5}{\gamma F U_\phi^2} \sum M, \quad (3.13)$$

де $M = P \cdot L$ (кВт·м);

γ – питома провідність, м/(Ом·мм²);

F – переріз проводу, мм²;

U_ϕ – фазна напруга, В.

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

$$\Delta U\% = \sum M / CF \quad (3.14)$$

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 C , що залежать від матеріалу проводів, величини напруги і системи мережі. В таблиці Б.8 додатку Б наведені їх значення. При врахуванні розподілу припустимої втрати напруги між окремими ділянками мережі з убутною 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

$$F = \frac{\sum M + \alpha \sum m}{C \Delta U \%} = \frac{M_{II}}{C \Delta U \%}, \quad (3.15)$$

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 Δm ;

$\sum m$ – сума моментів усіх відгалужень;

α – коефіцієнт приведення моментів мережі відгалуження з іншим числом проводів до ділянки, що розраховується;

M_{II} – приведений момент.

Таблиця 3.1 – Значення коефіцієнта α в залежності від кількості проводів у відгалуженні

Лінія	Відгалуження	α
(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:

$$\Delta U_A = \frac{M_A}{2CF_A} + \frac{M_A - 0,5(M_B + M_C)}{2CF_0}. \quad (3.16)$$

У цьому виразі перший доданок – втрати напруги у фазному проводі, а другий – в нульовому проводі; значення С беруть з таблиці Б.8 додатку Б для двох провідних ліній.

3.6 Вибір перерізу проводів і жил кабелів вище 1 кВ

При проектуванні розподільної мережі міст і промислового підприємства 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:

- а) нагрівання від тривалого виділення теплоти розрахунковим струмом;
- б) нагрівання від короткочасного виділення теплоти струмом КЗ;
- в) втрати напруги в жилах кабелів або проводах повітряної лінії від струму навантаження (у нормальному і після аварійному режимах);
- г) 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 щільністю струму.

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

3.6.1 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, зазначене в таблиці Б.9 додатку .

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 в межах, зазначених у таблиці Б.10 додатку Б.

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

3.6.2 Вибір перерізу жил кабелів за нагріванню 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 апаратури. Для того, щоб пошкодження від термічного (теплого) впливу струму КЗ були найменшими, прагнуть якнайшвидше відключити КЗ. Незважаючи на невелику тривалість процесу нагрівання при КЗ, можливий значний перегрів провідників через те, що струм КЗ набагато разів перевищує нормальний струм навантаження. Перегрів понад припустиму температуру може викликати пошкодження ізоляції: вигорання, втрату еластичності, електричної міцності. Швидке нагрівання до визначеної температури з наступним повільним охолодженням може привести до віджигання металу, тобто до втрати механічних якостей провідника. Щоб кабелі були термічно стійкі до струмів КЗ, розрахункова температура t_p повинна бути не вище припустимої температури $t_{прим}$ для даного матеріалу (°C).

Для кабелів з паперовою просоченою ізоляцією $t_{прим}$ складає:

до 10 кВ	200
20 – 220 кВ	125

Для кабелів і ізольованих 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 $(A^2 \times c)$ і називають тепловим імпульсом $B_{к.з}$

$$B_{к.з.} = B_{к.з.п.} + B_{к.з.а.} \quad (3.17)$$

де $B_{к.з.п.}$ – тепловий імпульс від періодичної складової струму КЗ;

$B_{к.з.а.}$ – імпульс від аперіодичної складової струму КЗ.

Для схеми живлення споживачів від енергосистеми теплові імпульси обчислюють за такими виразами:

$$B_{к.з.п.} = I_{н.с.}^2 \cdot t_{откл.} \quad ,$$

$$B_{к.з.а.} = I_{н.с.}^2 \cdot T_{а.с.} \cdot (1 - e^{-2t_{откл.}/T_{а.с.}}) \approx I_{н.с.}^2 \cdot T_{а.с.} \quad (3.18)$$

(спрощений вираз можна використовувати при $t_{откл.}/T_{а.с.} = 1 - 2$),

де $I_{н.с.}$ – діюче значення періодичної складової струму КЗ системи;

$t_{откл.}$ – час відключення КЗ;

$T_{а.с.}$ – постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ енергосистеми:

$$T_{а.с.} = x_{\Sigma} / (\omega r_{\Sigma}), \quad (3.19)$$

де x_{Σ} r_{Σ} – 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:

$$B_{к.з.} = I_{н.с.}^2 \cdot (t_{откл.} + T_{а.с.}) \quad (3.20)$$

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

$$F_{\min} = \sqrt{B_{\text{к.з.}}} / C, \quad (3.21)$$

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

з c алюмінієвими жилами

6 кВ 98

10 кВ 100

с мідними жилами

6 кВ 147

10 кВ 150

3.6.3 Вибір перерізу жил кабелів і дротів за економічними умовами

Втрати електроенергії при передачі потужності по лінії зростають зі збільшенням опору лінії, який в свою чергу визначається перерізом провідника. Чим більше переріз провідника, тим менше 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 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 щільність струму j_e за формулою:

$$F_e = \frac{I_p}{j_e}. \quad (3.22)$$

Економічна щільність струму нормується ПУЕ залежно від матеріалу провідника і конструкції лінії (кабельна або повітряна) і числа годин використання максимуму навантаження T_m .

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

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

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

в) коефіцієнти відрахувань від капітальних вкладень при нормуванні j_e приймалися однаковими для різних випадків, хоча в дійсності вони неоднозначні для мереж різного виконання;

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

Повний облік усіх факторів 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 представлені таким чином:

$$Z_n = (p_n + p_a)K_n + 3I^2 r_0 \tau C_e \cdot 10^{-3}, \quad (3.23)$$

де p_n , p_a – нормативний і амортизаційний коефіцієнти відрахувань;

K_n – капітальні вкладення в лінію;

r_0 – питомий активний опір, Ом·мм²/м;

τ – час максимальних втрат;

C_e – вартість втрат електроенергії, грн/(кВт·год).

Коли вважати, що K_n лінійно залежать від перерізу проводів F , і врахувати, що опір r_0 зворотно пропорційний перерізу, то мінімум витрат, за виразом (2.23), приведе до вибору перерізу за економічною щільністю струму. При цьому нормована щільність струму j_e може бути уточнена за фактичним значенням p_n , p_a і C_e . Однак навіть така уточнена економічна щільність 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 дротів 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 $K_n=f(F)$.

2) за уточненим значенням економічної щільності 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.

3.6.4 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 1 січня 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 вилученого споживача. Припустима втрата напруги в мережі устанавлюють виходячи з діапазону пристрою РПН на ГПЖ (ПГВ) 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 втратам напруги проводять лише при наявності вилучених цехових підстанцій або електроприймачів напругою 6–10 кВ, самозапусках 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

$$\Delta U_{нб} \leq \Delta U_{прп.}, \quad (3.24)$$

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

$\Delta U_{прп.}$ – припустима втрата напруги, В.

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

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

$$\Delta U_{\text{нб}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \left(\sum_{\kappa=1}^n P_{\kappa} r_{\kappa} + \sum_{\kappa=1}^n Q_{\kappa} x_{\kappa} \right), \quad (3.25)$$

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

P_{κ}, Q_{κ} – активна і реактивна потужності на κ -й ділянці лінії, кВт, кВАр;

r_{κ}, x_{κ} – активний і реактивний опори κ -ї ділянки лінії довжиною l_{κ} , Ом;

$$r_{\kappa} = r_0 l_{\kappa} \quad ; \quad x_{\kappa} = x_0 l_{\kappa} .$$

3.7 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 дротами в трубах;
- тролейними мережами.

Широке розповсюдження отримали комплектні шинопроводи, їх поділяють на магістральні та 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 цехової електричної мережі проводиться 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. Магістральний шинопровід (струм 6300 А) витримує ударний струм к.з. 100 кА за рахунок розщеплення фаз (а а', в в', с с').

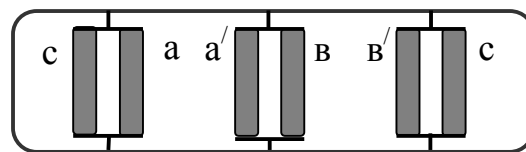


Рисунок 3.10 – Поперечний розріз секції магістрального шинопроводу

Шинопроводи в зібраному вигляді встановлюють на спеціальних опорних конструкціях. Відстань між кріпленнями шинопроводів – 3 і 6 м.

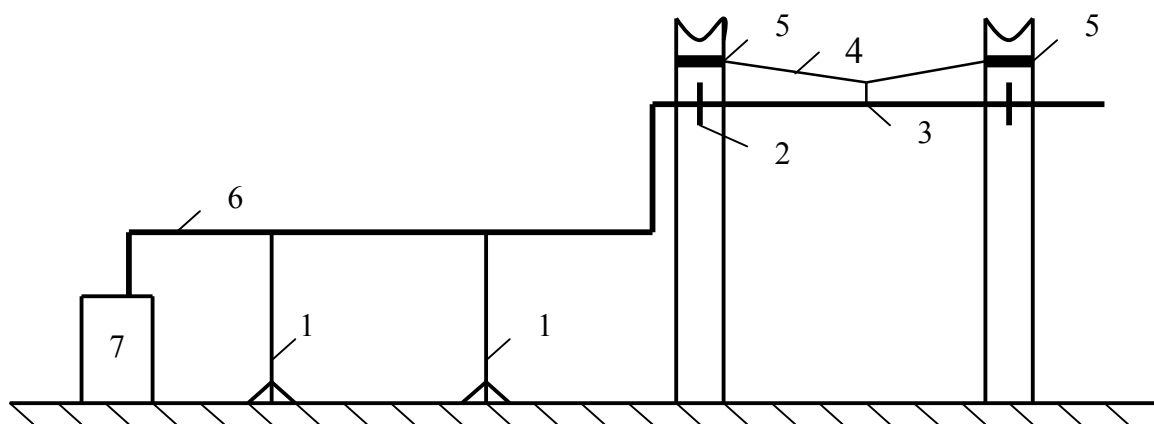


Рисунок 3.11 – Кріплення магістрального шинопроводу:
 1 – стоек; 2 – кронштейн; 3 – підвіс; 4 – трос; 5 – обхват;
 6 – шинопровід; 7 – шафа (РПНН) КТП

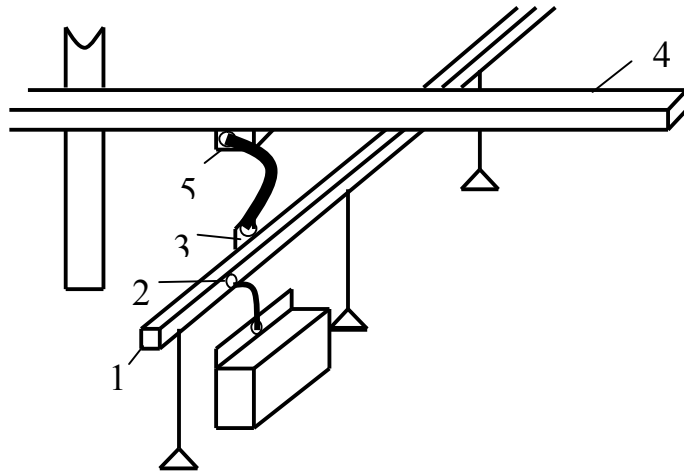
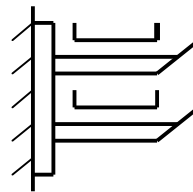
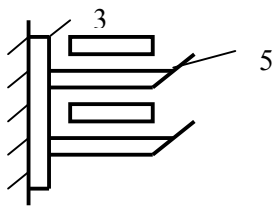


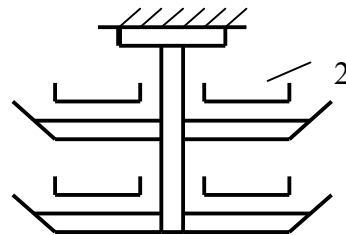
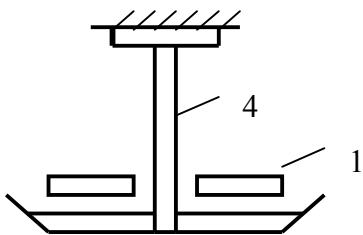
Рисунок 3.12 – Установка розподільного шинопроводу в цеху:
 1 – пряма секція; 2 – коробка відгалуження; 3 – коробка вводу;
 4 – магістральний шинопровід

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



Короби уздовж стіни

Лотки уздовж стіни



Короби під перекриттям

Лотки під перекриттям

Рисунок 3.13 – Прокладання кабелів і ізолюваних проводів:
 1 – короб; 2 – лоток; 3 – стояк настінний; 4 – стояк стельовий;
 5 – кронштейна поличка.

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

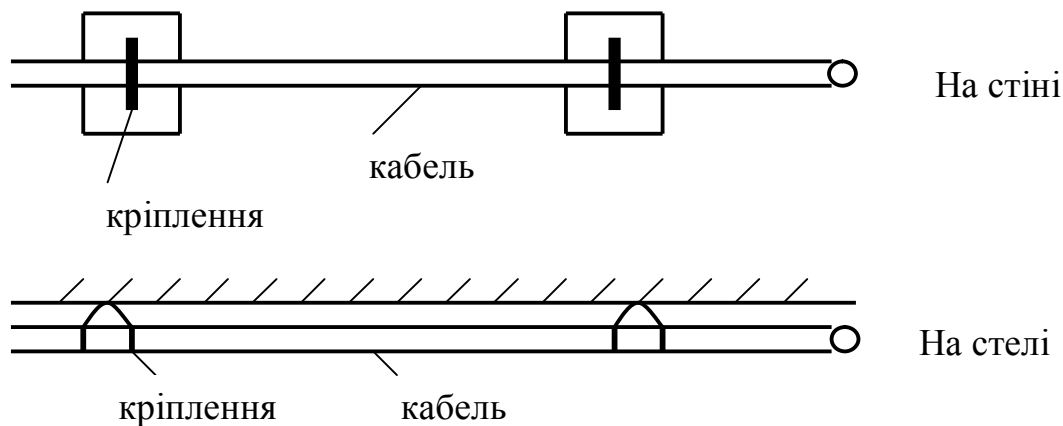


Рисунок 3.14 – Прокладання мереж відкрито на елементах будівель

Електротехнічне устаткування і мережі в цехах промислових підприємств розміщують в типових електротехнічних зонах. Ці зони визначені для цехів хімічної і машинобудівної промисловості (табл. Б.11 дод. Б).

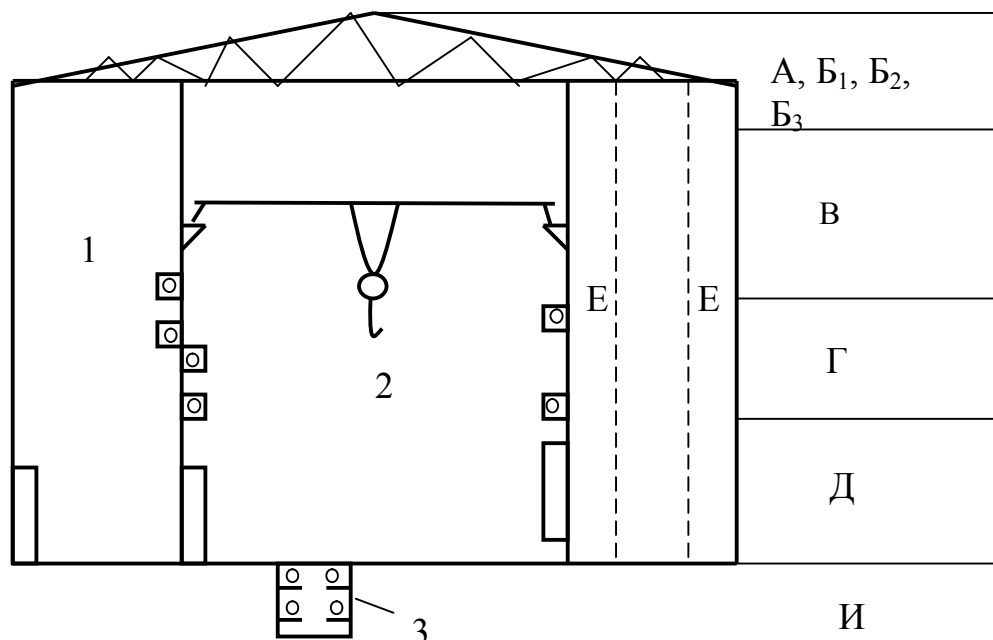


Рисунок 3.15 – Типові електротехнічні зони для розміщення електротехнічного устаткування і мереж:
 1 – безкрановий проліт; 2 – крановий проліт;
 3 – кабельний канал; А, Б₁, Б₂, Б₃, Г, Д, И – типові зони

4 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА ЗОВНІШНЬОГО ОСВІТЛЕННЯ. ПОБУДОВА І ЕКСПЛУАТАЦІЯ МЕРЕЖ ЗОВНІШНЬОГО ОСВІТЛЕННЯ МІСТ

4.1 Побудова каскадів зовнішнього освітлення

На практиці електропостачання установок зовнішнього освітлення (ЗО) здійснюється, як правило, через пункти живлення (ПЖ) від трансформаторних підстанцій загального користування [23]. Мережі ЗО можуть мати різні структури, при цьому слід виділити лінійні радіальні структури, що складаються з ряду послідовно включених ділянок каскаду (ДК), керування якими здійснюється по каскадній схемі (рис. 4.1), і радіально розгалужені лінійні структури, що мають ділянки ДК каскадного напрямку і лінії ОЛ, що відходять (рис. 4.2).

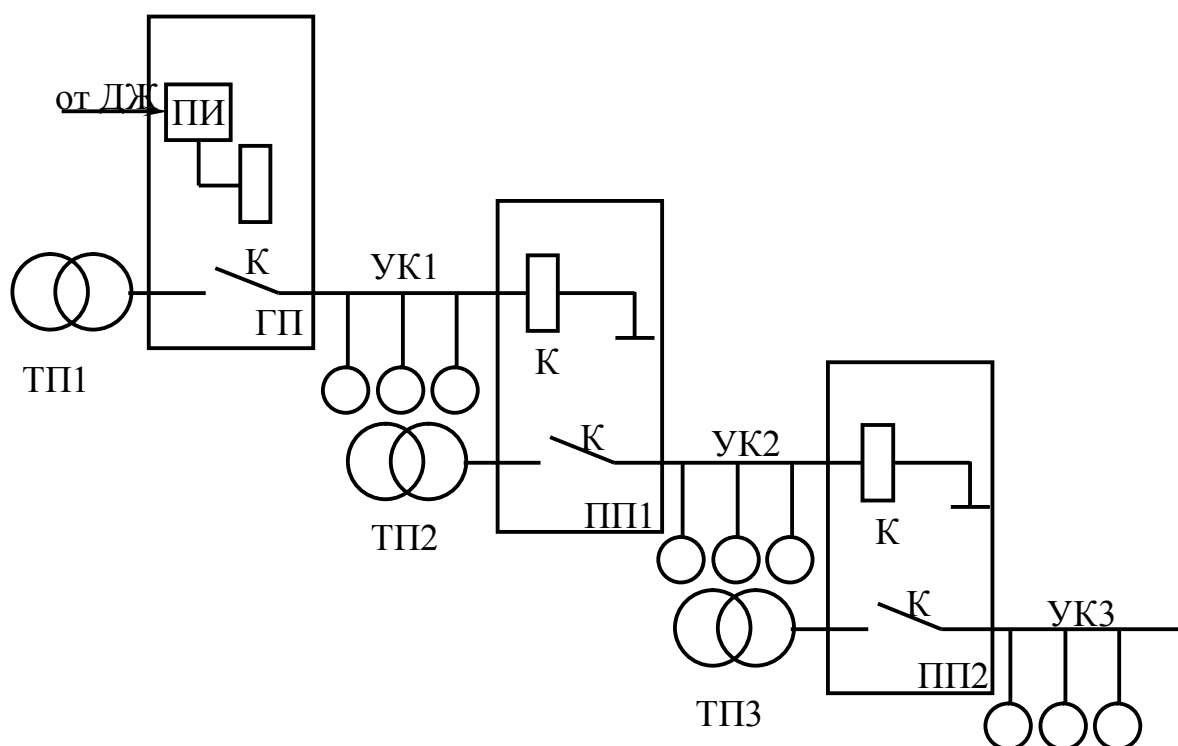


Рисунок 4.1 – Структура побудови мережі зовнішнього освітлення

Централізоване керування мережами ЗО здійснюється з пунктів керування шляхом використання комутаційних апаратів – контакторів нічного КН і вечірнього КВ режимів, наявних в кожному пункті живлення. Керування комутаційними апаратами ділянками мережі ЗО, об'єднаними в каскад, здійснюється шляхом підключення котушок комутаційного апарату До головного пункту живлення (ГПЖ) до пристрою телекерування (ПТК), а котушок комутаційних апаратів проміжних пунктів (ПП) до проводів ділянок каскаду, ДК, що відходять від попередніх ліній.

У легко-кабельних мережах в один каскад допускається послідовне включення до 10 пунктів живлення, а в кабельних – до 15 пунктів живлення мережі зовнішнього освітлення. Керування каскадами проводиться від диспетчерського пункту (ДП) по лініях зв'язку, абонируемым у міських телефонних станцій (АТС) (рис. 4.3).

Побудова мереж ЗО передбачає можливість регулювання потужності мережі шляхом включення мережі на вечірній (включено все освітлення) і нічний (включена частина освітлення) режими роботи, для чого каскад ЗО має фази нічного і вечірнього режимів роботи. Керування фазами нічного режиму здійснюється контакторами КН (рис. 4.4). Як диспетчерські комплекси, що управляють, в даний час широко застосовуються системи телекерування (ПТК). Системи телекерування містять пункт керування (ПК), що встановлюється на диспетчерському пункті, і пункт виконання (ПВ), що встановлюється на головному пункті каскаду. Режим роботи системи телекерування - дискретний для передачі команд керування і безперервний при роботі в режимі контролю.

Система ПТК забезпечує передачу наказів керування; «Включити все освітлення»; «Включити (відключити) частину освітлення»; «Відключити частину освітлення». У відповідь сигналізація, що поступає від головного пункту живлення, містить сигнали стану: включено все освітлення; включена (відключена) частина освітлення; відключено все освітлення; невідповідність стану освітлення посланому наказу і несправність в мережі освітлення. Здійснюється так само контроль лінії зв'язку.

Система телекерування каскадами має можливість контролювати стан мережі освітлення тільки по відношенню до головного пункту каскаду. У разі замкнутого каскаду, при якому дроти останньої ділянки каскаду заведені на головний пункт живлення і підключені до пристрою ПВ, є можливість контролювати цілісність каскаду, не визначаючи місця аварії в каскаді. У разі незамкнутого каскаду на диспетчерському пункті контролюється тільки стан головного пункту живлення каскаду.

Що рекомендується інструктивними документами по проектуванню і експлуатації мереж ЗО спосіб створення замкнутих каскадів, не завжди реалізується. Число неконтрольованих пунктів живлення, що допускається, в каскаді (два) не завжди виконується і на практиці досягає 5–10. В окремих випадках зустрічаються каскади, об'єднуючі двадцять і більш за ділянки лінії освітлення. Порушення інструктивних вказівок пояснюється різними причинами, основним з яких є дефіцит телефонних ліній, ті що абонуються підприємствами у міських телефонних станціях.

За наявності централізованого керування освітленням міст кількість незамкнутих каскадів досягає 70 % загального об'єму мереж освітлення.

Побудова пунктів живлення ПЖ ділянок зовнішнього освітлення, як правило, однотипно щодо керуючих елементів, але по-різному стосовно комутації відгалужень із навантаженням. Найбільш поширеними є шафи зовнішнього освітлення (рис. 4.4). Дана шафа передбачає комутацію декількох відведень навантажень контакторами нічного (КН) і вечірнього (КВ) режимів.

На підприємствах, що мають найбільш розвинену по потужності і розгалужену мережеву структуру, пункти живлення ПЖ виконуються у вигляді прибудов до трансформаторних підстанцій – БТП або на базі шаф ВРШ.

Як видно з схеми ПЖ, основними регулюючими елементами шаф є контактори КН і КВ, котушки яких підключені до фаз нічного і вечірнього режимів роботи. Таким чином, шляхом установки заданого режиму роботи мережі ЗО, згідно мережевому календарю конкретного географічного району, керування потужністю каскаду ЗО можливо на всій його довжині.

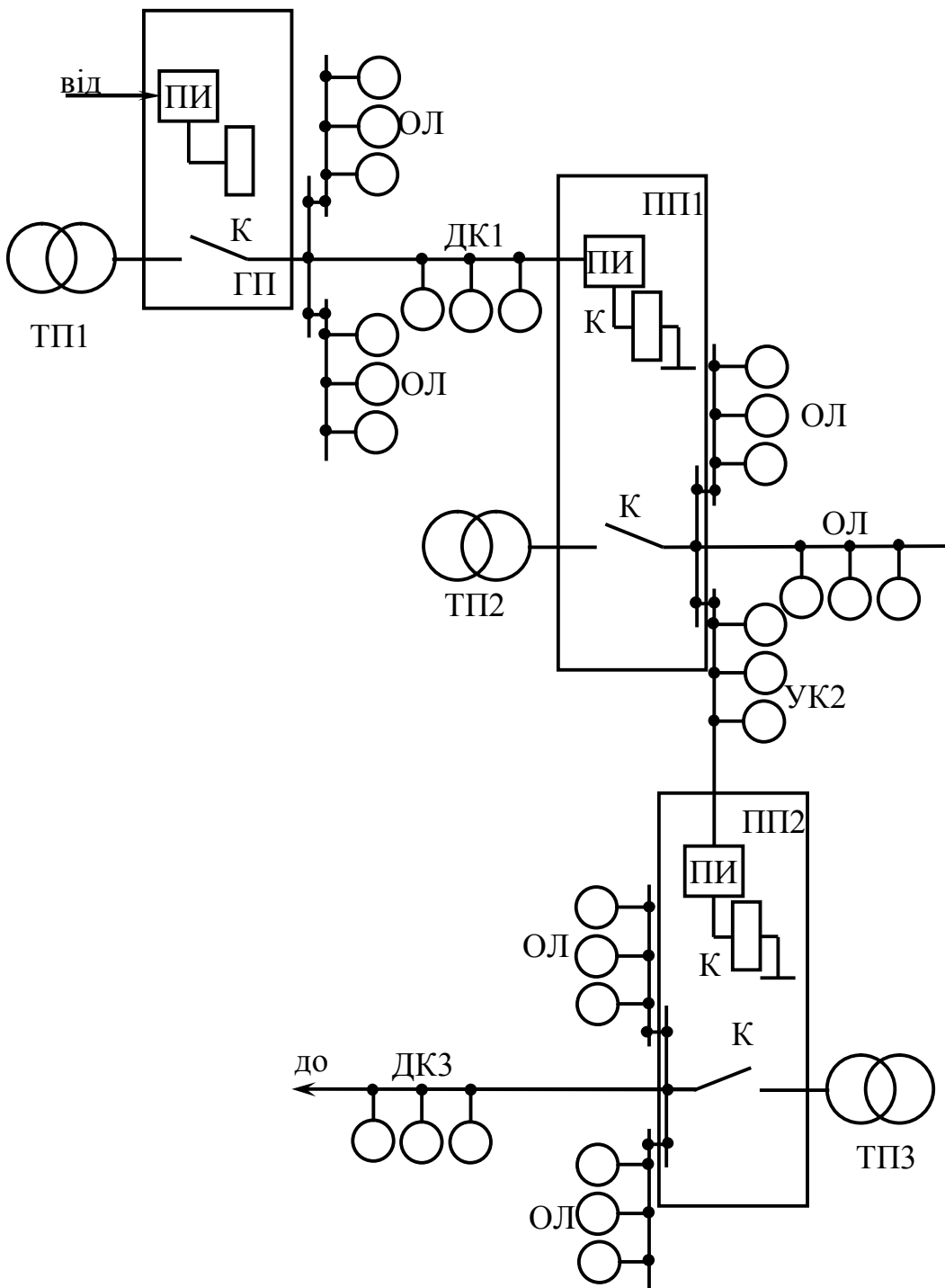


Рисунок 4.2 – Побудова розгалуженої каскадної схеми установки зовнішнього освітлення

4.2 Апаратне забезпечення пунктів живлення

Найбільш поширеним конструктивним пунктом живлення ЗО є шафа И-710. Вона є проміжним елементом між джерелом живлення – шинами напругою 0,4 кВ міських трансформаторних підстанцій – і ділянками мережі освітлення – фідерами навантажень. Шафа має рубильник Q з ручним бічним приводом, що забезпечує підключення фазних полюсів АВС і джерела живлення через живлячу лінію до лінійних полюсів контакторів КН – нічного і КВ – вечірнього режимів.

Полюси навантажень даних контакторів через елементи захисту – запобіжники F1–F6 – підключені до ліній, що відходять, – ділянок мережі ЗО. Шафа містить апаратуру обліку електричної енергії, споживаною мережею ЗО, підключеною до фідерів, що відходять. Комплект обліку складається з лічильника активної енергії Wh і комплекту трансформаторів струму ТА1–ТА3.

Конструкція шафи передбачає установку в ній комплекту пристрою телекерування (ПТК) – пункт виконання ПВ. Завдання даного пункту - приймати команди системи телекерування, декодувати їх і видавати команди виконання на котушки контакторів КН і КВ.

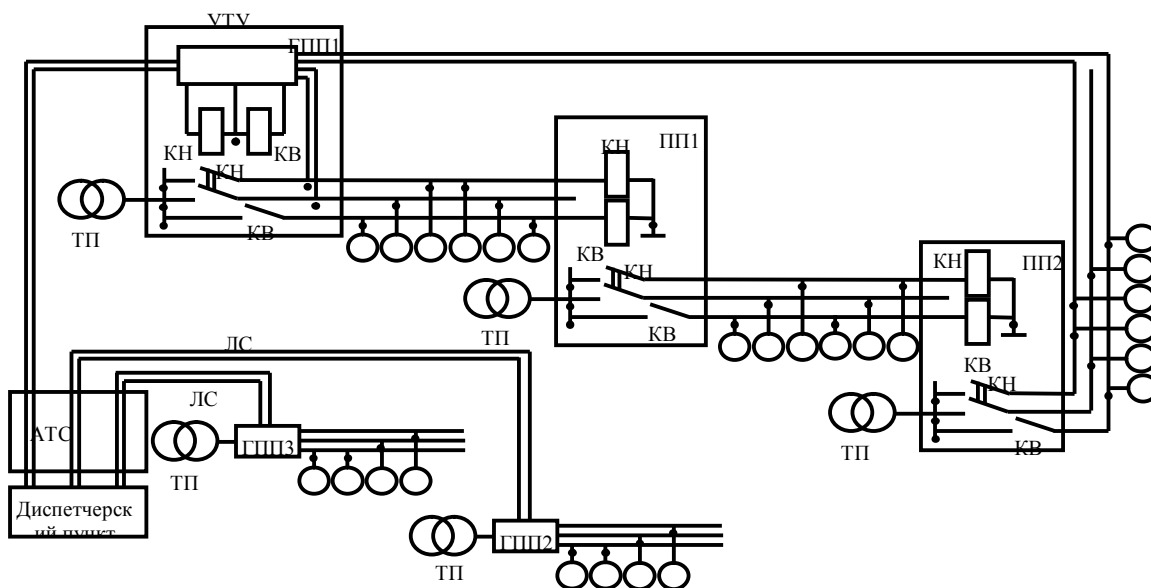


Рисунок 4.3 – Елементи каскаду зовнішнього освітлення

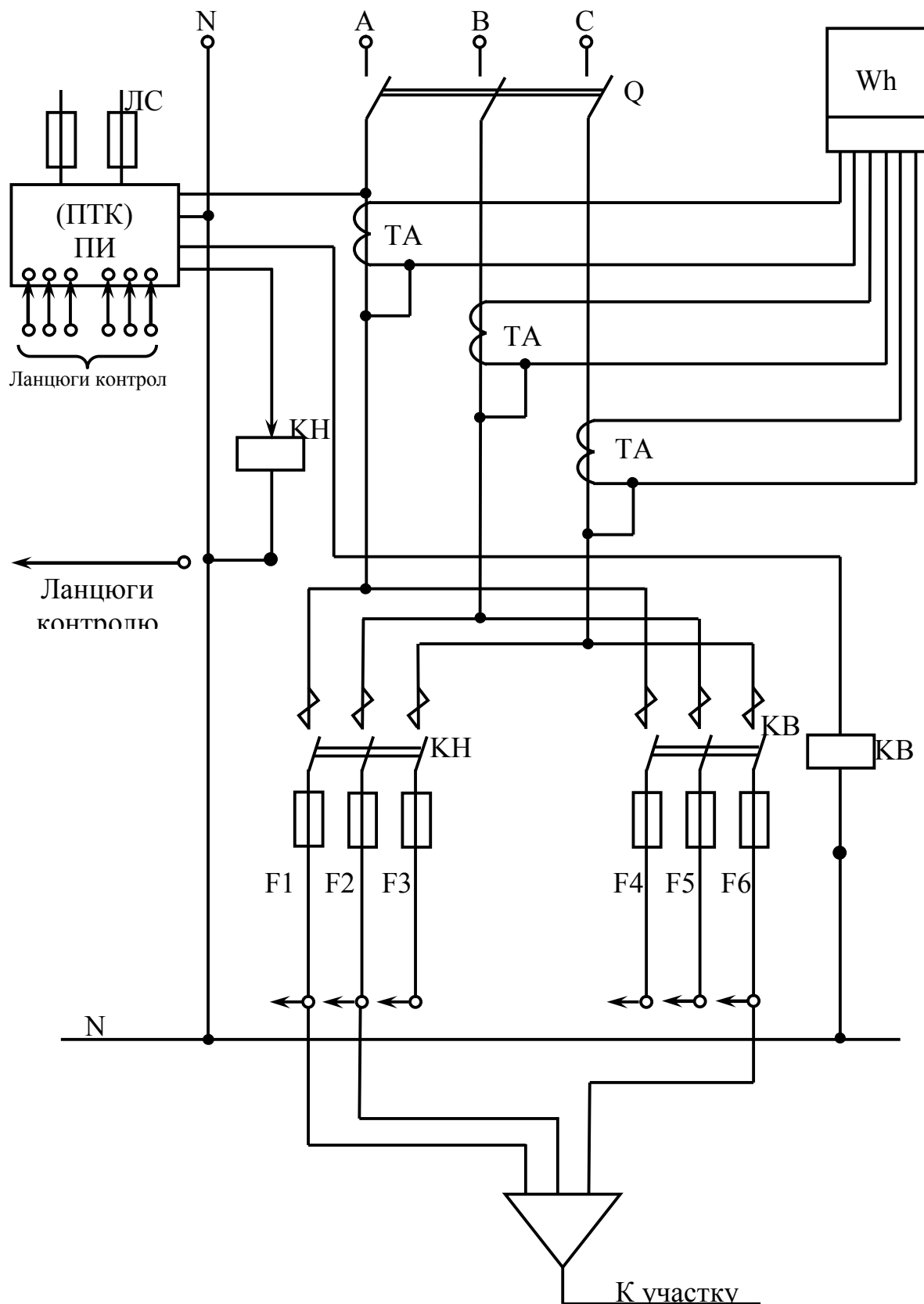


Рисунок 4.4 – Схема типової шафи зовнішнього освітлення

Апаратура ПТК передбачає роботу шафи в наступних режимах: відключено все освітлення; включене 100 % або 50 % освітлень.

Відповідно до порядку роботи апаратів шафи И-710 технологія його роботи приведена в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Технологія роботи комутаційних апаратів в шафі И-710

Команда ПТК	Виконання (положення контакторів)		Режим трифазної мережі
	КН	КВ	
Відключити освітлення	Відключений	Відключений	Знеструмлена
Включити 100%	Включений	Включений	Повнофазний
Включити 50%	Включений	Відключений	Неповнофазний

Дана технологія відповідає графіку роботи мережі освітлення згідно світловому календарю для даного географічного пункту.

З таблиці 4.1 видно, що найбільш відповідальне навантаження несе апаратура нічного режиму – контактор КН, запобіжники, що захищають фазу нічного режиму, і дроти даної фази, оскільки ці елементи знаходяться під напругою в режимах 100 % і 50 % і забезпечують проходження робочих команд на комутаційні апарати подальших ділянок каскаду.

У шафі 30 при виконанні ним функцій головного пункту живлення встановлюється пристрій ПВ – «Пункт виконання» – осередок системи телекерування ПТК або аналогічної системи ТНО. Осередок ПВ має зв'язок з пультом управління ПУ системи ПТК за допомогою дротяної лінії зв'язку (ЛС). Як правило, в даному випадку застосовується телефонна лінія міської АТС. Пристрій ПВ в шафі 30 підключається вхідними контрольними ланцюгами до полюсів фідерів, що відходять, з метою здійснення контролю працездатності, по напрузі кожного дроту фідера, що відходить. До вихідних клем пристрою ПВ підключаються котушки контакторів нічного КН і вечірнього КВ режимів роботи.

Таким чином, пристрій ПВ виконує функції, що управляють і контролюють, в системі керування шафи 30.

При виконанні шафою 30 функцій проміжного пункту, осередок ПВ в даній шафі відсутній. Котушки контакторів нічного КН і вечірнього КВ режимів підключені до нічної і вечірньої фаз керування каскаду. Контроль проводів фідерів, що відходять, в даному випадку не передбачений.

Запобіжники $F1-F6$, встановлювані в стандартних шафах, застосовують типу НП (насіпні). Контактори нічного КН і вечірнього КВ режимів – серії КТ-6000 або КТ-7000.

Особливістю пунктів живлення БПТ и ВРШ є наявність подвійною фазною ошиновки розподільної частини ГП або ПЖ (рис. 4.5).

В даному випадку ввідні фазні полюси ABC через запобіжники F_a, F_b, F_c підключені до лінійних полюсів контакторів нічного КН і вечірнього КВ режимів. Полюси навантажень контактора КН сполучені з розподільними шинами A', B', C' . Полюси навантажень КВ сполучені з розподільними полюсами A'', B'', C'' . Таким чином, перша система розподільних шин комутується з полюсами джерела живлення контактором вечірнього режиму Кв. Вихідні фідери (лінії) підключаються до систем розподільних шин через запобіжники навантажень. Така побудова пункту живлення дозволяє диференціювати режимне електропостачання лінії освітлення каскадного контрольованого і неконтрольованого напрямів. Відповідальність окремих ліній освітлення визначається так само категорією по надійності освітлюваного об'єкту.

В таблиці 4.2 приведена зразкова схема розподілу відведень на шинній збірці шафи ВРШ.

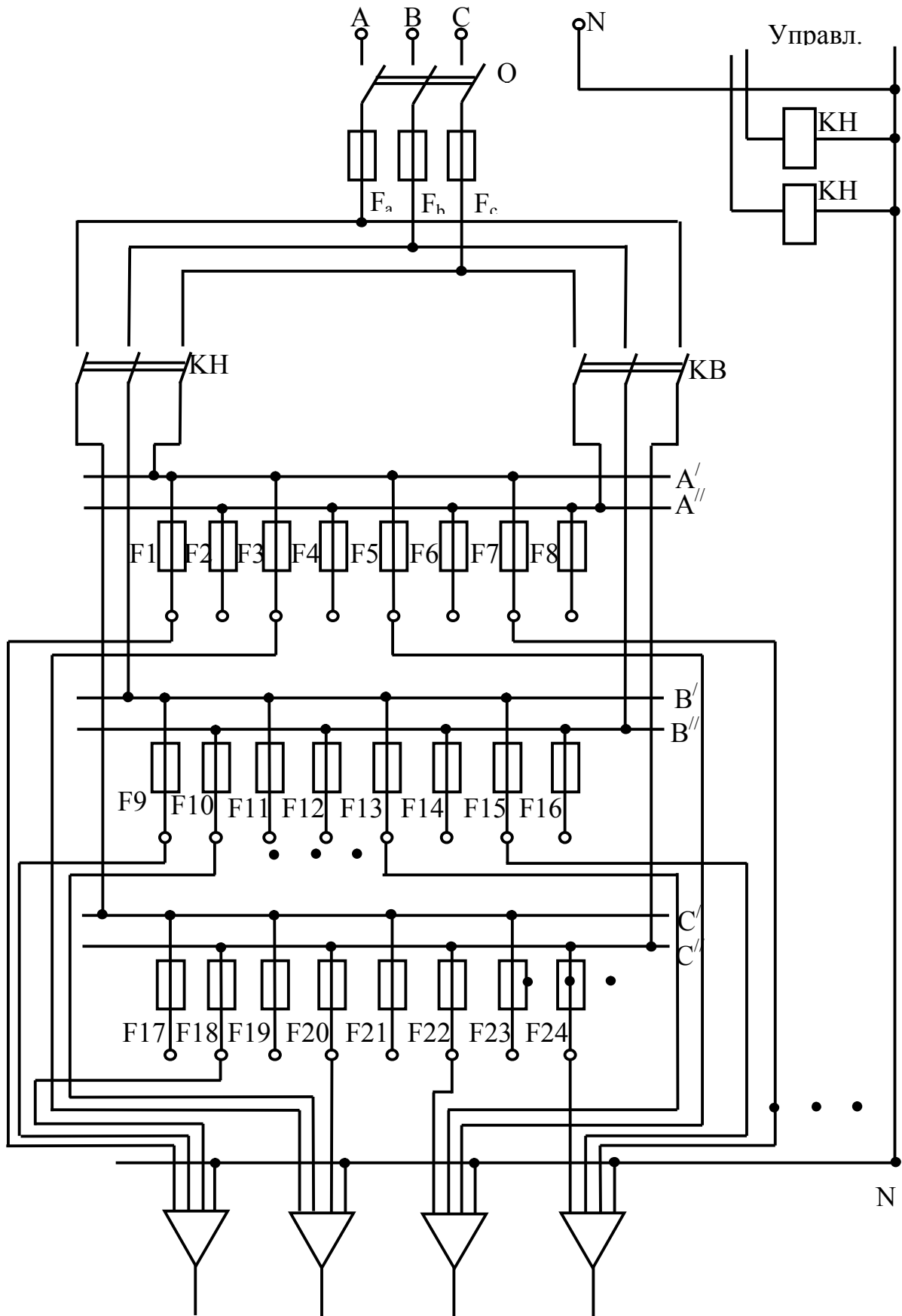


Рисунок 4.5 – Електрична схема пункту живлення з подвійною системою шин

Таблиця 4.2 – Розподіл відведень на шинній збірці

Номер (найменування фідера)	Категорія освітлюваного об'єкту	Розподіл фаз ніч/вечір (Н/В)	Фазні полюса					
			A		B		C	
			A'	A''	B'	B''	C'	C''
Фідер 1	«А»	2Н/1В	+	+	+			+
Фідер 2	«В»	1Н/2В	+		+		+	
Фідер 3	«В»	1Н/2В		+		+	+	
Фідер 4	«Б» (каскадний напрямок)	2Н/1В		+	+		+	
Режим повного освітлення – 100 % (кількість відведень навантажень)			4		4		4	
Режим часткового освітлення – 50 % (кількість відведень навантажень)			2–3		2–3		2–3	

Так, фідер 1 живить мережу зовнішнього освітлення об'єкту категорії А, що має розподіл фаз: нічні – 2, вечірні – 1 (2Н/1В). Фідери 2 і 3 подають напругу на внутрішньоквартальні мережі категорії об'єкту В з розподілом 1Н/2В – одна нічна і дві вечірні фази. Фідер 4 є каскадним контрольованим напрямом з мережею ЗО, категорії, що проходить по об'єкту, Би, тому його фазний розподіл 2Н/1В.

Як бачимо з таблиці 4.2, фідери 1 □ 4 мережі підключені до шин розподільчого пристрою рівномірно як в режимі повного (100 %) освітлення (по 4 відгалуження на фазу), так і в режимі часткового (50 %) освітлення (2–3 відгалуження на фазу).

Різниця в кількості відгалужень від фазних розподільних шин може допускатися 1–2 і залежить від кількості фідерів і категорії по надійності об'єкта, освітлюємого лініями НО, під'єднаними до цих фідерів.

Такий розподіл навантаження по нічним і вечірнім фазам забезпечує симетрію освітлювальних навантажень при нічному режимі роботи мережі зовнішнього освітлення, що вигідно відрізняє дану схему джерела живлення від схеми стандартних шаф ЗО. Пункти живлення такого типу встановлюються в пристроях трансформаторних підстанцій типу БТП або шафах типу ВРШ.

Пункти живлення прибудов БТП, як правило, мають значне струмове навантаження, тому як комутаційні апарати в даних розподільних пристроях застосовуються контактори мережі КТ–6000 на струм до 400 А у фазі. Шафи ВРШ, як і шафи ЗО, забезпечені контакторами серії КТ–6000, КТ–7000, розрахованими на струм фази до 100 А.

До вихідних клем запобіжників навантажень F1 – F24 підключені конденсатори типу МБГ ємкістю порядку 1 мкФ. Конденсатори, включені по схемі «зірка», утворюють вимірювальну схему, призначення якої контролювати наявність трифазної напруги. Таким чином, здійснюється контроль вставок запобіжників навантажень.

4.3 Технологія роботи каскаду зовнішнього освітлення

У початковому положенні в денний час доби каскад зовнішнього освітлення відключений, тобто в шафі головного пункту живлення ГПЖ контактори вечірнього КВ і нічного КН режимів відключені (див. табл. 4.1). Проте апаратура виконавчого пристрою ПВ системи телекерування ПТК забезпечує контроль ланцюгів напруги фідерів навантажень, а так само здійснює контроль лінії зв'язку, що сполучає пульт керування ПУ, встановлений на диспетчерському пункті ДП, з пристроєм виконання ПВ, що знаходиться на головному пункті ГПЖ. При зниженні природної освітленості до 20 лк з диспетчерського пункту ДП на головні пункти живлення ГПЖ каскадів ЗО подається сигнал, при якому пристрої ПВ формують команду на включення контакторів вечірнього КВ і нічного КН режимів. У нічний час доби в період спаду інтенсивності дорожнього руху (у період з 0 до 1 ч ночі) з диспетчерського пункту подається команда на відключення контактора вечірнього режиму КВ, тобто здійснюється зниження освітлювального навантаження. В ранковий час, коли інтенсивність дорожнього руху зростає, з диспетчерського пульта подається команда на включення контактора вечірнього режиму КВ. Досягши природної освітленості 10 лк з

диспетчерського пункту на головний пункт ГПЖ передається команда на повне відключення освітлення (рис. 4.6).

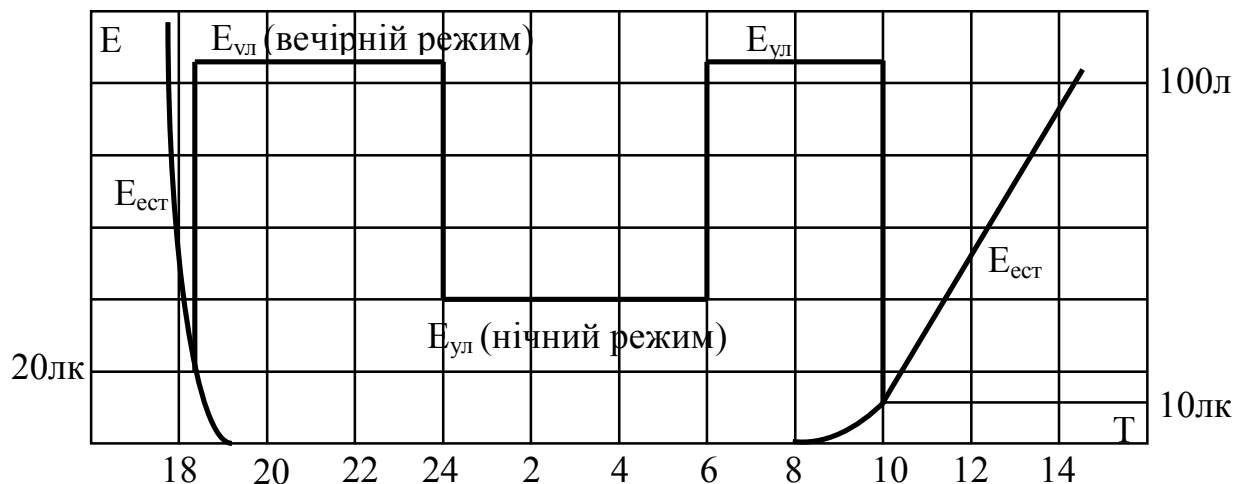


Рисунок 4.6 – Графік роботи зовнішнього освітлення

В цьому випадку пристрій ПВ знімає напруга з котушок контакторів КН і КВ, які розмикаючи свої силові контакти, відключають фідери навантажень від джерела живлення. Дроти ділянок каскаду ЗО несуть подвійну функцію – каналу електропостачання і каналу керування. По каналу електропостачання підводиться електроенергія до світильників, а канал керування, що містить «нічну» і «вечірню» фази керування, забезпечує включення і відключення контактів вечірнього КВ і нічного КН режимів в проміжному пункті ПЖ подальшої ділянки (рис. 4.3).

Таким чином, дії контакторів КН і КВ на головному пункті живлення ГПЖ дублюються на всіх проміжних пунктах живлення ПЖ, кількість яких по ланцюжку каскаду може здійснюватися подачею сигналу від останньої ділянки каскаду ЗО до пристрою ПВ системи ПТК.

4.4 Особливості експлуатації установок зовнішнього освітлення

Як наголошувалося в п. 4.3, включення каскаду ЗО проводиться подачею сигналу з диспетчерського пункту ДП на головний пункт ГПЖ каскаду з подальшим повторенням даної команди контакторами на проміжних пунктах ПЖ на всьому протязі каскаду ЗО. Проте в процесі експлуатації достатньо часто виникають нестандартні ситуації, що приводять до відмов в роботі вуличного освітлення. Причинами аварійних ситуацій можуть бути ординарні експлуатаційні режими, що виникають в мережах ЗО, – відключення напруги в живлячих лініях, спрацьовування струмового захисту при коротких замиканнях в повітряних лініях і так далі. Розповсюдженню даних ситуацій по каскаду ЗО служить, перш за все, традиційна схема побудови останнього, що передбачає послідовне включення ділянок мережі освітлення.

Аналіз експлуатації мереж зовнішнього освітлення ряду підприємств «Міськвітло» (табл. 4.3) показує, що основними видами аварій на них є обриви і замикання проводів в повітряних лініях освітлення, пробій ізоляції в кабельних лініях, згорання запобіжників, несправність комутаційної апаратури пунктів живлення, а також попадання сторонньої напруги на повітряні лінії зовнішнього освітлення.

До відмітних особливостей експлуатації установок ЗО слід віднести аварійні ситуації, що відбуваються в повітряних лініях. Саме такі мережі складають більшість в підприємствах «Міськвітло». Так, в легковажну погоду в мережах виникають короткочасні короткі замикання «підхльости», які обумовлюють спрацьовування струмового захисту. Згорання плавких вставок запобіжників, якщо вони захищають фази керування – нічну або вечірню - приводить до відмови в роботі подальших ділянок каскаду. Навіть своєчасне усунення даного виду аварії – заміна плавкої вставки запобіжника – не гарантує її цілісність при наступному пориві вітру.

Таблиця 4.3 – Типові аварійні ситуації в установках зовнішнього освітлення з каскадним керуванням

Елемент ділянки мережі зовнішнього освітлення	Вид аварійної ситуації	Наслідки аварії
Джерело живлення (трансформаторна підстанція)	Відключення напруги	Непрацездатність відповідної ділянки мережі зовнішнього освітлення і подальших ділянок каскаду
Джерело живлення (трансформаторна підстанція)	Зниження рівня напруги	Зниження світлового потоку джерел світла, згасання ГРЛ в кінці ділянки мережі зовнішнього освітлення, не ввімкнення контактора подальшого пункту живлення ділянки каскаду
Комутаційний апарат (контактор)	Згорання котушки контактора	Відключення відповідної ділянки мережі зовнішнього освітлення і подальших ділянок каскаду
	Збільшення перехідного опору силових контактів	Зниження світлового потоку джерел світла, згасання ГРЛ в кінці ділянки мережі зовнішнього освітлення, непрацездатність контактора пункту живлення подальшої ділянки каскаду
	Зварювання силових контактів	Не виключення відповідної ділянки мережі зовнішнього освітлення і подальших ділянок каскадної схеми
Елементи захисту (запобіжники)	Згорання плавкої вставки	Непрацездатність відповідного і подальшого ділянок каскаду
Ділянка лінії освітлення	Обрив повітряної лінії	Згасання джерел світла, розташованих за містом аварії, непрацездатність подальших ділянок каскаду Виникнення небезпеки поразки людей електричним струмом
	Коротке замикання повітряної лінії	Згорає плавкою вставки запобіжника, згасання джерел світла на відповідній ділянці мережі зовнішнього освітлення та непрацездатність наступних ділянок каскаду
	Пробій ізоляції в кабельній лінії зовнішнього освітлення	Аварії, аналогічні короткому замиканню
Ділянка лінії освітлення	Попадання сторонньої напруги на повітряну лінію зовнішнього освітлення	Мимовільне включення ділянки ланцюга зовнішнього освітлення і подальших ділянок каскаду
	Несправність джерел світла	Зниження і нерівномірність розподілу освітлення

До найбільш серйозних видів аварійних ситуацій слід віднести обрив проводів ПЛ. Якщо при обриві дроту не виникає металевого покірливого замикання, традиційні засоби захисту спрацювати не можуть, і дріт, що вільно висить, несе потенційну небезпеку поразки людей електричним струмом. Контроль аварій такого роду ускладнений на тупикових лініях внутрішньо кварталних мереж освітлення, де дроти «маскуються» зеленими насадженнями. Серйозною перешкодою для контролю обривів проводів є багатоваріантність аварійних ситуацій такого типу (рис. 4.7). До теперішнього часу дієвість контролю обриву проводів мережі ЗО не існувало, хоча даний вид аварії неодноразово приводив до загибелі людей.

Згідно дослідженням якості зовнішнього освітлення, аварію в його мережі слід розуміти як подія, що виникає випадковим чином в окремі моменти часу функціонування освітлювальних систем. Подіями є відмови в роботі освітлення і пошкодження елементів освітлювального устаткування. До складовим потоку відносяться:

- обриви, що виникають в елементах повітряних ліній на тросових підвісах або опорах;
- короткі замикання, що виникають в елементах повітряних ліній на тросовій гувльісі або опорах, кабельних ліній, пунктів живлення, освітлювальних опор;
- несправність елементів мережі телемеханізації: телефонної пари, технологічної мережі освітлення, використовуваної як канал телемеханіки, апаратів включення, котушок апаратів включення, електричних ламп і пускорегулююча апаратури.

Як показують дослідження якості експлуатації мереж ЗО, кількість відмов типу «обрив» в мережах на тросовому підвісі майже в три рази більше, ніж типу «коротке замикання». У освітлювальних установках на опорах кількість відмов «коротке замикання» в 1,5 разу більше, ніж типу «обрив».

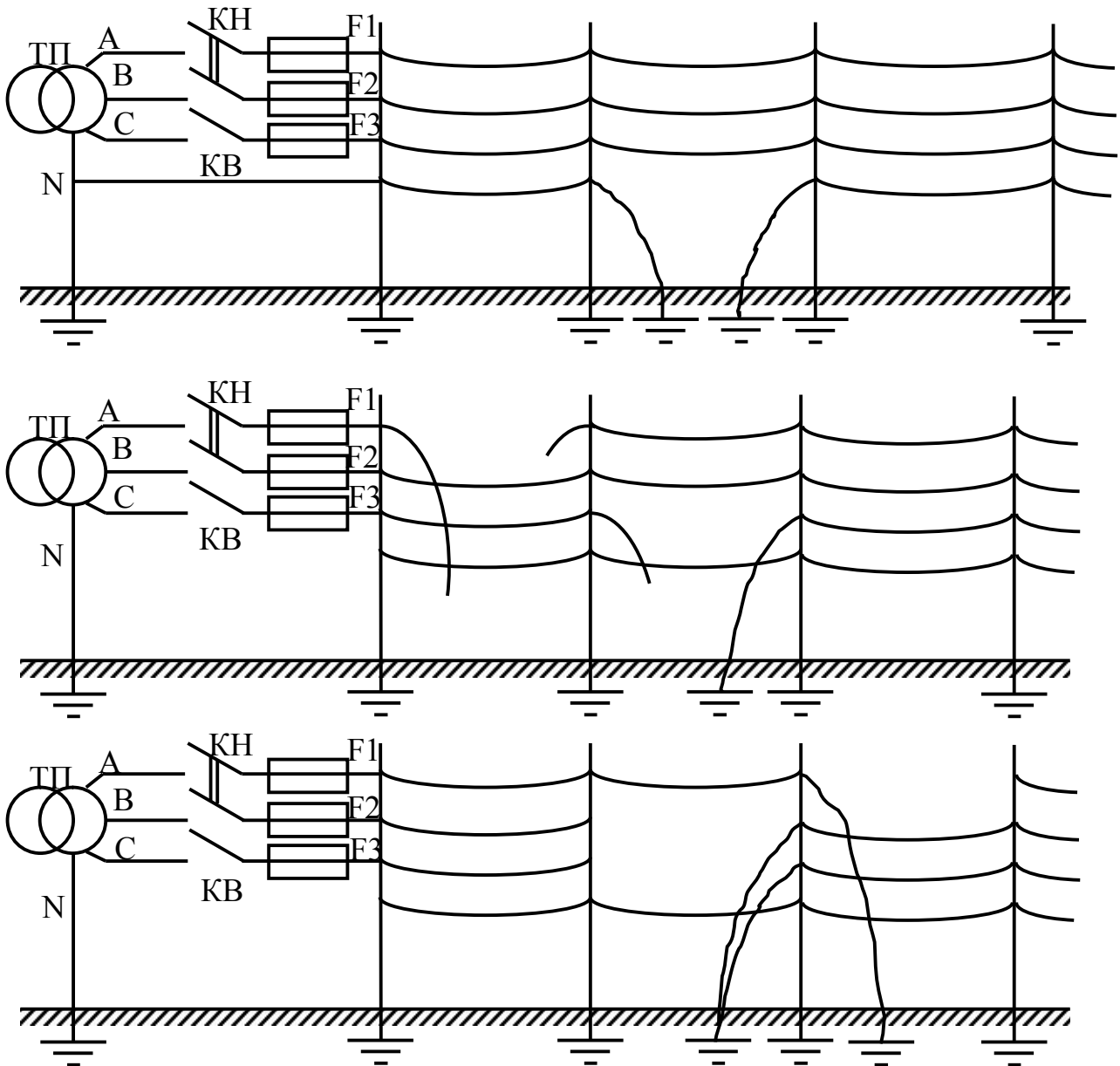


Рисунок 4.7 – Варіанти аварій в мережах освітлення при повітряній прокладці

У перший годинник після включення освітлювальних установок відбувається 75 % відмов запобіжників, причому основна частка за даними додаткових досліджень, доводиться на моменти пуску освітлювальної установки або при зміні режиму, тобто при протіканні перехідних процесів.

Аналіз аварійних ситуацій, що виникають при експлуатації установок ЗО з каскадним керуванням, показує, що найбільш слабка ланка каскаду – зв'язок між його ділянками, що виконується контакторами змінного струму.

Однією з причин низької надійності роботи контакторів пунктів живлення є важкі умови експлуатації контакторів в мережах АЛЕ і, в першу чергу, нестабільність напруги живлення котушок контакторів. При цьому більшою мірою слід звертати увагу на контактори КН – нічного режиму, – оскільки дані комутаційні апарати несуть навантаження впродовж всього періоду включення освітлення (вечірній і нічний режими) і від їх надійності залежить працездатність всього каскаду.

4.5 Керування роботою мережами зовнішнього освітлення

Згідно дослідженням якості роботи установок зовнішнього освітлення, величина народногосподарського збитку від порушення їх нормальної роботи складає 56 % від величини приведених витрат на 1 км. освітлюваної траси, що робить доцільним утворення додаткових капітальних вкладень на проведення заходів щодо підвищення якості мереж зовнішнього освітлення [8]. Це показує, що модернізація установок ЗО необхідне і економічно вигідний захід. Вирішення складних проблем експлуатаційного характеру практично неможливе без елементів автоматизації.

Оскільки мережі ЗО мають масштабну мережеву і навантаження розосередженість, основною проблемою в процесі автоматизації установок ЗО є організація систем інформаційно-виконавчої телемеханіки. До першорядного завдання автоматизації, в даному аспекті, слід віднести організацію оперативного контролю роботи каскадів ЗО будь-якій конфігурації з індикацією на пульті диспетчера. Розвиток контролю каскадів ЗО повинно передбачати не тільки сповіщення про характер аварійних ситуацій, але і оперативні дії як по припиненню особливо небезпечних аварій – обривів проводів повітряних ліній електропередач, а так само можливість автоматично локалізувати аварійні ситуації в каскадних схемах з метою забезпечення їх працездатності.

До другого завдання автоматизації слід віднести організацію системи телекерування установками ЗО з диспетчерського пункту. Дане завдання

передбачає побудову системи телекерування потужністю мереж освітлення, вибіркоче керування як ділянками каскаду, так і окремими світильниками. У міру накопичення досвіду експлуатації систем телеконтролю і телекерування установок ЗО можливе створення комплексної системи керування освітлювальними системами з метою підвищення їх ефективності.

Основним елементом систем телекерування в мережах ЗО є електричний канал зв'язку. Організація каналу зв'язку передбачає вибір фізичної лінії зв'язку. У ідеальному випадку утворення каналу зв'язку в мережах ЗО може бути досягнуто при прокладці уздовж силових освітлювальних ліній проводів зв'язку або кабелю керування.

Дане рішення може бути відносно виправдане лише при споруді нових ліній вуличного освітлення. При оснащенні установок, що діють, ЗО пристроями телемеханіки прокладка додаткових проводів керування практично неможлива в мережах ЗО з кабельною розводкою і вимагає значних витрат за наявності повітряних ліній освітлення. У цій ситуації прийнятним варіантом є оснащення мережі ЗО пристроями передачі інформації по силових проводах лінії освітлення. Згідно дослідженням, економічна ефективність реалізації такого варіанту в 12 разів нижче за витрати на споруду додаткової дротяної лінії керування.

Проте останнім часом швидко розвиваються системи, які використовують Інтернет або GSM приймачі.

4.5.1 Способи керування освітленням зовнішнього призначення

На сьогоднішній день існує декілька способів керування системою зовнішнього світлового забезпечення:

– неавтоматичне або ручне. У такому разі використовують комутаційний апарат або шафу керування зовнішнім освітленням. Така шафа може бути розміщений в найбільш оптимальному місці для керування освітленням. Всі

включення і виключення світла в нічний час здійснюються обслуговуючим персоналом;

– за допомогою фотореле. Фотореле є спеціальний пристрій, який може здійснювати включення і виключення освітлення при певному рівні освітленості.

– керування освітленням за допомогою таймера;

– комбіноване керування, яке одночасно використовує автоматичне, дистанційне і ручне варіанти керування освітленням в нічний час.

4.5.2 Система керування і контролю зовнішнього освітлення

Більшість існуючих мереж зовнішнього освітлення в основному використовують інфраструктуру виконавчих пунктів (ВП) на основі шаф керування зовнішнім освітленням (ШУНО) типу І–710, що дозволяють комутувати режими «вечірнього» і «нічного» освітлення за допомогою 2-х трифазних контакторів на 9-ть витікаючих ліній. Також з'явилися різні модифікації ШУНО на основі сучасної елементної бази з нестандартною кількістю виконавчих пристроїв і витікаючих ліній освітлення. Для контролю і керування мережею ВП використовують різні види дротяних мереж передачі даних або безпроводні технології на основі GSM/CDMA, а також фіксовані радіоканали.

Основні функції системи. Автоматичне включення і виключення освітлення в населених пунктах і на автомобільних дорогах з використанням, як вже існуючої інфраструктури виконавчих пунктів (ВП) освітлювальних мереж на основі стандартних шаф керування зовнішнім освітленням (ШУНО) типу І–710, так і модернізованих, не стандартних ШУНО різної конфігурації.

Дистанційне керування освітлювальною мережею в ручному режимі з боку диспетчера.

Дистанційна діагностика аварій і несправностей інфраструктури освітлювальних мереж, зокрема, працездатності устаткування ШУНО,

наявності і якості живлячих фаз, цілісності дротяних ліній освітлення, справність світильників і так далі

Дистанційний облік споживаної електроенергії на рівні одного ШУНО з інсталюваним лічильником, а також лічильників окремих об'єктів освітлення (реklamних щитів, архітектурного підсвічування і так далі).

Дистанційний контроль охоронних датчиків ШУНО, так і окремих об'єктів освітлення.

Відео спостереження за роботою освітлювальної мережі або відео контроль довколишніх до ДЖ територій за допомогою зовнішніх камер, забезпечено інтерфейсом IP/USB.

Реалізація різних механізмів енергозбереження, зокрема, оптимізація добових графіків включення-виключення освітлення, використання часткового включення світильників, зниження яскравості («редукція потужності») світильників, компенсація реактивною складовою споживаної електроенергії і так далі.

Система керування і контролю зовнішнім освітленням «Спрут» [24] будується на основі терміналів керування типу «Спрут-105/106», встановлюваних у виконавчих пунктах (ВП) освітлювальної мережі, і сервері додатків СУКНО Спрут. Управлінський персонал може користуватися як мобільними пристроями доступу до системи, так і стаціонарним програмно-апаратним комплексом диспетчерського пульта (ДП), залежно від початкових вимог до системи. Виконавчі пункти можуть мати достатньо довільну конфігурацію і виконання, управляючи різними об'єктами освітлення – світильниками, рекламними щитами, архітектурним підсвічуванням і т. д.

Керування виконавчими пунктами (ВП) реалізується за допомогою, вбудованою в термінали керування, програми автоматичного керування освітленням з добовим графіком на 12 місяців або в ручному режимі з боку диспетчера:

- 2–ма і більше трифазними контакторами (пускачами);

– PLC–модемом для централізованого керування яскравістю світильників з дистанцією передачі сигналу до 2,5 км.;

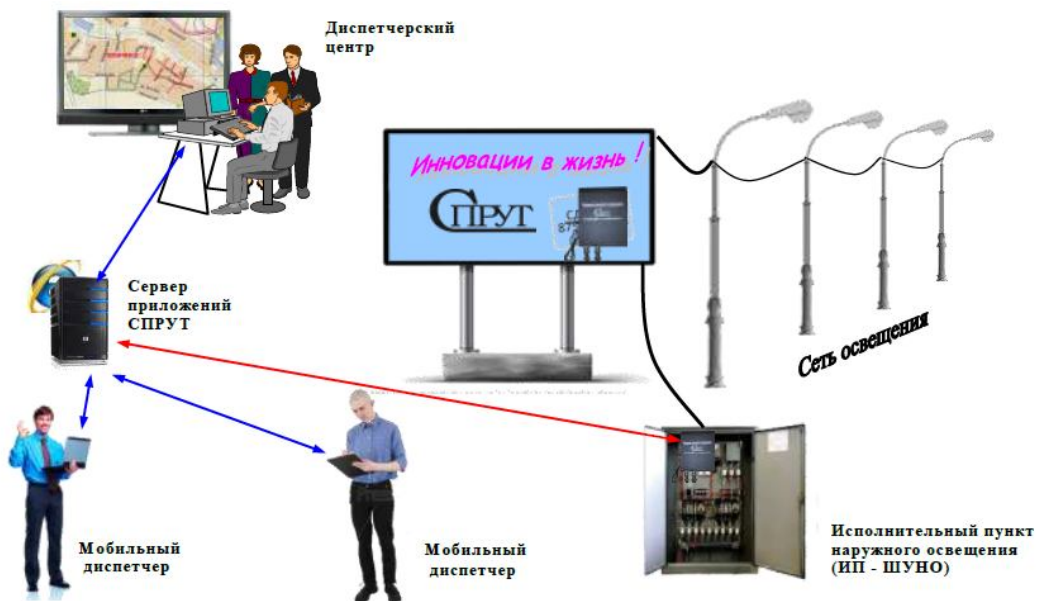


Рисунок 4.8 – Структура мережі «СПРУТ»

Контроль працездатності інфраструктури освітлювальної мережі реалізується базовими засобами терміналу керування, а також, при необхідності, за допомогою додаткового устаткування, що підключається до базового терміналу. У СУКНО СПРУТ об'єм даної функції визначається, як:

- контроль до 16-ти запобіжників витікаючих ліній ЖД (контроль наявності напруги до 0,5 кВ) на кожне ЖД;
- контроль цілісності до 16-ти дротяних ліній (контроль по струму до 50 А на лінію) на кожне ДЖ;
- контроль кількості і якості споживаної електроенергії кожним ДЖ (за наявності приладу обліку електроенергії);
- контроль працездатності окремих світильників (за наявності вбудованого в світильники PLC або RF модему).

5 ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВІД АЛЬТЕРНАТИВНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

5.1 Альтернативні джерела електроенергії

Раціональне використання альтернативних (в тому числі відновлювальних) джерел енергії є одним з істотних компонентів сталого розвитку електроенергетичної галузі, що приносить значні екологічно-енергетичні ефекти. За підсумками досліджень, проведених фахівцями в галузі енергетики, Україна займає 29-е місце в світі за розвитком альтернативної енергетики серед країн з відповідними для цього умовами. Альтернативні джерела енергії в Україні дозволяють виробляти близько 5 ГВт енергії. За підтримки галузі державними програмами розвитку до 2030 року ця кількість може збільшитися в три рази [25].

Сонячна енергетика в Україні. 2013 рік для України став найбільш продуктивним, в порівнянні з результатами двох останніх десятиліть. Альтернативна енергетика в Україні на базі сонячних електростанцій в цьому році досягла показника вироблюваної потужності 275 МВт. В результаті сумарна потужність електростанцій досягла 600 МВт. Сонячна енергетика в Україні поповнилася низкою нових станцій компанії Activ Solar: в Одеській області це «Болград Солар», що виробляє до 34 МВт, Приозерна (55 МВт) і Лиманська (43,5 МВт) СЕС. До них приєдналася кримська «Миколаївка» потужністю 70 МВт. Херсонська область також не відстає: компанія «Соларенерго» ввела в експлуатацію електростанцію потужністю 9,8 МВт поблизу селища Лазурне.

Сонячна енергетика в Україні розвивається не тільки в південних областях. Португальський енергохолдинг Martifer Solar побудував в Вінницькій області дві електростанції сумарною потужністю 11,5 МВт. Вони будуть виробляти електроенергію для київської компанії Rengy Development. В Івано-Франківській області запрацювала Радчевська СЕС, зведена фахівцями

«Геліос Енерджі»: вона виробляє майже 4 МВт. Богородчанська електростанція, побудована енергетиками «Еко-Оптіма», виробляє 2,8 МВт. Реалізовано проект компанії «Сонячна енергія плюс» в с. Ірлява Закарпатської області, де працює СЕС потужністю 10 МВт.

Вітроенергетика. Ця галузь зародилася в Україні в 90-ті роки минулого століття. Відсутність державної підтримки спричинило, те що до 2010 року в роботу було введено до 90 МВт потужностей.

Вітроенергетика в Україні активніше стала розвиватися у 2012 році: було введено в дію відразу генеруючи потужностей на 150,7 МВт. Разом з раніше введеними в дію потужностями вітряні електростанції до початку 2013 року стали виробляти понад 300 МВт. На хвилі перших успіхів вітроенергетика в Україні стала розвиватися активніше, залучаючи приватних інвесторів.

Складність проектування ВЕС ґрунтується на необхідності проведення тривалого моніторингу місцевості з метою з'ясування її потенціалу. Сам же процес будівництва вимагає витрати великої кількості матеріалів, праці і часу. Проте, великі проекти після введення «зеленого» тарифу стали переважати: виріс попит на турбіни потужністю до 3 МВт. Як наслідок – з'явилися компанії повного циклу, які виробляють вітротурбіни і виконують будівельні роботи.

Біогаз. Альтернативна енергетика в Україні в останні роки активно використовує біогаз. У 2013 році введено в експлуатацію кілька серйозних проектів. У Бориспільському районі Київської області введено в експлуатацію електростанцію, що працює на газі, що видобувається з-під звалища побутових відходів, з глибини близько 20 м.

Біогаз в Україні зацікавив безліч підприємств, серед яких ТІС Есо: її фахівці почали експлуатацію біогазової установки поблизу м. Маріуполь. Установку виробила компанія EuroDiesel, чії виробничі потужності розташовані в Києві. В Івано-Франківській області в тому ж році силами і засобами агрофірми «Даноша» був зведений біогазовий завод потужністю 1 МВт. Вироблена енергія буде використовуватися для потреб підприємства, а її надлишки надходять в загальну мережу.

Стимулювання в розвитку альтернативних джерел енергії здійснюється завдяки Закону України «Про електроенергетику» [26]. Де прописано стимулювання виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії. «Зелений» тариф затверджується національною комісією, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, на електричну енергію, вироблену суб'єктами господарювання на об'єктах електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії.

Величина «зеленого» тарифу встановлюється для кожного суб'єкта господарювання, який виробляє електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії, за кожним видом альтернативної енергії та для кожного об'єкта електроенергетики з урахуванням коефіцієнта "зеленого" тарифу і встановлюється на рівні:

1,2 – для електроенергії, виробленої з енергії вітру об'єктами електроенергетики, величина встановленої потужності яких не перевищує 600 кВт;

1,4 – для електроенергії, виробленої з енергії вітру об'єктами електроенергетики, величина встановленої потужності яких більша за 600 кВт, але не перевищує 2 000 кВт;

2,1 – для електроенергії, виробленої з енергії вітру об'єктами електроенергетики, величина встановленої потужності яких перевищує 2 000 кВт;

2,3 – для електроенергії, виробленої з біомаси;

4,8 – для електроенергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання наземними об'єктами електроенергетики;

4,6 – для електроенергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання об'єктами електроенергетики, які вмонтовані на дахах будинків, будівель та споруд, величина встановленої потужності яких перевищує 100 кВт;

4,4 – для електроенергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання об'єктами електроенергетики, які вмонтовані на дахах будинків, будівель та споруд, величина встановленої потужності яких не перевищує 100 кВт, а також

для об'єктів, вмонтованих на фасадах будинків, будівель та споруд, незалежно від їх граничної потужності;

0,8 – для електроенергії, виробленої малими гідроелектростанціями.

Величина «зеленого» тарифу для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з енергії вітру, встановлюється на рівні роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги на січень 2009 року, помноженого на коефіцієнт «зеленого» тарифу для електроенергії.

Фіксований мінімальний розмір «зеленого» тарифу для суб'єктів господарювання встановлюється шляхом перерахування у євро величини «зеленого» тарифу, розрахованого за правилами цього Закону, станом на 1 січня 2009 року за офіційним валютним курсом Національного банку України на зазначену дату.

Для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії, «зелений» тариф встановлюється до 1 січня 2030 року.

Зазначений порядок стимулювання виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії для об'єктів електроенергетики, будівництво яких розпочате після 1 січня 2012 року та введених в експлуатацію до 1 січня 2013 року, застосовується за умови, що питома вага сировини, матеріалів, основних засобів, робіт та послуг українського походження у вартості будівництва відповідного об'єкта електроенергетики, що виробляє електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії, становить не менше 15 відсотків, для об'єктів, будівництво яких розпочате після 1 січня 2012 року та введених в експлуатацію після 1 січня 2013 року, – не менше 30 відсотків, для об'єктів, будівництво яких розпочате після 1 січня 2012 року та введених в експлуатацію після 1 січня 2014 року, – не менше 50 відсотків. Додатковою умовою застосування зазначеного порядку стимулювання виробництва електроенергії з використанням енергії сонячного випромінювання є використання на об'єктах електроенергетики, введених в експлуатацію після 1 січня 2013 року, сонячних модулів, у вартості виробництва яких питома вага

матеріалів та сировини українського походження становить не менше ніж 30 відсотків, а після 1 січня 2014 року – 50 відсотків.

5.2 Сонячна енергія

На поверхню земної кулі падає сонячне випромінювання, енергія якого становить близько $81000 \cdot 10^6$ МВт, з яких $27000 \cdot 10^6$ МВт припадає на континенти. Всесвітнє використання всіх видів енергії становить близько $10 \cdot 10^6$ МВт. Американські вчені порахували, що за годину наша планета одержує від сонця стільки енергії, скільки людство використовує впродовж року. Виникає питання: чому ж при такому потужному потенціалі дармової сонячної енергії її так важко перетворити на енергію, доступну для використання, та чому ж отримана від сонця енергія є такою дорогою. Причиною цього є мала щільність сонячної енергії, мала інтенсивність падаючих променів та їх нерівномірність, а також значна вартість перетворюючих пристроїв. При спалюванні кубу вугілля з ребром у 10 см і вагою близько 1 кг отримуємо енергію потужністю близько 10 кВт · год. Для отримання такої ж самої кількості енергії випромінювання сонця, використовуючи квадрат з ребром 10 см, необхідний рік. Потенціал сонячної енергії в Україні є достатньо високим для широкого впровадження геліосистем як теплоенергетичного, так і фотоелектроенергетичного обладнання практично на всій території. Сонячне випромінювання в Україні складає 3500 – 5200 МДж/м² за рік. Сезонний період для активного використання сонячної енергії у північних регіонах продовжується з квітня по вересень, а у південних з березня по жовтень, що становить 1900 – 2400 годин в рік. Загальне середньорічне сонячне випромінювання варіюється від 1070 кВт · год/км² у місяць в північних районах України до 1400 кВт · год/км² на півдні країни. У цілому територія України відноситься до зон з середньої інтенсивністю сонячної радіації [27].

На тлі українського законодавства, що регулює зелені тарифи, і міжнародних зобов'язань підвищити частку альтернативної енергетики інвестиційна привабливість розвитку альтернативної енергетики зберігається. Найбільше енергії можна отримати від Сонця. Завдяки доступності комплексу з сонячних панелей і батарей, який дозволяє досягнути сталого енергопостачання в будь-який час доби, а також зниження цін на сонячні панелі, енергетична незалежність окупається через 4–6 років. Існують також «компромісні» варіанти, коли централізоване енергопостачання підстраховує роботу фотоелектричних модулів. Статистика показує, що зростання числа сонячних установок в приватних будинках в Україні прискорюється. Так, в 2016 році число приватних домовласників, які встановили сонячні панелі, практично подвоїлася в порівнянні з минулим роком і досягло 430, а загальна потужність їх установок склала 5 МВт. Приватні сонячні енергоустановки потужністю до 30 кВт теж можуть продавати надлишок електроенергії по зеленим тарифами. Тому сонячна «зелена» енергія може стати в Україні джерелом доходу для приватних виробників [28].

5.3 Розрахунок автономної електростанції на сонячних елементах

5.3.1 Попередні розрахунки електростанції на сонячних елементах

Вироблення електроенергії за допомогою електростанцій на сонячних елементах застосовується сьогодні практично у всьому світі і обсяги використання сонячних батарей постійно зростають. Цьому сприяють багато чинників, основними з яких є використання альтернативних (відновлюваних) джерел енергії, які останнім часом набувають все більшої актуальності і повна відсутність будь-яких рухомих частин, завдяки чому термін їх служби практично не обмежений. Сонячні електростанції, не пов'язані з промисловою електромережею, тобто автономні сонячні електростанції (АСЕ), призначені для електропостачання невеликого замиського будинку, дачі, спортивних майданчиків. Функціональні схеми автономних сонячних електростанцій складаються з сонячних батарей, необхідної потужності – для перетворення

сонячного світла в електроенергію; імпульсних перетворювачів постійної напруги – для приведення плаваючої напруги сонячних модулів і акумуляторних батарей до стабільної напруги і зарядки акумуляторних батарей, які можуть бути об'єднані в контролер заряду-розряду акумуляторних батарей; акумуляторних батарей – для акумуляування і зберігання електроенергії; автономного інвертора напруги – для перетворення постійного струму в змінний 220 В і живлення побутових електроприладів.

Для розрахунку автономних сонячних електростанцій потрібно визначення номінальної потужності сонячних модулів, їх кількості, ємності акумуляторної батареї, потужностей інвертора і контролера заряду – розряду.

Методика розрахунку [29] передбачає при розрахунку автономної сонячної електростанції спочатку скласти список всіх споживачів електроенергії, з'ясувати їх споживану потужність та напругу.

Споживачі змінної напруги підключаються до основної шини живлення АСЕ через індивідуальні автономні інвертори напруги, а споживачі постійної напруги зі значеннями напруги, що відрізняються від номінального значення напруги основної шини – через імпульсні перетворювачі постійної напруги, як підвищеного, так і понижуючого типів. За основну шину живлення, приймається шина, до якої в нічний час доби підключається акумуляторні батареї АСЕ або безпосередньо, або через підвищувальний пристрій. У разі присутності в списку споживачів навантажень з різними типами і значеннями напруг живлення необхідно перерахувати їх потужності на основну шину живлення АСЕ. Тоді потужності окремих навантажень на основну шину живлення перераховуються за формулою:

$$P_{oc.i} = P_{n.i} / \eta_i, \quad (5.1)$$

де $P_{oc.i}$ – потужність і-того споживача, перерахована на основну шину АСЕ;

$P_{i.i}$ – потужність і – того споживача;

η_i – коефіцієнт корисної дії (ККД) автономного інвертора напруги (АІН) або і-того імпульсного перетворювача постійної напруги (ІППН).

Якщо споживач постійного струму підключається до основної шини живлення «безпосередньо» або живиться від окремої акумуляторної батареї напругою, меншою за напругу акумуляторної батареї АСЕ, то у формулі перерахунку ККД приймається рівним одиниці.

Потім потрібно оцінити, скільки часу протягом доби використовуються ті або інші електроприлади, і, помноживши потужність приладу на час його роботи, визначити щоденну потребу в електроенергії, ці дані записати у відповідні колонки таблиці. Так складається таблиця загального енергоспоживання за добу.

Сонячна електростанція може жити багато електроприладів за умови, що їх енергоспоживання не перевищує кількості електроенергії, виробленої АСЕ. Список споживачів електроенергії містить навантаження, що працюють або постійно, або не постійно (рідко, дуже рідко). У свою чергу, навантаження що працюють не постійно, підрозділяються на навантаження, що працюють з фіксованим і плаваючим інтервалом роботи (наприклад, холодильник). Ігнорування цих факторів може призвести до невиправданого завищення вихідної потужності і подорожчання автономної сонячної електростанції. Тому необхідно правильно визначити вихідну потужність автономної сонячної електростанції.

Для здешевлення АСЕ необхідно скласти графік зміни навантаження за добу, тобто залежно сумарної потужності навантаження споживачів, що працюють в поточний момент часу, від часу протягом доби. При цьому необхідно унеможливити одночасну роботу споживачів великої потужності або великого числа споживачів малої потужності і розподілити підключення навантажень в часі так, щоб вихідна потужність АСЕ прагнула до мінімуму.

При складанні графіка зміни навантаження неможливо точно визначити інтервали включення навантажень з плаваючим інтервалом роботи. Тому при складанні графіка зміни навантаження для спрощення приймаємо, що такі навантаження є постійно діючими. З урахуванням вище наведених обставин

складається графік зміни навантаження за добу. Загальні (сукупні) потужності навантажень на виділених інтервалах часу розраховуються за формулою:

$$P_{i,j} = \sum_i^N P_{in,i}, \quad (5.2)$$

де N – число споживачів, включених в мережу на j -му інтервалі часу.

Вихідна потужність автономної сонячної електростанції визначається як максимальна потужність навантаження за інтервал річного денного часу доби по формулі:

$$P_u = \max \{ P_{u,j} \}, \forall j \in \overline{1, M}, \quad (5.3)$$

де M – число виділених інтервалів часу, що входять в інтервал річного денного часу доби.

Методика розрахунку вихідної потужності АСЕ враховує зміну в часі значення потужності навантаження і є загальним випадком. В окремому випадку навантаження АСЕ не змінюється, тобто є постійним. До таких споживачів відносяться стільникові станції, системи оперативного живлення електричних станцій і підстанцій, світлофори та ін. В цьому випадку вихідна потужність автономної сонячної електростанції повинна відповідати сумарної потужності навантажень.

5.3.2 Розрахунок ємності акумуляторної батареї АСЕ

У нічний час доби накопичена в акумуляторної батареї автономної сонячної електростанції енергія споживається навантаженням. Енергія (енергоємність) акумуляторної батареї визначається як добуток її ємності на номінальну напругу. Ємність показує потенціал акумуляторної батареї, тобто скільки часу вона зможе жити навантаження, якщо буде повністю заряджена. Ємність вимірюється в ампер-годинах. Підчас розряду напруга і енергоємність

акумуляторної батареї падають. Витрата ємності ΔC акумуляторної батареї АСЕ за час живлення навантаження $t_{нч}$ визначається як:

$$\Delta C = \frac{P_n}{U_n} \cdot \Delta t_{нч} = \frac{P_n}{U_n} (24 - \Delta t_{дч}), \quad (5.4)$$

де P_n – номінальна потужність навантаження;

U_n – номінальна напруга навантаження;

$\Delta t_{нч}$ – інтервал нічного часу доби (в літній час $\Delta t_{нч} = 10$ год, взимку – $\Delta t_{нч} = 16$ год);

$\Delta t_{дч}$ – інтервал денного часу доби.

Глибокий розряд може вивести акумулятор з ладу. Тому виробники акумуляторів встановлюють кінцеву напругу розряду, при досягненні якого акумулятор необхідно відключати від навантаження і заряджати. Щоб акумулятор служив довго, його не можна розряджати більше ніж на 70 – 80%. Ступінь розрядженого акумуляторної батареї АСЕ:

$$S_p = \frac{C_n - C_{\min}}{C_n} \cdot 100\% = \frac{\Delta C}{C_n} \cdot 100\%. \quad (5.5)$$

Висловивши з (5.5) ємність C_n урахуванням (5.4) отримуємо вираз для визначення необхідної ємності акумуляторної батареї АСЕ у вигляді:

$$C_n = \frac{100P_n}{S_p U_n} \cdot \Delta t_{нч} \quad (5.6)$$

Рівняння (5.6) дозволяє легко розрахувати необхідну ємність акумуляторної батареї АСЕ при постійному навантаженні. Найбільш важким режимом експлуатації акумуляторних батарей АСЕ є зимовий час, тому при

розрахунках за формулою (5.6) приймають $\Delta t_{\text{нч}} = 16$ год, а ступінь розрядженого акумуляторної батареї – $S_p = 70$ %.

Чим більше вихідна напруга АСЕ, тим менше ємність, струм розряду $I_p = P_n / U_n$ акумуляторної батареї і нижче її ціна. Для стаціонарних (промислових) свинцевих акумуляторів максимальний струм розряду обмежений значенням, яке чисельно в амперах становить від 5 до 25 ємностей акумулятора. Чим менше струм АСЕ, тим менше омичні втрати потужності, вище ККД і, отже, нижче вартість сонячної електростанції. Тому вигідно мати електричні системи високої напруги. Причому, чим більше потужність електростанції, тим більше вираш високовольтної системи в порівнянні з низьковольтної.

У минулому майже у всіх фотоелектричних системах використовувалося постійна напруга 12 В, тому широко застосовувалися прилади на 12 В, що живлення здійснювалося прямо від батареї. З появою ефективних і надійних інверторів все частіше в АСЕ використовується напруга 24, 48 В і вище. Так, автономні сонячні електростанції, що виробляють і споживають менше 1000–1500 Вт·год в день, краще всього поєднуються з напругою в 12 В. АСЕ, що виробляють 1000–3000 Вт·год в день, зазвичай використовують напругу 24 В, а АСЕ, що виробляють понад 3000 Вт·год в день, використовують 48 В і вище.

Напруга в системі – дуже важливий фактор, який впливає на параметри інвертора, засобів керування, зарядного пристрою та електропроводки. Одного разу купивши всі ці компоненти, їх важко замінити. Деякі компоненти системи, наприклад, фотоелектричні модулі, можна переключити з 12 В на більш високу напругу, інші – інвертор, проводка і засоби контролю – призначені для певної напруги і можуть працювати тільки в його рамках.

Акумуляторна батарея АСЕ з ємністю C_n набирається з окремих серійно вироблюваних акумуляторних батарей невеликої ємності шляхом послідовного і паралельного їх з'єднання. Послідовне з'єднання окремих акумуляторних батарей використовується для збільшення напруги, а ємність гілки

аккумуляторної батареї при цьому відповідає ємності окремої аккумуляторної батареї. Отримана при паралельному з'єднанні аккумуляторна батарея має ту ж напругу, що і одиночна аккумуляторна батарея, а ємність такої аккумуляторної батареї дорівнює сумі ємностей одиночних аккумуляторних батарей, що входять в неї.

Енергоємність аккумуляторної батареї автономної сонячної електростанції обчислюється як:

$$W = C_H U_H \quad (5.7)$$

Число послідовно включених одиночних аккумуляторних батарей в галузі:

$$n = \frac{U_H}{U_{AB}}, \quad (5.8)$$

де U_{AB} – напруга окремої аккумуляторної батареї.

Число паралельних гілок в аккумуляторній батареї АСЕ:

$$m = \frac{C_H}{C_{AB}}, \quad (5.9)$$

де C_{AB} – ємність окремої аккумуляторної батареї.

Тоді загальне число окремих аккумуляторних батарей в аккумуляторної батареї АСЕ відповідає:

$$N = mn \quad (5.10).$$

Підставивши в (10) рівняння (5.6) – (5.9), отримуємо співвідношення для визначення загального числа одиночних аккумуляторних батарей, що входять в аккумуляторну батарею АСЕ у вигляді:

$$N = \frac{100P_H}{S_P W_{AB}} \Delta t_{HЧ}, \quad (5.11)$$

де $W_{AB} = C_{AB}U_{AB}$ – енергоємність окремої аккумуляторної батареї.

Чим більше енергоємність або ємність при заданій напрузі акумулятора, тим менше окремих акумуляторів буде потрібно в акумуляторну батарею АСЕ. Вибравши акумулятор заданої ємності з рівнянь (5.6) і (5.9), можна скласти вираз для визначення напруги акумуляторної батареї АСЕ у вигляді:

$$U_H = \frac{100P_H}{S_p m C_{AB}} \Delta t_{HЧ} . \quad (5.12)$$

У загальному випадку навантаження АСЕ непостійне, тобто змінюється в часі. Зміна навантаження на інтервалі нічного часу доби (з 16.00 до 8.00) можна апроксимувати графіком, представленим на рисунку 5.1.

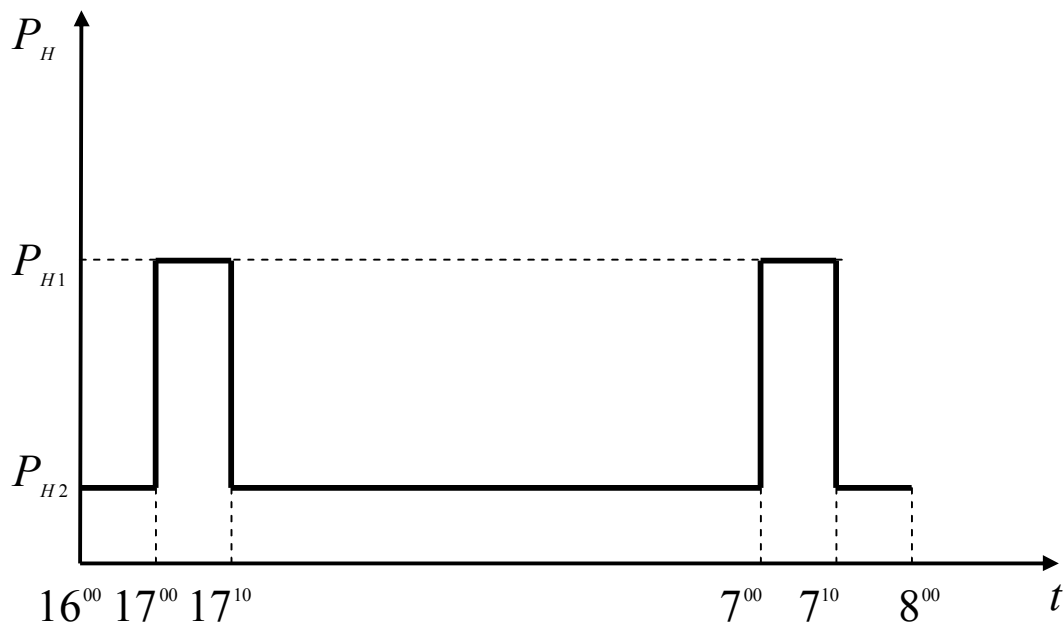


Рисунок 5.1 – Спрощений графік зміни навантаження

Для спрощення графіка навантаження представлена двома значеннями $P_{H1} = 1863$ Вт і $P_{H2} = 600$ Вт на п'яти інтервалах часу. Об'єднуючи представлені на графіку (рис. 5.1) інтервали часу з однаковими значеннями навантажень, отримаємо двоступеневий графік зміни навантаження (рис. 5.2, а). Інтервали

часу Δt_1 і Δt_2 , визначені як сума інтервалів часу з навантаженням P_{H1} і P_{H2} , відповідно, рівні $\Delta t_1 = 1/3$ год і $\Delta t_2 = 15 \cdot 2/3$ год.

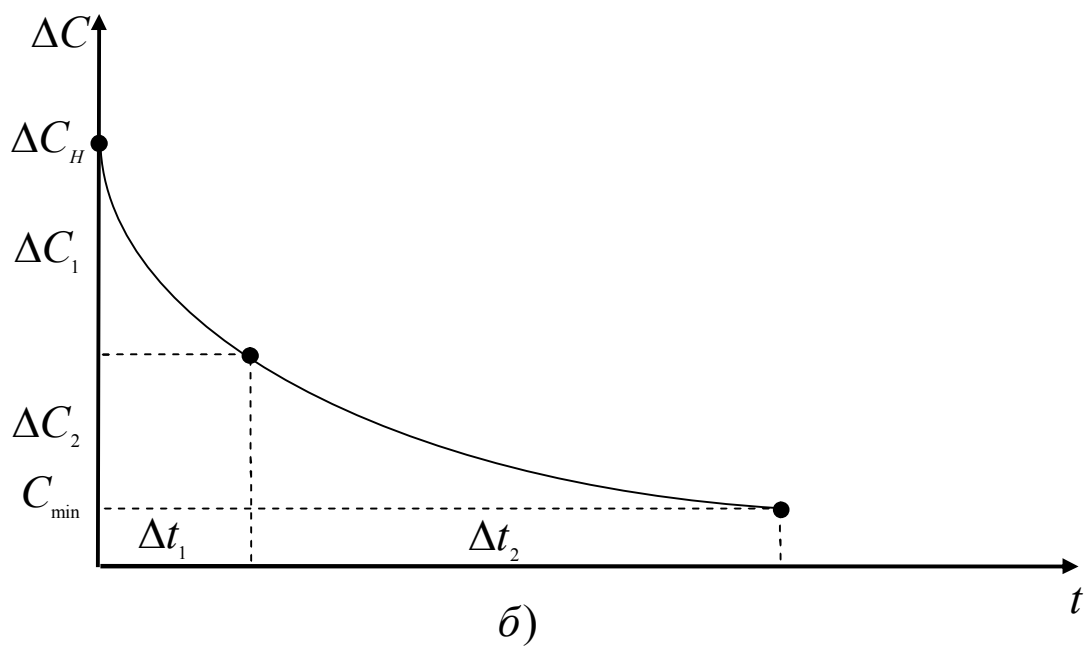
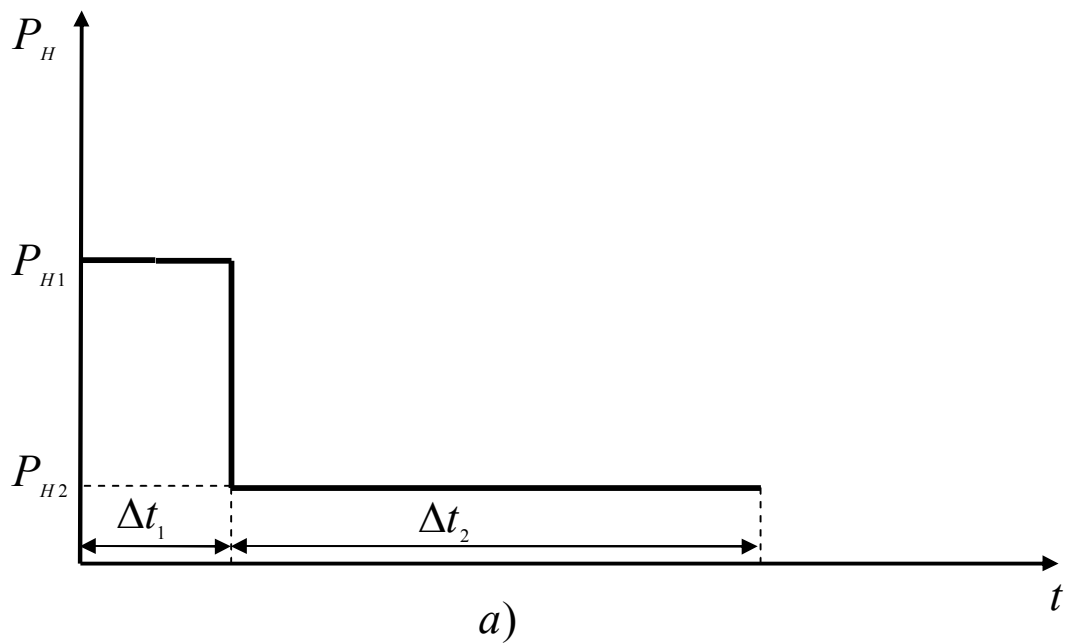


Рисунок 5.2 – Графіки зміни навантаження (а) і ємності АБ (б)

Графік зміни ємності акумуляторної батареї автономної сонячної електростанції при двоступеневої навантаженні представлений на рисунку 5.2, б.

На першому інтервалі часу витрата ємності акумуляторної батареї визначається як:

$$\Delta C_1 = \frac{P_{н1}}{U_n} \cdot \Delta t_1 \quad (5.13)$$

а на другому:

$$\Delta C_2 = \frac{P_{н2}}{U_n} \cdot \Delta t_2 \quad (5.14)$$

З огляду на, що $\Delta C = \Delta C_1 + \Delta C_2$, з (5.5), (5.13) і (5.14) отримуємо вираз для визначення необхідної ємності акумуляторної батареї автономної сонячної електростанції у вигляді:

$$C_n = \frac{100}{S_p U_n} \cdot (P_{н1} \cdot \Delta t_1 + P_{н2} \cdot \Delta t_2) \quad (5.15)$$

Розрахунок за рівнянням (5.15) дає завищену необхідну ємність акумуляторної батареї. Для більш точного визначення необхідної ємності необхідно як можна точніше врахувати зміну графіка навантаження на інтервалі нічного часу доби.

5.3.3 Розрахунок потужності зарядного пристрою АСЕ

Зарядка акумулятора – процес зворотний розрядці акумулятора – під час зарядки, акумулятор запасає енергію, живлячись від зовнішнього джерела струму або сонячної батареї. Повністю заряджений акумулятор накопичує заряд, що дорівнює ємності акумулятора. У практиці експлуатації акумуляторних батарей використовують, як правило, один з двох методів заряду батареї: заряд при сталості струму або заряд при сталості напруги. Обидва ці методи рівноцінні з точки зору їх впливу на довговічність батареї.

Заряд при сталості струму виробляється струмом, значення якого дорівнює 10 % від номінальної ємності при 20-годинному режимі розряду. Для

більшості стаціонарних свинцевих акумуляторів цей струм написаний на його корпусі. Максимальне значення зарядного струму становить від 0,2 до 0,3 ємності акумулятора. Для підтримання сталості струму протягом усього процесу заряду необхідний регулюючий пристрій. Недолік такого способу заряду – необхідність постійного контролю і регулювання зарядного струму, а також рясне газовиділення в кінці заряду.

Для зниження газовиділення і підвищення рівня зарядженості батареї доцільно поетапно знижувати силу струму при відповідному збільшенні зарядної напруги. Коли напруга досягне 14,4 В, зарядний струм зменшують в два рази і при такому струмі продовжують заряд до початку газовиділення. При заряді батарей, які не мають отворів для доливання води, доцільно при збільшенні зарядної напруги до 15 В ще раз зменшити струм в два рази. Батарея вважається повністю зарядженою, коли струм і напруга при заряді не змінюються протягом однієї-двох годин. Для сучасних не обслуговуваних батарей такий стан настає при напрузі 16,3–16,4 В.

Температура електроліту під час заряду батарей зростає, тому необхідно контролювати її значення, особливо до кінця заряду. Якщо до кінця заряду щільність електроліту відрізняється від норми, необхідно провести коригування доливкою дистильованої води в випадках, коли щільність вище норми, або доливкою розчину сірчаної кислоти щільністю 1,4 г / см³, коли вона нижча за норму.

При заряді при сталості напруги ступінь зарядженості акумуляторної батареї після закінчення заряду безпосередньо залежить від значення зарядної напруги. Так, наприклад, за 24 години безперервного заряду при напрузі 14,4 В повністю розряджена 12-вольта батарея зарядиться на 75–85 %. При напрузі 15 В – на 85–90 %, а при напрузі 16 В – на 95–97 %. Повністю зарядити виряджену батарею протягом 20–24 годин можна при напрузі зарядного пристрою 16,3–16,4 В. В перший момент включення зарядного пристрою струм може досягати 40–50 А і більше. Тому зарядний пристрій повинен

забезпечуватися схемними рішеннями, що обмежують максимальний струм заряду.

Для повного заряду акумуляторних батарей в скорочений час застосовується прискорений комбінований спосіб заряду, що полягає в заряді в два етапи. На першому етапі заряд здійснюється постійним струмом до досягнення напруги 14,5 В, на другому етапі – при постійній напрузі 13,8 В. Іноді цей метод швидкої зарядки називають заряд методом I–U (струм – напруга).

Метод дозволяє повністю зарядити свинцевий акумулятор приблизно за шість годин при початковому струмі заряду 20 % від ємності. Швидкий заряд частіше застосовується при експлуатації акумуляторів в циклічному режимі, тобто в АСЕ.

З вищесказаного випливає, що для заряду акумулятора 12 Вольт ($U_{AB} = 12$ В) необхідно мати максимальний струм заряду $I_{max, зар} = 0,2$ С / 1 год і максимальна вихідна напруга зарядного пристрою $U_{max, зар} = 16,5$ В. У загальному випадку акумуляторна батарея автономної сонячної електростанції складається з n послідовно включених одиночних акумуляторних батарей. В цьому випадку вихідна потужність зарядного пристрою дорівнює:

$$P_{3V} = n I_{max, зар} U_{max, зар} = 1,375 I_{max, зар} U_{AB} \quad (5.16)$$

Зарядка свинцевих акумуляторів, з'єднаних послідовно, становить небезпеку. При зарядці з'єднаних послідовно акумуляторів з різними ємностями їх параметри (енергоємність, напруга) все більше і більше розходяться, тобто «розбігаються». Тому на практиці широко застосовують зарядку окремих акумуляторів від індивідуальних зарядних пристроїв. Для окремого заряду акумуляторних батарей буде потрібно n зарядних пристроїв в n раз меншої потужності.

5.3.4 Розрахунок потужності основною шини АСЕ

Всі споживачі електроенергії і зарядний пристрій акумуляторної батареї автономної сонячної електростанції живляться через основну шину. Для правильного вибору перетину основної шини та визначення потужності сонячних батарей АСЕ необхідно знати пропускну потужність основної шини. Пропускна потужність основної шини АСЕ визначається як сума потужностей навантаження і заряду акумуляторної батареї:

$$P_{\text{ош}} = P_{\text{н}} + P_{\text{зв}} / \eta_2, \quad (5.17)$$

де $P_{\text{н}}$ – потужність навантаження АСЕ;

$P_{\text{зв}}$ – потужність зарядного пристрою АСЕ;

η_2 – ККД зарядного пристрою АСЕ.

5.3.5 Розрахунок потужності сонячних батарей АСЕ

Розрахунок потужності сонячних батарей необхідний для правильного їх вибору і забезпечення необхідною кількістю електроенергії автономної сонячної електростанції. Необхідна потужність сонячної батареї визначається співвідношенням:

$$P_{\text{сб}} = P_{\text{ош}} / \eta_1 = P_{\text{н}} / \eta_1 + P_{\text{зв}} / \eta_1 \eta_2 \quad (5.18)$$

де η_1 – ККД імпульсного перетворювача постійної напруги понижувального типу.

Кількість електроенергії, що виробляється сонячною батареєю залежить від погодних умов. Для обліку цього чинника необхідно визначити кількість сонячної енергії, на яку можна розраховувати в даній місцевості. Зазвичай ці дані можна отримати у місцевого постачальника сонячних батарей або на гідрометеостанції. При цьому важливо враховувати два фактори: середньорічну

сонячну радіацію, а також її середньомісячні значення при найгірших погодних умовах.

За допомогою першого чинника фотоелектричної системи можна розрахувати відповідно до середньорічної сонячної радіацією, тобто в деякі місяці буде більше енергії, ніж потрібно, а в інші – менше. При виборі другого чинника завжди буде, як мінімум, досить енергії для задоволення потреб, якщо виключити надзвичайно тривалі періоди поганої погоди.

Тепер можна підрахувати номінальну потужність фотоелектричного модуля. Взявши з таблиць значення сонячної радіації за цікавий для нас період і розділивши його на 1000, одержимо так зване кількість пікогодин, тобто умовний час, протягом якого сонце світить якби з інтенсивністю $1000 \text{ Вт} / \text{м}^2$.

Модуль потужністю P_w протягом обраного періоду виробить наступну кількість енергії:

$$W = k \cdot E \cdot P_w / 1000 ,$$

де E – значення інсоляції за обраний період;

k – коефіцієнт, що дорівнює 0,5 і 0,7 в літній і зимовий періоди, відповідно.

Він робить поправку на втрату потужності сонячних елементів при нагріванні на сонці, а також враховує похиле падіння променів на поверхню модулів протягом дня. Різниця в його значенні взимку і влітку обумовлена меншим нагріванням елементів в зимовий період.

Виходячи з сумарної потужності споживаної енергії і наведеної вище формули, легко розрахувати сумарну потужність модулів, простим поділом її на потужність одного модуля отримаємо кількість модулів. Використовуючи фотоелектричні модулі різної потужності, можна побудувати сонячну батарею з необхідною нам встановленою потужністю. При цьому можливі два варіанти: або недостатня, або надлишкова потужність сонячних батарей. У першому випадку сонячна батарея не зможе задовольнити загальну потребу в енергії. У другому випадку у вас буде надлишок електроенергії.

5.3.6 Розрахунок ККД АСЕ

Оцінка ефективності роботи автономної сонячної електростанції визначається коефіцієнтом корисної дії. ККД АСЕ визначається співвідношенням:

$$\eta = \frac{P_H}{P_{CB}} = \frac{P_H \eta_1 \eta_2}{P_H \eta_2 + P_{3V}}.$$

5.3.7 Вибір автономних інверторів напруги АСЕ

При виборі інвертора необхідно врахувати все сумарне навантаження приладів, які підключаються до інвертору, і збільшити, як мінімум, на 30% отриману потужність. Вибраний на цю потужність інвертор дозволить запускати такі електроприлади, як компресорний холодильник, насоси та ін., з пусковими потужностями, що в 3–4 рази перевищують паспортні значення.

6 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

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

$$P = \sqrt{3}UI \cos \varphi = \sqrt{3}S \cos \varphi. \quad (6.1)$$

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 приходить 65–70% споживаної реактивної потужності, 20–25% приходить на трансформатори і 10% на повітряні лінії електропередачі та інші приймачі (люмінесцентні лампи, індуктивні печі і та ін.). На рисунку наведена діаграма, що ілюструє роботу компенсуючого пристрою.

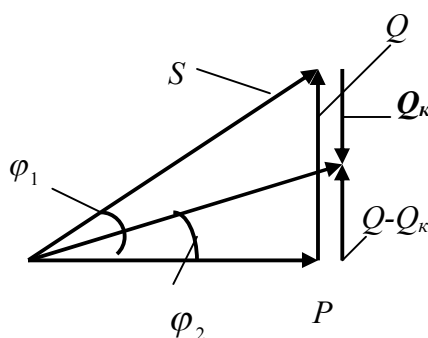


Рисунок 6.1 – Діаграма роботи пристрою компенсації реактивної потужності

При зниженні споживання реактивної потужності Q до $Q - Q_k$ величина φ_1 зменшується до φ_2 , що приводить до збільшення коефіцієнта потужності при постійній величині переданої активної потужності.

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

Витрати на виробництво реактивної потужності генераторами електричних станцій, як правило, нижче, ніж витрати на виробництво реактивної потужності іншими джерелами. Але передача реактивної потужності від шин електричних станцій по мережах електричної системи і мережах промислових підприємств приводить до додаткових витрат. Це:

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

$$\Delta P_p = \frac{Q^2}{U^2} R, \quad (6.2)$$

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:

$$\Delta Q = \frac{Q^2}{U^2} X. \quad (6.3)$$

- Збільшуються перерізи провідників і номінальна потужність трансформаторів.

- Збільшуються втрати напруги в елементах мережі

$$\Delta U_p = \frac{QX}{U}, \quad (6.4)$$

тому що:
$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p.$$

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 видів, потужності і місць розміщення компенсуючих 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 поступають у вузол і що відходять від вузла, дорівнює нулю. У загальному вигляді рівняння балансу реактивної потужності можна записати:

$$Q_{Г\Sigma} = Q_{n\Sigma} + \Delta Q_{л\Sigma} + \Delta Q_{тр\Sigma}, \quad (6.5)$$

де $Q_{Г\Sigma}$ – сумарне надходження реактивної потужності від її джерел (генераторів);

$Q_{n\Sigma}$ – сумарне реактивне навантаження споживачів;

$\Delta Q_{л\Sigma}$ – сумарні втрати реактивної потужності в лінії мережі;

$\Delta Q_{тр\Sigma}$ – 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:

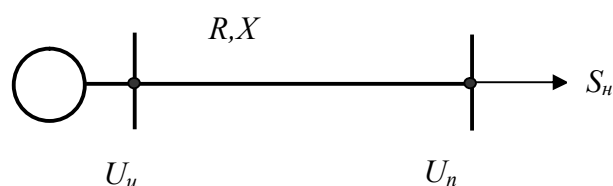


Рисунок 6.2 – Мережа енергосистеми і споживача

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 напрузі відповідає навантаження:

$$S_n = \sqrt{P_n^2 + Q_n^2}. \quad (6.6)$$

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

$$U_n = U_u - \Delta U = U_u - \frac{P_n R + Q_n X}{U_n}, \quad (6.7)$$

де ΔU – втрата напруги в мережі при передачі навантаження Q_n і P_n ;

R, X – відповідно активний і реактивний опір мережі.

Компенсація реактивної потужності дозволяє знизити втрати напруги в мережі. Якщо до проведення заходів щодо компенсації втрати напруги складають ΔU , то після проведення таких заходів вони становлять:

$$\Delta U' = \frac{P_n R + (Q_n - Q_{к.у.}) X}{U_n}, \quad (6.8)$$

де $Q_{к.у.}$ – потужність пристроїв, що компенсують. Зниження втрат напруги за рахунок компенсації реактивної потужності складає:

$$\delta U = \Delta U - \Delta U' = \frac{P_n R + Q_n X}{U_n} - \frac{P_n R + (Q_n - Q_{к.у.}) X}{U_n} = \frac{Q_{к.у.} X}{U_n}. \quad (6.9)$$

Тому установка біля (у) споживачів компенсуючих 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).

6.1 Способи і засоби компенсації реактивної потужності

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

- впорядкування технологічного процесу для підвищення коефіцієнта потужності;
- використання синхронних двигунів у всіх випадках, коли це раціонально 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 та ін.

Однак без технічних засобів здійснити ці заходи не можливо. До таких технічних засобів відносяться:

Конденсаторні батареї

Конденсаторні батареї є основним засобом компенсації реактивної потужності в системі електропостачання. Головними їх перевагами є:

- 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 установки в будь-якій точці мережі: біля (у) окремих електроприймачів, групами в цехах або великих батареях.

До недоліків конденсаторів відносяться:

– залежність генерованої реактивної потужності від напруги мережі:

$$Q_{ген} = \left(\frac{U_c}{U_{б.к.}} \right)^2 Q_{н.б.к.},$$

де U_c – 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 перекручень живильної напруги (вищих гармонік);

– пожежонебезпечність;

– наявність залишкової напруги.

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

Індивідуальна компенсація здійснюється за допомогою статичних конденсаторів, які підключають наглухо до затисків електроприймача. При такій компенсації весь ланцюг 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 затисків якого вони підключені. У зв'язку з цим індивідуальна компенсація застосовується для потужних електроприймачів, які працюють у тривалому режимі.

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 протилежному випадку конденсаторні установки розміщують в окремому приміщенні, а така компенсація називається централізованою.

При централізованій компенсації компенсуючі 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 ступінчасто-регульованими джерелами реактивної потужності. Батарею необхідно розділяти на секції, кожен з яких слід підключати через окремий комутаційний апарат. Це приводить до створення принципово нових компенсуючих пристроїв статичних джерел реактивної потужності (ІРМ), до яких ставляться такі вимоги:

- висока швидкодія 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 ІРМ є конденсатор і дросель – накопичувачі електромагнітної енергії і вентиля (тиристори), що забезпечують її швидке перемикання. Розглянемо одну з таких схем, що застосовується в мережах з різкозмінним навантаженням.

У цій схемі використовують регульовану 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.

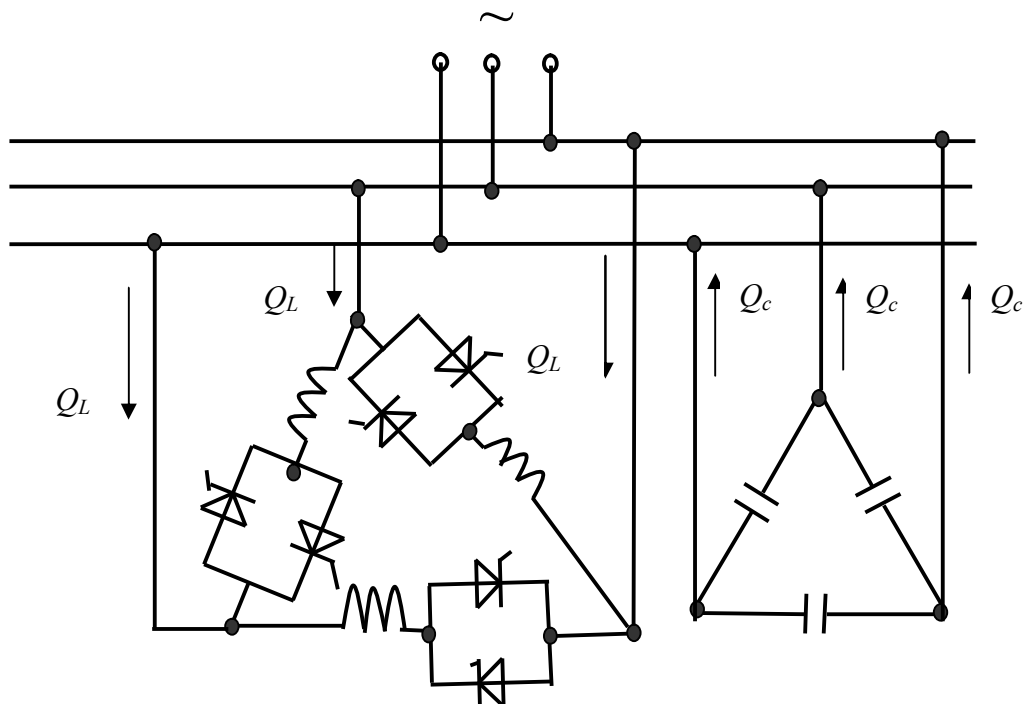


Рисунок 6.3 – Статистичне джерело реактивної потужності

Шляхом зміни струму збудження можна забезпечити регулювання реактивної потужності за будь-яким законом. Вартість автоматичних регуляторів збудження АЗР не велика. 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 визначеного 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 , яку може згенерувати синхронний двигун, побудовані у відносних одиницях при різному

коефіцієнті завантаження двигуна (рис. 6.4). Де за базисні умови прийняті номінальна напруга $U_{ном}$ і номінальна реактивна 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 володіють гарними динамічними характеристиками 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 в порівнянні 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.

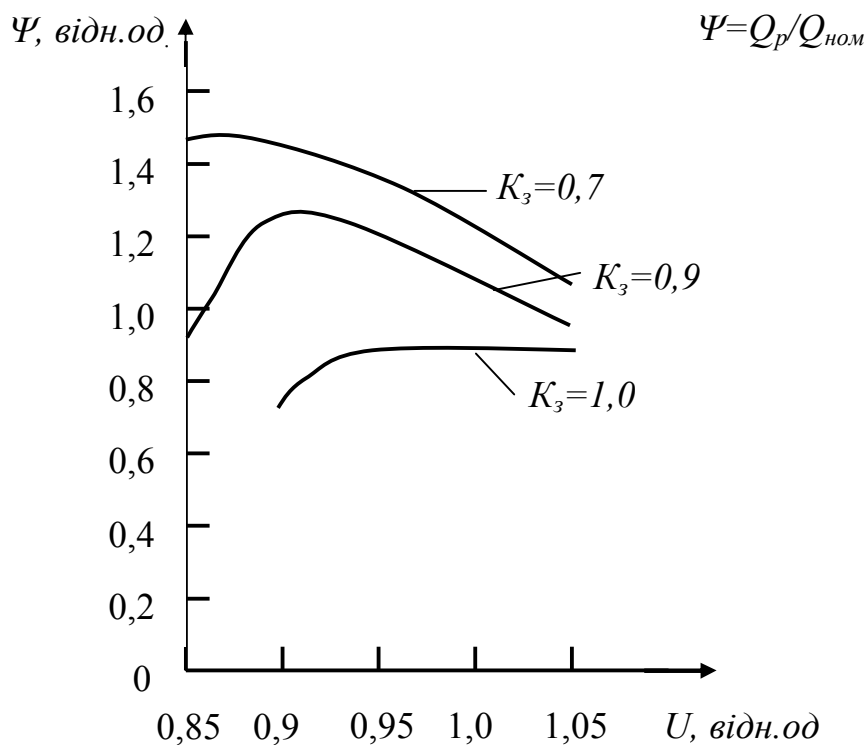


Рисунок 6.4 – Зміна реактивної потужності синхронного двигуна

6.2 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 оптимального числа 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:

$$Q_{н.к.} = Q_{н.к.(1)} + Q_{н.к.(2)}, \quad (6.10)$$

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:

$$N_{T \min} = P_{м.Т} / (\beta_T S_T) + \Delta N, \quad (6.11)$$

де $P_{м.Т}$ – найбільше сумарне розрахункове, активне навантаження даної групи трансформаторів;

β_T – коефіцієнт завантаження трансформаторів;

S_T – прийнята номінальна потужність одного трансформатора;

ΔN – добавка до найближчого, більшого цілого числа.

Економічно оптимальне число трансформаторів визначають за формулою:

$$N_{T,\text{Э}} = N_{T\text{min}} + m, \quad (6.12)$$

де m – додаткове число трансформаторів, обумовлене залежно від $N_{T\text{min}}$ і ΔN за рисунком В.1 додатку В.

При трьох і менш трансформаторах їх потужність вибирається виходячи з найбільшого активного навантаження відповідно до умови:

$$S_T \geq P_{m.T} / (\beta_T N). \quad (6.13)$$

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

$$Q_T = \sqrt{(N_{T,\text{Э}} \beta_T S_T)^2 - P_{m.T}^2}. \quad (6.14)$$

Сумарна потужність батареї конденсаторів для даної групи трансформаторів на першому етапі розрахунків складає:

$$Q_{н.к.(1)} = Q_{m.T} - Q_T, \quad (6.15)$$

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

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

$$Q_{н.к.(2)} = Q_{m.T} - Q_{н.к.(1)} - \gamma N_{T,\text{Э}} S_T, \quad (6.16)$$

де γ – розрахунковий коефіцієнт, що залежить від показників K_1 та K_2 і схеми живлення цехової підстанції (для радіальної схеми цей коефіцієнт визначається

за рисунком В.2 додатку В; для магістральної з двома трансформаторами – за рисунком В.3 додатку В; для магістральної з трьома і більше $\gamma = K_1 / 30$; для двоступінчастої схеми живлення трансформаторів від РП 10 кВ, на яких відсутні джерела реактивної потужності $\gamma = K_1 / 60$).

Значення K_1 рекомендується приймати за таблицею В.1 додатку В, значення K_2 – за таблицею В.2 додатку В. Якщо виявиться, що $Q_{н.к.(2)} < 0$, то для даної групи трансформаторів $Q_{н.к.(2)} = 0$, $Q_{н.к.} = Q_{н.к.(1)} + Q_{н.к.(2)}$.

6.3 Визначення реактивної потужності, що генерується синхронними двигунами

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

$$Q_{с.д} = P_{с.д.ном} \beta_{с.д} \operatorname{tg} \varphi_{ном}, \quad (6.17)$$

де $P_{с.д.ном}$ – номінальна активна потужність;

$\beta_{с.д.}$ – коефіцієнт завантаження за активною потужністю.

6.4 Визначення потужності батарей конденсаторів у мережах напругою понад 1000 В

Для кожної цехової ПС визначають не скомпенсоване реактивне навантаження на стороні 10 кВ кожного трансформатора

$$Q_{т.нагр.} = Q_{м.т.} - Q_{н.к.ф.} + \Delta Q_m, \quad (6.18)$$

де $Q_{м.т.}$ – найбільше розрахункове реактивне навантаження трансформатора;

$Q_{н.к.ф.}$ – фактично прийнята потужність батарей конденсаторів;

ΔQ_m – сумарні реактивні втрати в трансформаторі при його коефіцієнті завантаження β_m , кВАр.

Таблиця 6.1 – Коефіцієнт завантаження трансформатора β_m

Номінальна потужність тр-ра, кВА	Завантаження трансформатора β_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 не скомпенсоване реактивне навантаження Q_{pn} , як суму реактивних потужностей, що живляться від цехових ПС та інших споживачів:

$$Q_{B.K} = \sum_{i=1}^n Q_{p.n.i} - Q_{E1}, \quad (6.19)$$

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 прийняти 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 округляється до найближчої стандартної потужності ККУ. До кожної секції РП рекомендується підключити компенсуючі пристрої однакової потужності, але не менше 1000 кВАр. При меншій потужності батареї її слід встановлювати на живильній ПС, якщо вона належить промислового підприємству.

6.5 Компенсація реактивної потужності при наявності специфічних навантажень

Розвиток науково-технічного прогресу в промисловості супроводжується широким застосуванням силової напівпровідникової перетворюючої 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 не можливі або не доцільні внаслідок конструктивних, технологічних і економічних розумінь. Це:

- дугові сталеплавильні печі три – і однофазного виконання;
- Однофазні установки електрошлакового переплавлення потужністю до $P = 10\,000$ кВА;
- 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 істотно 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 частому 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 симетризування напруги мережі.

6.5.1 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 – $S_{к.з.} / S_{н.л.} \geq 200$,

б) для інших нелінійних навантажень – $S_{к.з.} / S_{н.л.} \geq 100$,

де $S_{к.з.}$ – потужність к.з. 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 :

$$K_{н.с.} = 100 \sqrt{\sum_{v=2}^n U_v^2} / U_{ном}, \quad (6.20)$$

де U_v – діюче значення напруги v -ї гармоніки;

$U_{ном}$ – номінальна напруга мережі;

n – порядковий номер останньої з гармонік, що враховуються.

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

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

$$U_v = I_v v U_{н.л} U_n / S_{к.з.}, \quad (6.21)$$

де I_v – діюче значення фазного струму v -ї гармоніки;

v – 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 виду нелінійного навантаження.

Розглянемо розрахунок гармоніки струму для найбільш розповсюдженого нелінійного навантаження – вентильних перетворювачів. Для одиночного вентильного перетворювача значення фазного струму v -ї гармоніки розраховується за наступною формулою:

$$I_v = \frac{m S_{н.р}}{\sqrt{3} \pi U_n x_* v^2} \sin \varphi \sin \left(\frac{3 v x_*}{m \sin \varphi} \right), \quad (6.22)$$

де m – число фаз випрямляча перетворювача;

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

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

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

Залежно від схеми випрямлювача одиночного перетворювача рекомендується враховувати наступні 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: $I_v = S_{n.p.} / (U_n v \sqrt{3})$.

Для мереж з вентильними перетворювачами можна, не обчислюючи гармоніки струму і напруги визначати коефіцієнт несинусоїдальності за формулі:

$$K_{н.с.} = \frac{S_{n.p.}}{S_{к.з.}} \sqrt{\frac{0,955 \sin \varphi}{S_{n.p.} / S_{к.з.} + x_{n.p.*}}} - 0,91, \quad (6.23)$$

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

$U_{к.з.}$ – напруга к.з. трансформатора перетворювача, %;

κ_p – коефіцієнт розщеплення обмотки трансформатора (з каталогу);

S_{mp} – номінальна потужність трансформатора.

Для дугової сталеплавильної печі (ДСП) при визначенні сили струму гармонік у режимі розплавлювання достатньо враховувати тільки 2–7-у гармоніки. Сила струму залежить від кількості і потужності ДСП і 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 розплавлювання.

– для групи печей різної потужності

$$I_{v.zp.} = I_{v.max} \sqrt[4]{\sum_{i=1}^n (S_{n.m.i} / S_{n.m.max})}, \quad (6.24)$$

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.

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

Для установки дугового або контактеного зварювання сила струму гармонік (рекомендується враховувати тільки 3-ю і 5-ю) складає:

– для одиначної установки

$$I_v = S_m \beta_{cv} \sqrt{TB} / v^2 U_{ном} , \quad (6.25)$$

де S_m – номінальна потужність трансформатора;

β_{cv} – коефіцієнт завантаження;

TB – тривалість включення.

– для групи установок дугового електрозварювання при незалежному режимі роботи

$$I_{v.sp} = \sqrt{\sum_{i=1}^n I_{v.i}^2} , \quad (6.26)$$

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

n – загальне число працюючих установок.

6.5.3 Визначення струмів гармонік, генерованих установками дугового електрозварювання постійного струму

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

– для одиначної установки

$$I_v = I_{cv} / v ,$$

де I_{cv} – номінальний струм первинного струму установки.

– для групи установок

$$I_{v.sp} = \sqrt{\sum_{i=1}^n I_{v.i}^2} , \quad (6.27)$$

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

n – загальне число працюючих установок.

7 ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ І СПОСОБИ ЇЇ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

Електроенергія як товар має ряд специфічних властивостей. Вона безпосередньо використовується при створенні інших видів продукції і впливає на економічні показники виробництва, на якість виробів. Поняття якості електричної енергії відрізняється від поняття якості інших товарів. Якість електроенергії виявляється через якість роботи електроприймачів (ЕП). Тому якщо ЕП працює незадовільно й у кожному конкретному випадку аналіз якості споживаної електроенергії дає позитивні результати, то винувата якість виготовлення ЕП. Якщо параметри якості електроенергії не відповідають вимогам, то висувуються претензії постачальнику – енергетичному підприємству.

Якість електроенергії на місці виробництва не гарантує її якість на місці споживання. Характер самого виробничого процесу істотно впливає на параметри якості електроенергії. Якість електроенергії до і після включення споживача в точці його приєднання може бути різною. Власне кажучи, якість електроенергії можна було б характеризувати терміном «електромагнітна сумісність» (ЕМС). Під ЕМС розуміють здатність устаткування нормально функціонувати в його електромагнітному середовищі, не створюючи неприпустимих електромагнітних перешкод для іншого устаткування, що функціонує в тому ж середовищі.

При транспортуванні електроенергії від місця її виробництва до споживачів вона частково витрачається, при цьому виникає необхідність належного забезпечення якості електроенергії в точці підключення споживача електроенергії (ТПЕ).

Електроприймачі й апарати, приєднані до електричних мереж, призначені для роботи при певних номінальних параметрах: номінальній частоті змінного струму, номінальній напрузі, номінальному струмі і т. д. При роботі електроспоживачів повинна забезпечуватись необхідна якість електричної

енергії. Основними режимними параметрами, що визначають якість електричної енергії протягом тривалого часу, вважалися значення частоти змінного струму f в електричній системі і рівні напруги U у вузлах мережі. Однак при провадженні в технологічні виробничі процеси ЕП, які мають нелінійні вольт–амперні характеристики, все частіше доводиться враховувати можливість порушення симетрії, синусоїдальної форми кривої живильної напруги у трифазних мережах.

На показники якості електричної енергії помітно впливають параметри мереж, тому що електроприймачі й апарати можуть приєднуватися в різних пунктах. Наприклад, напруга на затискачах ЕП залежатиме від довжини й характеру електричної мережі, що знаходиться між джерелами живлення і даними ЕП. Тому показники, пов'язані з напругою, є місцевими (локальними), що мають різні значення в точках мережі. Частота (f) мережі є загальносистемним (глобальним) параметром якості електричної енергії.

Досвід проектування і експлуатації електричних мереж показує, що заходи щодо виключення або зниження впливу електричних мереж на показники якості електричної енергії можуть бути досить дорогими. З погляду народного господарства більш економічним є створення ЕП (апаратів), що допускають роботу при деяких, відносно невеликих, нормованих відхиленнях від номінальних параметрів. При цьому технічні й економічні показники роботи ЕП будуть дещо змінюватися, але вони повинні знаходитися в межах, що забезпечують оптимальні умови роботи ЕП. Тому на етапі проектування мережі при заданих режимах її роботи необхідно визначати показники якості електричної енергії і, якщо це необхідно, вибирати найбільш економічні засоби приведення параметрів якості електроенергії до припустимих меж (норм). В електричній мережі повинен здійснюватися систематичний контроль за показниками якості електричної енергії і, відповідно, вживатися заходи для приведення параметрів якості до припустимих норм.

Існують як національні, так і міжнародні норми на припустимі відхилення параметрів якості електричної енергії. Однак повної однаковості тут

не досягнуто і прагнути до цього, очевидно, не варто. У кожній країні ці норми диктуються своїми організаційними, технічними й економічними передумовами. Науковими і практичними аспектами розробки міжнародних нормативів ЕМС займається Міжнародна електротехнічна комісія (МЕК), де створений технічний Комітет № 77 «Електромагнітна сумісність устаткування, включаючи електричні мережі». Крім того, питання якості електричної енергії є предметом вивчення Дослідницького комітету № 36 Міжнародної конференції з великих енергетичних систем (СИГРЕ). В Україні проблема ЕМС розглядається з позицій нормування в більш вузьких рамках як проблема якості електричної енергії. У 1967 р. був введений в дію перший в країні державний стандарт ДСТ 13109–67 на якість електроенергії. Він зазнав коректування в 1979 і в 1989 р. р. Так, 1 січня 2000 р. введено в дію як державний стандарт України наказом Держстандарту України від 18 червня 1999 р. новий міждержавний стандарт ДСТ 13109–97. Електрична енергія. Електромагнітна сумісність технічних засобів. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення.

7.1 Показники якості електричної енергії

Дотримання енергопостачальними організаціями і ЕП показників якості дозволяє не тільки заощаджувати паливно-енергетичні ресурси, але й інші види матеріальних ресурсів, частина яких при низькому рівні якості електроенергії витрачається на продукцію, що відбраковуюється та утилізується.

Показники якості електроенергії (ПЯЕ) підрозділяються на дві групи:

- основні ПЯЕ, що визначають властивості електроенергії, які характеризують її якість;
- додаткові ПЯЕ, що є формою запису основних показників, які використовуються в нормативно-технічних документах.

До основних показників якості відносяться:

- відхилення частоти Δf ;

- відхилення напруги ΔU ;
- розмах зміни напруги δU_i ;
- коефіцієнт (доза флікер) коливання напруги Ψ ;
- коефіцієнт несинусоїдальності напруги $K_{н.с.U}$;
- коефіцієнт ν -ої гармонійної складової $K_{U(\nu)}$;
- коефіцієнт зворотної послідовності K_{2U} ;
- коефіцієнт нульової послідовності K_{0U} ;
- тривалість провалу напруги $-\Delta t_n$;
- імпульсна напруга $U_{имп}$;

До додаткових показників якості відносяться:

- коефіцієнт амплітудної модуляції $K_{мод.}$;
- коефіцієнт небалансу міжфазних напруг $K_{неб.}$;
- коефіцієнт небалансу фазних напруг $K_{неб.ф.}$

Для визначення припустимих значень деяких з основних ПЯЕ використовують наступні допоміжні параметри:

- частота зміни напруги F ;
- інтервал часу між змінами напруги $\Delta t_i, \Delta t_{i+1}$;
- глибина провалу напруги ΔU_n ;
- інтенсивність провалів напруги m^* .

Якість електричної енергії в електричних мережах характеризується:

- а) для трифазних мереж всіма основними показниками;
- б) для однофазних мереж усіма показниками за винятком несиметрії напруг.

Тривалість виміру показників якості електричної енергії повинна бути не менше доби. У зв'язку з випадковим характером зміни навантажень в електричних мережах, вимога дотримання рівнів ПЯЕ протягом усього цього часу практично нереальна. У цьому випадку існує ймовірність перевищення рівнів основних ПЯЕ. Для того щоб ДСТ 13109–97 дотримувався, при розрахунках між електропостачальними організаціями і споживачами діє Прейскурант «Тарифи на електричну енергію», що обумовлює знижки

(надбавки) до тарифу за якість електричної енергії по кожному показнику якості. Тобто у випадку, якщо споживачі одержують електроенергію зниженої якості і самі при роботі не вносять перекручень у мережу, платити за електроенергію вони будуть зі знижкою до тарифу. У протилежному разі, якщо споживач вносить перекручення в мережу по несиметрії, несинусоїдальності, коливаннях напруги, то до тарифу він матиме надбавку.

7.1.1 Відхилення частоти

Відхилення частоти в електричній системі Δf , Гц, визначається за виразом:

$$\Delta f = (f - f_{ном.}), \quad (7.1)$$

де f – поточне (фактичне) значення частоти мережі, Гц;

$f_{ном}$ – номінальне значення частоти мережі, Гц.

7.1.2 Відхилення напруги

Відхилення напруги в нормальному сталому режимі електричної системи визначається за виразом

$$\Delta U = \frac{U - U_{ном.}}{U_{ном.}} 100\%, \quad (7.2)$$

де U – діюче (фактичне) значення напруги, В, кВ;

$U_{ном}$ – номінальне значення напруги, В, кВ.

В електричних мережах однофазного струму дійсне значення напруги визначається як діюче значення напруги основної частоти $U_{(1)}$ без урахування гармонійних складових напруги, а в електричних мережах трифазного струму – як діюче значення напруги прямої послідовності основної частоти $U_{1(1)}$.

В електричних мережах трифазного струму напруга прямої послідовності основної частоти $U_{I(1)}$ визначається рівнянням

$$U_{I(1)} = \sqrt{\frac{1}{12} \left[\left(\sqrt{3}U_{BA(1)} + \sqrt{4U_{CB(1)} - \left(\frac{U_{CB(1)}^2 - U_{AC(1)}^2}{U_{BA(1)}} - U_{BA(1)} \right)^2} \right)^2 + \frac{U_{CB(1)}^2 - U_{AC(1)}^2}{U_{BA(1)}} \right]} \quad (7.3)$$

де $U_{BA(1)}$, $U_{CB(1)}$, $U_{AC(1)}$ – діючі значення міжфазних напруг основної частоти.

При визначенні $U_{I(1)}$ допускається користуватися спрощеним виразом

$$U_{I(1)} = \frac{1}{3} (U_{BA(1)} + U_{CB(1)} + U_{AC(1)}), \quad (7.4)$$

а у випадках, коли несинусоїдальність у мережі менше 5 %, замість $U_{I(1)}$ допускається застосовувати при обчисленні відхилення напруги діюче значення напруги.

7.1.3 Коливання напруги. Розмах зміни напруги і доза коливань напруги

Розмахами зміни напруги називають одиночні зміни амплітудних (або діючих) значень напруги будь-якої форми з частотою повторення більше двох разів за хвилину і з частотою від двох разів у хвилину до одного разу за годину, що мають середню швидкість зміни напруги більше 0,1 % /секунду для ламп розжарювання і 0,2 % /секунду для інших електроприймачів.

Розмах зміни напруги електричної мережі обчислюється виразом:

$$\delta U_t = \frac{U_i - U_{i+1}}{\sqrt{2}U_{ном}} 100\%, \quad (7.5)$$

де U_i , U_{i+1} – значення наступних один за одним екстремумів (або екстремуму і горизонтальної ділянки), що обминають амплітудні значення напруги, В, кВ (рис. 7.1).

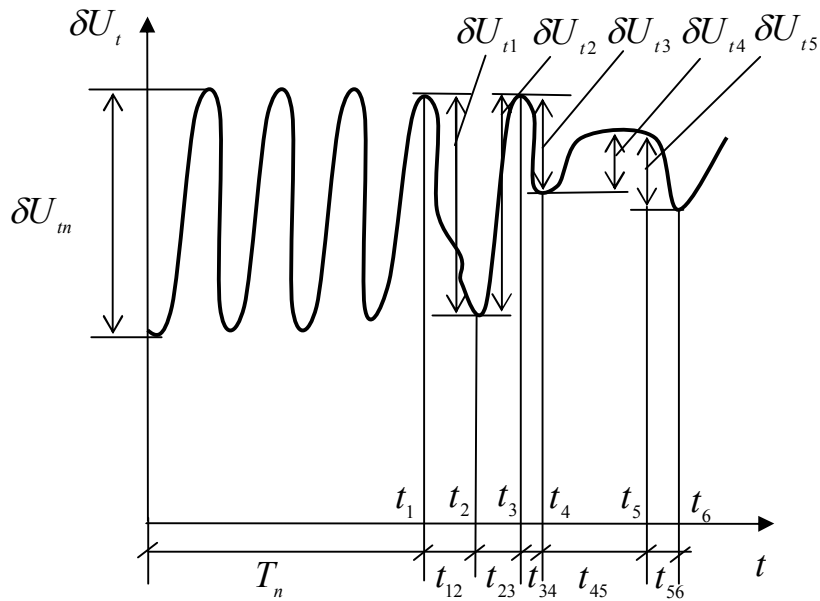


Рисунок 7.1 – Коливання напруги

7.1.4 Коефіцієнт (доза) коливань напруги

Доза коливань напруги – це інтегральна характеристика коливань напруги, що викликають у людини, накопичене за встановлений період часу роздратування миготіннями світла.

Дозу коливань напруги ψ , у відсотках в квадраті, визначають з рівняння:

$$\psi = \frac{1}{\theta} \int_{t-\theta}^t dt \int_0^{25} g_f^2 S(f, t) df, \quad (7.6)$$

де g_f – коефіцієнт приведення дійсних розмахів зміни напруги до еквівалентних, що визначаються відповідно до таблиці Д 4.1;

θ – інтервал часу осереднення, який дорівнює 10 хв.;

$S(f, t)$ – частотний спектр процесу зміни напруги в момент часу t .

При періодичних чи близьких до періодичних змін напруги допускається обчислювати дозу коливань напруги ψ за виразом:

$$\psi = \frac{1}{\theta} \int_{t-\theta}^t \sum g_f^2 \delta U_t^2 dt, \quad (7.7)$$

де δU_t – діюче значення складових розкладення в ряд Фур'є змін напруги з розмахом δU_t , що визначаються відповідно до виразу (4.5).

Експериментально доведено, що найбільш дратуюча дія миготіння світла настає у людини при частоті миготіння, яка дорівнює 8,8 Гц, при визначеній величині розмаху δU_t . Довжина дії коливань напруги при цьому дорівнює 10 хв. Тому, при розрахунку дози коливання напруги слід враховувати внесок величини розмахів δU_t будь-якої частоти до величини розмаху δU_t при частоті 8,8 Гц. Врахування цього внеску g_f проводиться згідно з даними, наведеними в таблиці Г.1 додатку Г.

7.1.5 Несинусоїдальність напруги

Несинусоїдальність напруги характеризується наявністю крім гармоніки напруги основної частоти $U_{(1)}$ гармонік U_v інших вищих частот, кратних основній частоті ($v = 2, 3, 4, \dots, \infty$), які звичайно визначаються розкладанням кривої фактичної напруги в ряд Фур'є. Несинусоїдальність напруги характеризується коефіцієнтом несинусоїдальності напруги і коефіцієнтом v -ї гармонічної складової.

7.1.6 Коефіцієнт несинусоїдальності кривої напруги

Коефіцієнт несинусоїдальності кривої напруги $K_{нс.U}$ обчислюють за формулою:

$$K_{нс.U} = \frac{100\% \sqrt{\sum_{v=2}^N U_v^2}}{U_{ном}}, \quad (7.8)$$

де U_v – діюче значення v -ї гармонічної складової напруги, В, кВ;

v – порядок гармонічної складової напруги;

N – порядок останньої з урахованих гармонічних складових напруги;

$U_{ном}$ – номінальна напруга мережі, В, кВ.

При визначенні даного показника допускається:

а) не враховувати гармонічні складові порядку $\nu > 40$ і (або) значення яких менше 0,3;

б) обчислювати даний ПЯЕ за допомогою рівняння:

$$K_{нс.U} = \frac{100 \% \sqrt{\sum_{\nu=2}^N U_{\nu}^2}}{U_{(1)}}, \quad (7.9)$$

де $U_{(1)}$ – діюче значення напруги основної частоти, В, кВ.

7.1.7 Коефіцієнт ν -ї гармонічної складової напруги

Коефіцієнт ν -ї гармонічної складової напруги обчислюють за виразом

$$K_{U(\nu)} = 100 \% U_{\nu} / U_{ном}, \quad (7.10)$$

де U_{ν} – діюче значення ν -ї гармонічної складової напруги, В, кВ;

$U_{ном}$ – номінальна напруга мережі, В, кВ.

Допускається обчислювати даний ПЯЕ за виразом:

$$K_{U(\nu)} = 100 \% U_{\nu} / U_{(1)}, \quad (7.11)$$

де $U_{(1)}$ – діюче значення напруги основної частоти, В, кВ.

7.1.8 Несиметрія напруги

Несиметрія напруги характеризується наявністю у трифазній електричній мережі зворотної або нульової послідовності, значно менших за величиною відповідних складових напруги прямої (основної) послідовності. Несиметрія характеризується коефіцієнтом зворотної послідовності напруги $K_{2U(\epsilon 2)}$ і коефіцієнтом нульової послідовності напруги K_{0U} .

7.1.8.1 Коефіцієнт зворотної послідовності напруги

Цей коефіцієнт розраховують за виразом

$$K_{U(v)} = \frac{U_{2(1)}}{U_{ном}} 100\%, \quad (7.12)$$

де $U_{2(1)}$ – діюче значення напруги зворотної послідовності основної частоти трифазної системи напруг, В, кВ;

$U_{ном}$ – номінальне значення міжфазної напруги мережі, В, кВ.

Діюче значення напруги зворотної послідовності основної частоти $U_{2(1)}$ обчислюють з рівнянням:

$$U_{2(1)} = \sqrt{\frac{1}{12} \left[\left(\sqrt{3}U_{BA(1)} - \sqrt{4U_{CB(1)}^2 - \left(\frac{U_{CB(1)}^2 - U_{AC(1)}^2}{U_{BA(1)}} + U_{BA(1)} \right)^2} \right)^2 + \frac{U_{CB(1)}^2 - U_{AC(1)}^2}{U_{BA(1)}} \right]}, \quad (7.13)$$

де $U_{BA(1)}$, $U_{CB(1)}$, $U_{AC(1)}$ – діючі значення міжфазних напруг основної частоти.

При визначенні даного ПЯЕ допускається:

а) обчислювати $U_{2(1)}$ за приблизною формулою:

$$U_{2(1)} = 0,62(U_{нб(1)} - U_{нм(1)});$$

б) застосовувати при обчисленні $U_{2(1)}$ замість діючих значень міжфазних напруг основної частоти діючі значення міжфазних напруг, які визначаються з урахуванням всіх гармонічних складових, якщо $K_{нс.U} \leq 5\%$;

в) обчислювати даний ПЯЕ за виразом:

$$K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{1(1)}} 100\%. \quad (7.14)$$

7.1.8.2 Коефіцієнт нульової послідовності напруги

Коефіцієнт нульової послідовності напруги K_{0U} трифазної чотирипровідної системи розраховують за виразом:

$$K_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{ном.ф}} 100 \%, \quad (7.15)$$

де $U_{0(1)}$ – діюче значення напруги нульової послідовності основної частоти трифазної системи напруг, В, кВ;

$U_{ном.ф}$ – номінальне значення фазної напруги, В, кВ.

Діюче значення $U_{0(1)}$ обчислюють формулою

$$U_{0(1)} = \frac{1}{6} \sqrt{\left(\left[\frac{U_{CB(1)}^2 - U_{AC(1)}^2}{U_{BA(1)}} - 3 \frac{U_{B(1)}^2 - U_{A(1)}^2}{U_{BA(1)}} \right]^2 + \sqrt{4U_{CB(1)}^2 - \left(\frac{U_{CB(1)}^2 - U_{AC(1)}^2}{U_{BA(1)}} + U_{BA(1)} \right)^2} - 3 \sqrt{4U_{B(1)}^2 - \left(\frac{U_{B(1)}^2 - U_{A(1)}^2}{U_{BA(1)}} + U_{BA(1)} \right)^2} \right)^2} \quad (7.16)$$

де $U_{BA(1)}, U_{CB(1)}, U_{AC(1)}$ – діючі значення міжфазних напруг основної частоти;

$U_{A(1)}, U_{B(1)}, U_{C(1)}$ – діючі значення фазних напруг основної частоти.

При визначенні даного ПЯЕ допускається:

– обчислювати $U_{0(1)}$ за приблизною формулою:

$$U_{0(1)} = 0,62(U_{нб\ \phi(1)} - U_{нм\ \phi(1)}),$$

де $U_{нб\ \phi(1)}, U_{нм\ \phi(1)}$ – найбільше і найменше діючі значення з трьох фазних напруг основної частоти;

– застосовувати замість діючих значень між фазних і фазних напруг основної частоти діючі значення напруг, які визначаються з урахуванням всіх гармонічних складових, якщо $K_{нс.U} \leq 5\%$;

- обчислювати даний ПЯЕ за виразом

$$K_{2U} = \frac{\sqrt{3}U_{0(1)}}{U_{1(1)}} 100\%, \quad (7.17)$$

де $U_{1(1)}$ – діюче значення напруги прямої послідовності основної частоти, В, кВ.

7.1.9 Провал напруги

До провалів напруги відносяться раптова значна зміна напруги в точці електричної мережі, за якою йде відновлення напруги до початкового або близького до нього рівня через проміжок часу від кількох періодів до кількох десятків секунд (рис. 7.2).

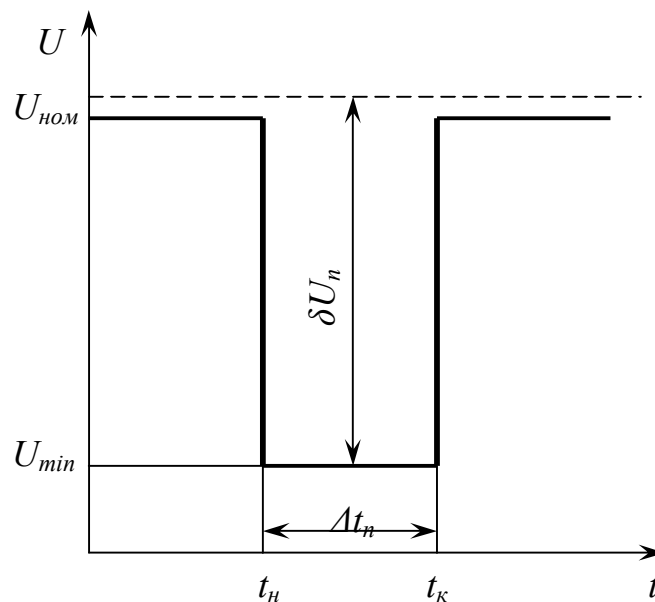


Рисунок 7.2 – Провал напруги

Провал напруги характеризується глибиною провалу напруги δU_n – різницею між номінальним значенням напруги і мінімальним діючим

значенням напруги, що виражається в одиницях напруги або у відсотках від її номінального значення. Провал напруги обчислюють за виразом:

$$\delta U_n = U_{\text{ном}} - U_{\text{min}}, \quad (7.18)$$

або

$$\delta U_n = \frac{U_{\text{ном}} - U_{\text{min}}}{U_{\text{ном}}} 100 \%, \quad (7.19)$$

Друга характеристика провалу напруги (Δt_m) – тривалість провалу напруги, с. Її розраховують згідно з виразом:

$$\Delta t_m = t_n - t_k, \quad (7.20)$$

де t_n – початковий момент провалу напруги, с;

t_k – кінцевий момент провалу напруги, який визначається моментом відновлення напруги до початкового чи близького рівня, с.

7.1.10 Імпульсна напруга

Перекручення форми кривої живильної напруги може відбуватись за рахунок високочастотних імпульсів при комутаціях в мережі, роботі розрядників і та ін. Величина перекручування напруги при цьому характеризується імпульсною напругою.

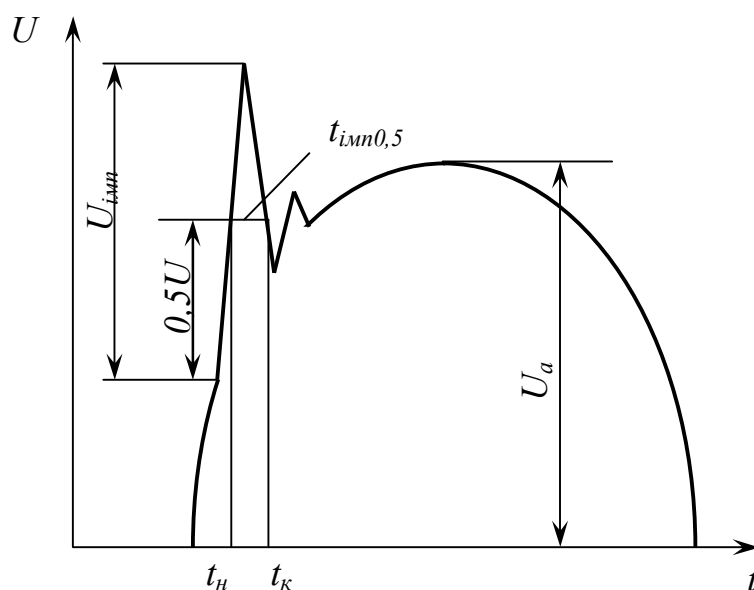


Рисунок 7.3 – Імпульс напруги

Імпульсну напругу у відносних одиницях $\delta U_{имп}$ відповідно до рисунку 7.3 обчислюють за виразом

$$\delta_* U_{имп} = \frac{U_{имп}}{\sqrt{2}U_{ном}}, \quad (7.21)$$

де $U_{имп}$ – значення імпульсної напруги, В, кВ.

7.2 Додаткові показники якості електричної енергії

7.2.1 Коефіцієнт амплітудної модуляції

Коефіцієнт амплітудної модуляції $K_{мод}$ обчислюють відповідно до рисунка 7.4 за виразом

$$K_{мод} = \frac{U_{нб.а} - U_{нм.а}}{2\sqrt{2}U_{ном}}, \quad (7.22)$$

де $U_{нб.а}$, $U_{нм.а}$ – найбільша і найменша амплітуди модульованої напруги, В, кВ;

$U_{ном}$ – номінальна напруга мережі, В, кВ.

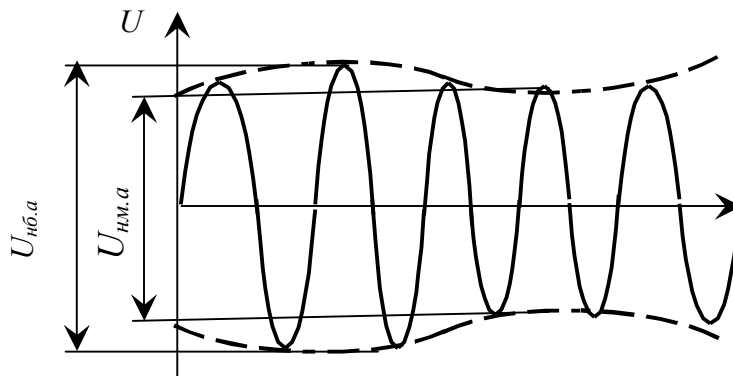


Рисунок 7.4 – Періодична амплітудна модуляція

При періодичній модуляції співвідношення між розмахом зміни напруги δU_t і коефіцієнтом амплітудної модуляції $K_{мод}$ визначається виразом:

$$\delta U_t = 2 K_{мод}. \quad (7.23)$$

7.2.2 Коефіцієнт небалансу міжфазних напруг

Коефіцієнт небалансу міжфазних напруг обчислюють за формулою

$$K_{неб} = \frac{U_{нб} - U_{нм}}{U_{ном}} 100\%, \quad (7.24)$$

де $U_{нб}$, $U_{нм}$ – найбільше і найменше діючі значення напруги з трьох вимірних міжфазних напруг, В, кВ;

$U_{ном}$ – номінальна напруга мережі, В, кВ.

Коли $K_{нс.U} \leq 5\%$, величину K_{2U} визначають за приблизною формулою:

$$K_{2U} = 0,62 K_{неб}. \quad (7.25)$$

7.2.3 Коефіцієнт небалансу фазних напруг

Коефіцієнт небалансу фазних напруг $K_{неб.ф}$ обчислюють за формулою:

$$K_{неб.ф} = \frac{U_{нб.ф} - U_{нм.ф}}{U_{ном}} 100\%, \quad (7.26)$$

де $U_{нб.ф}$, $U_{нм.ф}$ – найбільше і найменше діючі значення напруги з трьох вимірних фазних напруг, В, кВ;

$U_{ном}$ – номінальне значення фазної напруги, В, кВ.

При $K_{нс.U} \leq 5\%$, величину K_{0U} підраховують за приблизною формулою:

$$K_{0U} = 0,62 K_{неб.ф}. \quad (7.27)$$

7.3 Допоміжні параметри якості електричної енергії

7.3.1 Частота зміни напруги

Частоту зміни напруги F , с^{-1} , хв.^{-1} , год.^{-1} , обчислюють за виразом:

$$F = \frac{m}{T}, \quad (7.28)$$

де m – число змін напруги за час T ;

T – інтервал часу виміру напруги, с , хв. , год.

7.3.2 Інтервал часу між змінами напруги

Інтервал часу між змінами напруги $\Delta t_{i, i+1}$, с , хв , год , відповідно до рис. 7.1 обчислюють за виразом:

$$\Delta t_{i, i+1} = t_{i+1} - t_i, \quad (7.29)$$

де t_{i+1} , t_i – початкові моменти змін напруги, які йдуть один за одним.

Якщо інтервал часу між закінченням однієї зміни і початком наступної, що проходить в тому ж напрямку, менше 30 мс, то ці зміни розглядаються як одна (рис. 7.1).

7.3.3 Інтенсивність провалів напруги

Інтенсивність провалів напруги m_* обчислюють за виразом

$$m_* = \frac{m(\delta U_n, \Delta t_n)}{M} 100 \%, \quad (7.30)$$

де $m(\delta U_n, \Delta t_n)$ – число провалів глибиною δU_n і тривалістю Δt_n за розглянутий інтервал часу T ;

M – сумарна кількість провалів напруги за розглянутий інтервал часу T .

7.3.4 Тривалість імпульсу напруги за рівнем 0,5 його амплітуди

Згідно рисунка 7.3 величина $\Delta t_{imn0,5}$ обчислюється за виразом:

$$\Delta t_{imn0,5} = t_k - t_n, \quad (7.31)$$

де t_k, t_n – моменти часу, що відповідають перетину кривої імпульсу напруги горизонтальною лінією на рівні половини амплітуди імпульсу, мкс, мс.

7.4 Процеси і явища в електричних мережах, що викликають порушення показників якості електричної енергії

7.4.1 Відхилення частоти в енергосистемі

Частота змінного струму в електричній системі f визначається швидкістю обертання генераторів електростанцій. Номінальне значення частоти (в Україні воно дорівнює 50 Гц) в електричній системі може бути забезпечено при умові наявності резерву активної потужності. У кожний момент часу в електричній системі повинна бути забезпечена рівність між потужністю генераторів електростанцій і потужністю, споживаною навантаженням з урахуванням втрат потужності в елементах електричної мережі. У разі збільшення потужності навантаження вона повинна покриватися за рахунок наявного резерву потужності. При вичерпанні резервів активної потужності частота струмів і напруг в електричній системі буде менше номінальної. Розглянемо ситуацію на прикладі елементарної електричної системи.

На рисунку 7.5, а подана принципова схема такої системи. Вона складається з живильної частини I і прийомної частини або навантаження II. На рисунку 7.5, б статичні характеристики наведені по частоті для даної системи.

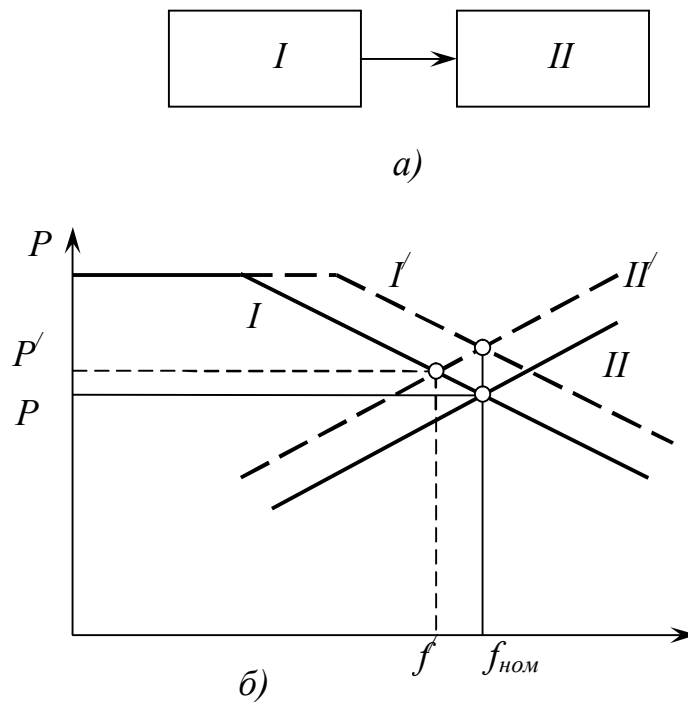


Рисунок 7.5 – Найпростіша електрична система:
 а – принципова схема; б – статичні характеристики по частоті частин системи,
 що передають (I) і приймають (II)

Припустимо, що при деякій сумарній активній потужності P характеристики I живильної частини системи і II навантаження перетинаються в точці 1 і система при цьому працює з номінальною частотою $f_{ном}$. Припустимо, що потужність навантаження системи збільшилась до P' , чому відповідає характеристика II' навантаження. Якщо характеристика живильної частини системи при цьому залишилась незмінною, то перетин характеристик I та II' здійсниться в точці 2. Це означає, що в даному режимі в системі відбудеться зниження частоти і робота її буде продовжуватись при $f' < f_{ном}$.

Робота системи при колишньому значенні частоти може бути забезпечена тільки при переході на нову статичну характеристику I' живильної частини, що здійснюється відповідними пристроями регулювання частоти на електростанціях. З розглянутих характеристик на рис. 4.5б видно що регулювання частоти в системі можливо тільки при наявності резерву активної потужності, яка визначається в даному випадку різницею ординат точок 1 і 3. Введення резервної активної потужності можливо в системі за рахунок

додаткових витрат енергоносія первинного двигуна (турбіни) енергоустановки живильної енергосистеми.

7.4.2 Відхилення напруги

При транспортуванні електроенергії від місця її виробництва до споживача необхідно частково витратити саму електроенергію, при цьому вже виникає проблема забезпечення необхідної якості електроенергії в точці підключення споживачів (ТПЕ).

Зміну рівня напруги при передачі електроенергії по ділянці електричної мережі можна проілюструвати на прикладі повітряної лінії трифазного струму напругою 35 кВ, схема заміщення якої подана на рисунку 7.6.

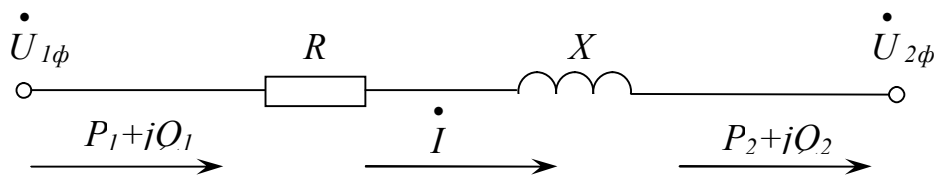


Рисунок 7.6 – Схема заміщення ПЛ напругою 35 кВ

У симетричній трифазній лінії з навантаженням на її кінці при симетричному трифазному навантаженні струми в проводах лінії однакові і мають однаковий зсув по фазі відносно відповідних фазних напруг. Це положення дійсно незалежне від схеми з'єднання фаз споживачів. Тому, при розрахунку трифазних мереж можна розглядати тільки один з трьох проводів мережі й будувати векторні діаграми для фазних напруг, а потім переходити до міжфазних напруг.

Позначимо фазну напругу на початку лінії $\dot{U}_{1\phi}$, а на кінці лінії $\dot{U}_{2\phi}$. Активний і індуктивний опори лінії позначимо як R і X відповідно. У лінії протікає струм I , зсунутий на кут φ_1 від фазної напруги $\dot{U}_{1\phi}$. Потужності на

початку і наприкінці лінії відповідно дорівнюють $P_1 + jQ_1$ і $P_2 + jQ_2$. Припустимо, що $\dot{U}_{1\phi}$, I і φ_1 відомі, необхідно визначити $\dot{U}_{2\phi}$.

Будуємо векторну діаграму фазних напруг і фазних струмів. При цьому суміщаємо вектор $\dot{U}_{1\phi}$ з віссю дійсних величин (рис. 7.7) і під заданим кутом φ_1 відкладаємо вектор струму I . Будуємо трикутник abf падіння напруги в лінії, де вектор \overline{ab} направлений паралельно вектору струму I і дорівнює падінню напруги в активному опорі лінії чи IR . Вектор падіння напруги в індуктивному опорі \overline{bf} , який дорівнює jIX , направлений перпендикулярно до вектора струму I . З'єднавши початок координат 0 і вершину f трикутника падіння напруг в лінії, знаходимо вектор фазної напруги в кінці лінії $\dot{U}_{2\phi}$ (вектор $\overline{0f}$). Вектор \overline{af} на рис. 7.7 є вектором падіння напруги в лінії. Втрата напруги в лінії дорівнює відрізку am (точка m отримана шляхом перетину осі дійсних величин з дугою, проведеною з точки 0 радіусом $0f = \dot{U}_{2\phi}$).

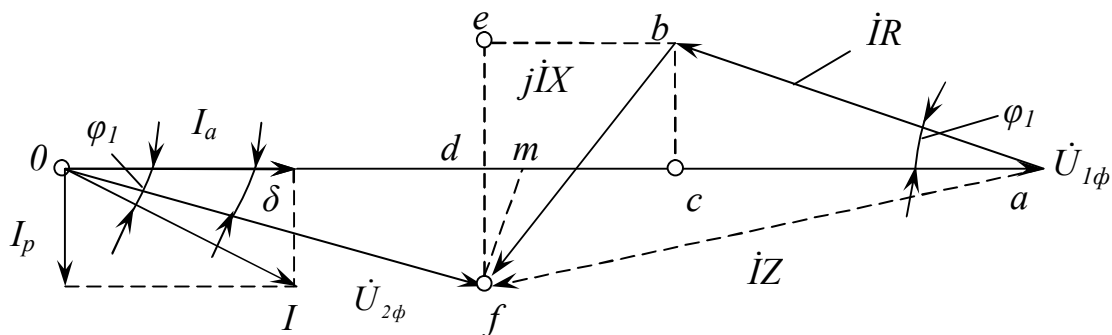


Рисунок 7.7 – Векторна діаграма напруг і струмів ПЛ напругою 35 кВ

З трикутника afd знаходимо $ad = ac + cd = IR \cos \varphi_1 + IX \sin \varphi_1$ і $fd = fe - de = IX \cos \varphi_1 - IR \sin \varphi_1$.

Тоді фазна напруга в кінці лінії

$$\dot{U}_{2\phi} = \dot{U}_{1\phi} - (IR \cos \varphi_1 + IX \sin \varphi_1) - j(IX \cos \varphi_1 - IR \sin \varphi_1).$$

Струм в лінії $I = I_a - jI_p$, де $I_a = I \cos \varphi_1$ и $I_p = I \sin \varphi_1$ – відповідно активна і реактивна складові струму навантаження в лінії. Підставивши ці значення у вираз для фазної напруги в кінці лінії, отримаємо:

$$\dot{U}_{2\phi} = \dot{U}_{1\phi} - (I_a R + I_p X) - j(I_a X - I_p R) = \dot{U}_{1\phi} - \Delta U'_\phi - jU''_\phi,$$

де $\Delta U'_\phi$ – поздовжня складова падіння напруги в лінії (відрізок ad на рис. 7.7);

U''_ϕ – поперечна складова падіння напруги в лінії (відрізок fd на рис. 7.7).

Після помноження обох частин рівняння на $\sqrt{3}$ можна побачити, що

$$\dot{U}_{2\phi} = \dot{U}_1 - \Delta U' - jU'',$$

де \dot{U}_1 і \dot{U}_2 – міжфазні напруги на початку і в кінці лінії.

Помноживши і розділивши всі члени правої частини цього рівняння, починаючи з другого, на величину міжфазної напруги на початку лінії, отримаємо

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1} - j \frac{P_1 X - Q_1 R}{U_1},$$

де P_1 і Q_1 – активна і реактивна потужності трьох фаз на початку лінії;

U_1 – міжфазна напруга на початку лінії або діюче значення міжфазної напруги у кінці лінії.

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_1 X - Q_1 R}{U_1} \right)^2}, \quad (7.32)$$

де

$$\Delta U' = \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1};$$

$$\Delta U'' = \frac{P_1 X - Q_1 R}{U_1}$$

Коли прийняти, що напруга на початку лінії дорівнює номінальній $U_1 = U_{ном}$, тоді відхилення напруги δU буде визначатися режимом навантаження і конструктивними особливостями лінії електропередачі.

При розрахунку мереж з номінальною напругою 110 кВ і нижче розрахунковий вираз (7.32) можна спростити. Для таких мереж характерна або приблизна рівність R і X , або перевищення R над X . У цьому випадку не враховуються величини U'' і $\delta U \approx U'$.

Для забезпечення вимог, що ставляться до якості напруги ЕП, значення напруг в кожній точці електричної мережі повинні знаходитись у визначених допустимих межах. Практично без спеціальних регулюючих пристроїв допустимий режим напруг може бути забезпечений тільки в умовах, коли сумарні втрати напруги невеликі. Такі умови можуть бути в мережах відносно невеликої довжини з малою кількістю проміжних трансформацій.

Сучасні електричні системи характеризуються великою довжиною ліній різних напруг і багатоступінчастою трансформацією. При цьому при передачі електроенергії від її джерела до приймачів сумарні втрати напруги виходять достатньо великими. При зміні навантажень від найбільших до найменших значень сумарні втрати напруги також змінюються. У результаті цього на затискачах ЕП мають місце також значні зміни напруги, що можуть перевищувати допустимі значення.

У розподільних електричних мережах відхилення напруги звичайно визначаються для характерних точок електричної мережі, якими є точки найбільш відчутних до відхилень напруги споживачів, а також найбільш віддалених від трансформаторних підстанцій (ТП) точок підключення ЕП. У фіксований момент часу для будь-якої точки радіальної мережі величину δU можна знайти з виразу

$$\delta U = \sum_{i=1}^m E_{ni} - \sum_{k=1}^n \Delta U_k, \quad (7.33)$$

де $\sum_{i=1}^m E_{ni}$ – алгебраїчна сума додатків напруги, що створюється пристроями регулювання;

$\sum_{k=1}^n \Delta U_k$ – алгебраїчна сума втрат напруги на ділянці мережі від ТП до точки підключення ЕП.

При цьому падіння напруги на k -й ділянці мережі визначається виразом:

$$\Delta U_k = \frac{P_k R_k + Q_k X_k}{U}, \quad (7.34)$$

де P_k, Q_k – активна і реактивна потужності, що протікають по k -й ділянці;

R_k, X_k – активний і реактивний опори k -ї ділянки мережі;

U – напруга в ТПЕ.

Як випливає з наведених співвідношень, величина відхилення напруги визначається рівнем напруги в ТПЕ, параметрами мережі, режимами навантаження.

7.4.3 Коливання напруги

Розмахи змін напруги, що йдуть один за одним, створюють коливання напруги.

Джерелами коливань напруги в сучасних електричних системах є потужні ЕП, які характеризуються імпульсним, різкозмінним характером споживання активної і реактивної потужностей.

Для цих ЕП характерні такі умови електроспоживання:

- їх живлення здійснюється від шин напругою 35–220 кВ;
- значні зміни споживаної активної P і реактивної Q потужностей (10–130) % P з високою швидкістю протягом доби;
- наявність у струмоприймачів нелінійних елементів.

До таких ЕП відносяться в пріоритетному порядку за ступінню впливу на ПЯЕ:

- дугові сталеплавильні печі (ДСП);
- руднотермічні печі;
- електродвигуни великої потужності (зокрема, прокатні стани);
- індукційні печі;
- машини контактного зварювання;

- перетворювачі електролізних установок;
- синхронні двигуни;
- приводи насосів і компресорів у розподільних мережах.

Так, при роботі печі ДСП–100 на напрузі 35 кВ величина δU в мережі дорівнює (4,3–8,2) % при $\cos\varphi = (0,1 - 0,3)$ в період розплавлення металу і $\cos\varphi=(0,7 - 0,77)$ в інший час. При цьому частота коливань напруги складає 8,3 Гц.

В електричних системах розповсюдження коливань напруги здійснюється у напрямку до шин низької напруги практично без затухання, а до шин високої напруги – із затуханням за амплітудою. Цей ефект проявляється залежно від $S_{кз}$ системи. При розповсюдженні коливань напруги в будь-якому напрямку їх частотний спектр зберігається, а коефіцієнт затухання чи посилення K визначається співвідношенням:

$$K = \left(1 + \frac{S_{кз}}{S_{тном}} e_k \right), \quad (7.35)$$

де $S_{кз}$ – потужність короткого замикання ступеня трансформації;

$S_{тном}$ – номінальна потужність трансформатора;

e_k – напруга короткого замикання трансформатора.

Таким чином, виникаючи у будь-якій точці електричної мережі (СЕМ) і розповсюджуючись по ній, коливання напруги негативно впливають на чуттєві до них ЕП, в основному на освітлювальні мережі.

7.4.4 Несинусоїдальність напруги

Джерелами гармонічних викривлень в електричних системах є в основному навантаження, що мають нелінійні характеристики:

- дугові сталеплавильні печі;
- вентильні перетворювачі;
- трансформатори з нелінійними вольт-амперними характеристиками;

- перетворювачі частоти;
- індукційні печі;
- обертові електричні машини, що живляться через вентильні перетворювачі;
- телевізійні приймачі;
- люмінесцентні лампи;
- ртутні лампи.

Останні три джерела створюють при своїй роботі невисокий рівень гармонічних викривлень на виході, але їх загальна кількість велика. Ефект накладання викривлень призводить до їх значного рівня навіть в мережах високих напруг. За даними СІГРЕ величина K_{icU} в мережах 230 кВ за рахунок роботи телевізійних приймачів може сягати 1 %.

Характеристики деяких характерних джерел викривлень подані в таблиці Г.2 додатку Г.

Розповсюдження гармонік струму по мережі залежить від параметрів і конфігурації мережі. При розповсюдженні гармонік струму від джерела у напрямку мережі більш високої напруги відбувається звичайно зниження амплітуд гармонічних складових, яке викликане збільшенням $S_{кз}$ системи. Якщо розповсюдження гармонік відбувається у напрямку до мереж низької напруги, то затухання гармонік слабшає.

7.4.5 Несиметрія напруги

Основними джерелами несиметрії напруги за експертними оцінками робочої групи 36-05 СІГРЕ є:

- дугові сталеплавильні печі;
- індукційні печі електрошлакового переплавлення;
- тягові підстанції залізничних шляхів, що живлять однофазні навантаження;
- несиметрії опору мережі;

- несиметричні навантаження;
- перетворювальні установки, що працюють з великим розкиданням кутів запалювання;
- зварювальні установки.

Сумарне навантаження окремих підприємств містить 85–90 % несиметричних навантажень. Характеристики окремих характерних навантажень, що викликають несиметрії напруги, наведені в таблиці Г.3 додатку Г.

7.5 Вплив якості електроенергії на роботу електроприймачів і апаратів

Зниження якості електроенергії може призвести до таких негативних наслідків:

- збільшення втрат активної потужності та електроенергії;
- скорочення строку служби електрообладнання;
- збільшення капітальних вкладень в електричну систему;
- порушення нормального ходу технологічних процесів у споживачів.

Розглянемо докладніше вплив показників якості електроенергії на роботу окремих ЕП і апаратів.

7.5.1 Вплив відхилення частоти на роботу електроприймачів

Як відомо, основним навантаженням в електричній системі є електричні двигуни, що складають близько 60 % навантаження електричних систем.

Зниження частоти в системі призводить до зменшення швидкості обертання всіх ввімкнених в роботу електродвигунів, при цьому знижується продуктивність з'єднаних з ними механізмів, що в більшості випадків погіршує їх економічні показники роботи. При значному підвищенні частоти в системі,

що може бути, наприклад, у випадку зменшення (скидання) навантаження, можливе пошкодження обладнання.

Ступінь зниження продуктивності механізму, з'єданого з електродвигуном, визначається моментно-швидкісною характеристикою двигуна. Відомо, що $M_{\text{мех.}} = \varphi(f)$ і $P_{\text{дв.}} = \omega M_{\text{мех.}} = 2\pi f \varphi(f) = \alpha f^n$.

В електричних системах розрізняють дві групи механізмів, у яких $n = 1$, при цьому $M_{\text{мех.}} = \text{const}$ (до таких механізмів відносяться поршневі насоси, компресори, металорізальні верстати) і $n = 2-4$, $P_{\text{дв.}} = \alpha f^n$ (до таких механізмів відносяться двигуни відцентрових насосів, вентиляторів і та ін.). Звичайно це двигуни на обладнанні власних потреб ТЕС, КЕС, АЕС (насоси живильної води, циркуляційні насоси, димові вентилятори, масло насоси і та ін.).

Крім цього, знижена частота в електричній мережі впливає і на строк служби обладнання, що містить елементи зі сталлю (електродвигуни, трансформатори, реактори зі сталевим магнітопроводом) за рахунок збільшення струму намагнічування в таких апаратах і додаткового нагрівання сталевих осердь.

Вплив зміни навантаження споживачів при зміні частоти на техніко-економічні показники системи можна проаналізувати за допомогою статичних характеристик узагальненого вузла навантаження від частоти, наведених на рисунку 7.8.

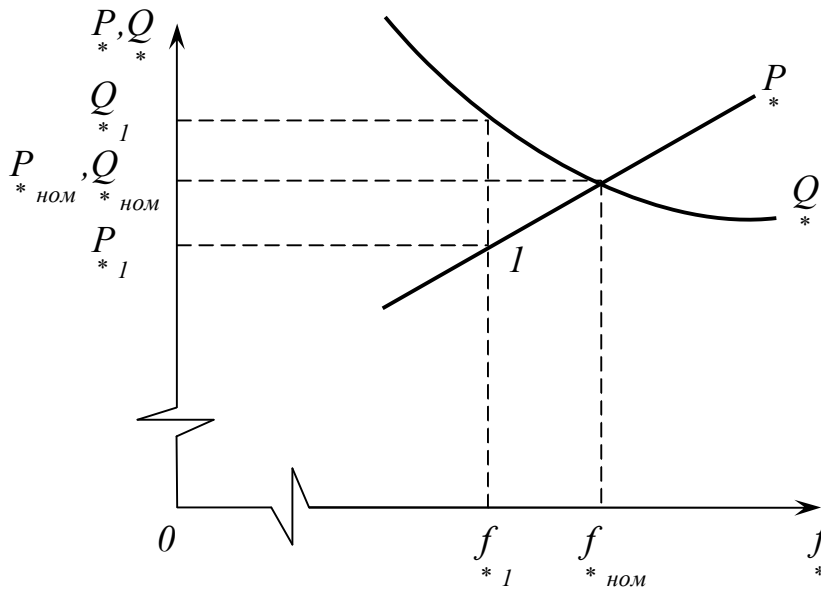


Рисунок 7.8 – Статичні характеристики за частотою узагальненого вузла навантаження

Як видно з рисунка 7.8, зниження частоти до значення f_1 приводить до збільшення споживаної навантаженням реактивної потужності Q^* до значення Q_{*1} , що викликає зниження напруги у вузлі приєднання навантаження. При цьому споживана активна потужність також змінюється до P_{*1} . Звичайно збільшення споживаної реактивної потужності вище, ніж зниження споживання активної потужності, що призводить до збільшення перетікання повної потужності S^* по елементах мережі, і, як результат до збільшення втрат енергії в мережі.

Зміна навантаження споживачів у мережі може бути різною за характером. Так, спостерігаються невеликі й короточасні зміни, а також порівняно великі й більш тривалі, наприклад при зміні дня і ночі.

При малих змінах навантаження в системі необхідний зазвичай невеликий резерв потужності. У таких випадках автоматичне регулювання частоти в системі може вироблятися на одній, так званій частоторегулюючій станції. При великих змінах навантаження збільшення потужності повинно бути передбачене на значній кількості станцій. У зв'язку з цим відповідно до припущених змін навантажень споживачів заздалегідь складаються графіки

відповідної зміни навантаження електростанцій. При цьому передбачається так званий економічний розподіл навантажень між електростанціями.

В післяаварійних режимах, наприклад при відімкненні потужних ліній електропередач система може бути розділена на окремі несинхронно працюючі частини. У деяких з них потужність електростанцій може бути недостатньою для підтримки частоти і будуть спостерігатися великі зміни частоти. Це, як вже зазначалося, призведе до різкого зниження продуктивності обладнання власних потреб електростанцій – живильних і циркуляційних насосів, димососів і т. ін., що викличе подальше значне зниження потужності станцій, аж до їх випадання з роботи. Для запобігання загальносистемних аварій у подібних випадках передбачаються спеціальні автоматичні пристрої частотного розвантаження (АЧР), які відмикають в таких випадках частину менш відповідальних споживачів. Після ліквідації дефіциту потужності, наприклад після ввімкнення резервних джерел спеціальні пристрої частотного автоматичного повторного ввімкнення (АПВЧ) вмикають відімкнених споживачів і нормальна робота системи відновлюється.

7.5.2 Вплив зміни напруги на роботу електроприймачів

При аналізі режимів фактичні значення напруги в електричних мережах звичайно не дорівнюють номінальним. Розглянемо деякі приклади роботи електроприймачів при напругах, що відрізняються від номінальної, маючи на увазі, що зміни напруги при цьому відбуваються досить повільно.

Роботу електроприймачів у таких випадках оцінюють за зміною їх техніко-економічних показників.

Так, при роботі *ламп розжарювання* зі зниженою по відношенню до номінальної напругою відбувається зменшення їх світлового потоку, в значить, і зниження освітленості робочої поверхні. При напрузі, що дорівнює $0,9U_{ном}$, світловий потік і відповідно освітленість поверхні знижуються в середньому на 40 %. Це призводить до різкого зниження продуктивності праці працюючих

у приміщеннях, які використовують для освітлення такі лампи. Якщо напруга, яка підводиться до лампи розжарювання, дорівнює $1,1U_{ном}$, світловий потік і освітленість робочої поверхні зростають приблизно на 40 %, що знову ж таки несприятливо впливає на продуктивність праці. Але при цьому відбувається і скорочення строку служби лампи приблизно в 4 рази.

Газорозрядні люмінесцентні лампи менш чутливі до зміни напруги, що підводиться до їх затискачів. Так, в діапазоні зміни напруги 5–7 % $U_{ном}$ освітленість робочого місця знижується на 10–15 %. Але збільшення напруги вище верхньої межі діапазону призводить до зниження строку служби ламп, а зменшення напруги нижче нижньої межі призводить до їхнього «миготіння», що відбивається на продуктивності праці людей, які працюють у приміщеннях з такою освітленістю. При зниженні напруги на 20 % і більше запалювання газорозрядних ламп стає неможливим.

Робота асинхронних двигунів залежить від напруги на його затискачах. Розглянемо основні технічні показники роботи асинхронного двигуна на прикладі його механічної характеристики, що являє собою залежність між електромагнітним моментом $M_{ел}$ і ковзанням (або частотою обертів) S , наведену на рисунку 7.9 (при $f = const, U = U_{ном}$).

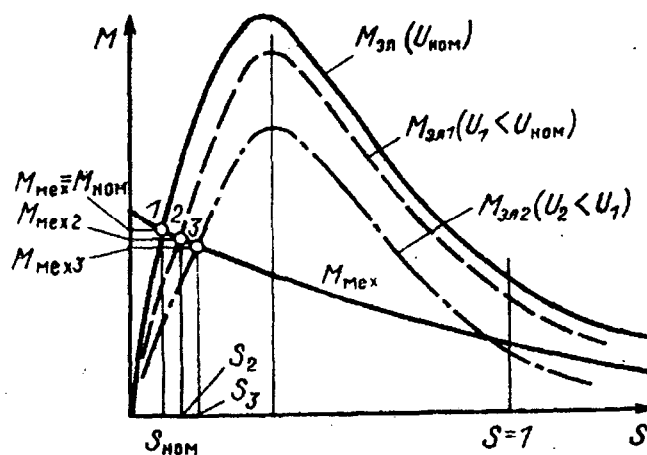


Рисунок 7.9 – Залежність електромагнітного моменту асинхронного двигуна і механічного моменту виконавчого механізму на валу двигуна від частоти обертання двигуна

На цьому ж рисунку наведена залежність потужності робочого механізму $M_{мех}$ від його швидкості обертання. Точка 1 на рисунку 7.9 відповідає роботі двигуна з номінальним навантаженням, при цьому ковзання двигуна відповідає номінальному ковзанню $S_{ном}$. Припустимо, що виникло довготривале зниження напруги, яка підводиться до затискачів електродвигуна. При цьому механічна характеристика двигуна в такому режимі зміниться і може бути представлена характеристикою $M_{ех 1} = f(S)$. Характеристика $M_{мех}$ залишилась такою, як була. Новий режим роботи електродвигуна буде в точці 2. Ковзання двигуна збільшиться, тобто $S_2 < S_{ном}$, а $M_{мех1} < M_{ном}$, тобто продуктивність механізму, який приводиться в обертання цим електродвигуном, падає. При подальшому довготривалому зниженню напруги відбувається подальше погіршення технічних характеристик механізму, який приводиться в обертання. Крім того, при рівні напруги U_2 і $S = 1$, тобто при зупиненому двигуні він може і не запуснитися, тому що $M_{ел2} < M_{мех}$.

З розрахунків видно, що зниження напруги на затискачах двигуна на 15% $U_{ном}$ приводить до зниження $M_{ел}$ до 72 % $M_{ном}$. В обох випадках при зниженні напруги погіршується і така характеристика двигуна, як коефіцієнт запасу за стійкістю, який характеризується співвідношенням максимального обертального моменту до номінального, що регламентується стандартами на конкретні види асинхронних електродвигунів.

При значному зниженні напруги двигун може й зупинитися.

У разі зниження напруги на затискачах двигуна при тій же споживаній потужності збільшується струм, споживаний ним з мережі. При цьому відбувається більш інтенсивне нагрівання ізоляції двигуна і відповідно знижується строк його служби. Так, якщо довготривалий час двигун працює з рівнем напруги на його затискачах, що дорівнює $0,9 U_{ном}$, то строк служби його скорочується приблизно вдвічі.

Підвищення напруги на затискачах електродвигуна призводить до збільшення споживаної ним реактивної потужності. У середньому на кожний процент підвищення напруги споживана реактивна потужність зростає на 3 % і

більше (в основному за рахунок збільшення струму холостого ходу) для електродвигунів серії А потужністю 20–100 кВт, а для двигунів меншої потужності – на 5–7 %.

Робота *електротермічних установок* при зниженні напруги на їх затискачах суттєво погіршується, збільшується довготривалість технологічного процесу, зростає собівартість продукції, отриманої при роботі цих установок. При значних змінах напруги і їх відхиленнях від номінальних значень може бути й повний розлад технологічного процесу. Так, при напрузі, що дорівнює $0,95U_{ном}$ на затискачах руднотермічної печі РКЗ–16,5 її виробництво знижується на 12 %. Тривалість технологічного процесу з випалу заготовок з кольорового металу в електричних печах опору ($P_{уст} = 675$ кВт) збільшується при зниженні напруги до рівня $U = 0,93U_{ном}$ на строк до п'яти годин (замість трьох). При зниженні напруги до $0,9U_{ном}$ випал стає неможливим. Щорічні втрати при роботі печі з напругою $U < U_{ном}$ перевищують 12 тис. грн.

Фактична напруга суттєво впливає на якість зварювання. При зниженні напруги до $0,9U_{ном}$ час зварювання збільшується на 20 %, а при виході її за межі $(0,9–1,1)U_{ном}$ виникає брак зварювальних швів. Повний брак зварювальних швів при зварюванні звичайних металів настає при виході напруги за межі ± 15 %, а при зварюванні корозійних і жароміцних сталей – при ± 10 %.

Робота *електролізних установок* при зниженій напрузі призводить до зниження їх продуктивності, збільшення питомої витрати електроенергії і до підвищення собівартості продукції. Так, зниження напруги до рівня $0,95U_{ном}$ на виробництві хлору і каустичної соди призводить до зниження продуктивності обладнання на 8 % і зносу електродів, при цьому щорічні економічні втрати складають 50 тис. грн. Підвищення напруги більше ніж $1,05U_{ном}$ веде до неприпустимого перегрівання ванних електролізерів.

7.5.3 Вплив несиметрії напруг на роботу електроприймачів

Розглянемо, як впливає на міжфазні й фазні напруги поява в електричній мережі напруги зворотної послідовності на векторній діаграмі, наведеній на рисунку 7.10. Як видно з векторної діаграми результуючої напруги, при появі у трифазній мережі напруги зворотної послідовності погіршується режим напруг як трифазних, так і однофазних ЕП. Дуже несприятливо впливає напруга зворотної послідовності, навіть невеликої величини, на роботу обертаючих електричних машин. Пояснимо це на такому прикладі. Звичайно відносна величина опору зворотної послідовності асинхронного електродвигуна $X_{2\ \text{ао}}=0,15 - 0,2$, де $Z_{\bar{0}}=U_{\text{ном}}^2/S_{\text{ном}}$; при цьому струм зворотної послідовності, якщо прийняти напругу зворотної послідовності рівною 10 % $U_{\text{ном}}$, дорівнюватиме:

$$I_{*2} = \frac{U_{*2\text{фазн}}}{X_{*2\text{ао}}} = \frac{0,1}{0,15 \div 0,2} = 0,7 \div 0,5. \quad (7.36)$$

При цьому виникають обертаюче магнітне поле зворотної послідовності, ЕДС і струми подвійної частоти в ланцюгах роторів, що призводить до додаткового нагрівання відповідних частин машини. Так, при виникненні несиметрії напруги в межах норми, викликаній наявністю напруги зворотної послідовності, строк служби АД скорочується на 10,8 %, СД – на 16,2 %, трансформаторів – на 4 %; КБ – на 20 %.

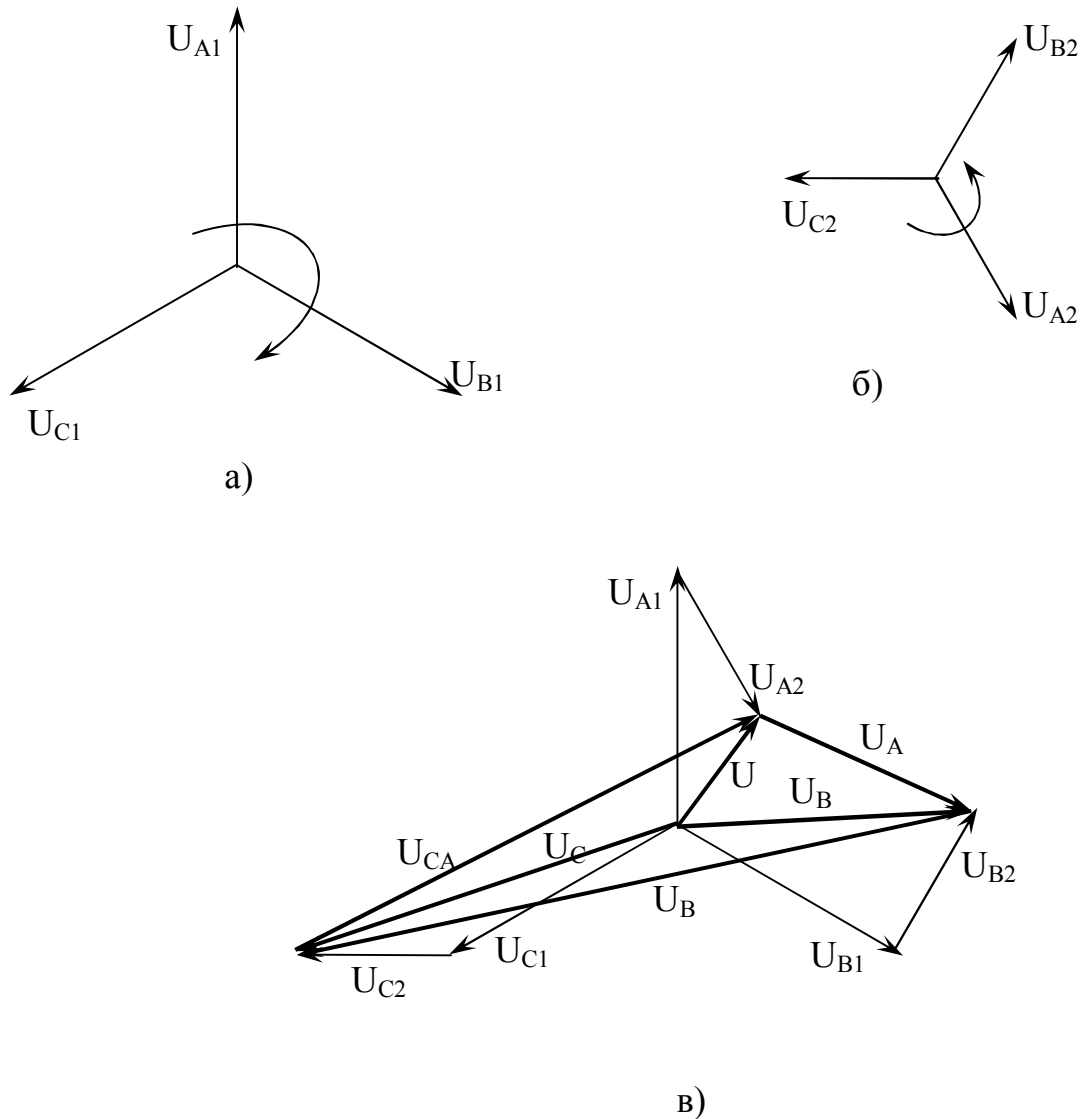


Рисунок 7.10 – Вплив появи напруги зворотної послідовності на величину результуючих напруг мережі:

- а) – векторна діаграма напруг прямої послідовності;
- б) – векторна діаграма напруг зворотної послідовності;
- в) – векторна діаграма результуючих напруг мережі

Несиметричні режими впливають на продуктивність руднотермічних печей. Збільшують напругу зворотної послідовності на 20 % призводить до зниження продуктивності руднотермічних печей на 30–40 %, а збільшення K_{2U} до 40 % призводить до значного збільшення розходу енергії. Втрати при цьому можуть сягати 500 тис. грн. Для однієї печі.

Вплив напруги нульової послідовності на між фазні і фазні напруги розглянемо на векторній діаграмі, що наведена на рисунку 7.11.

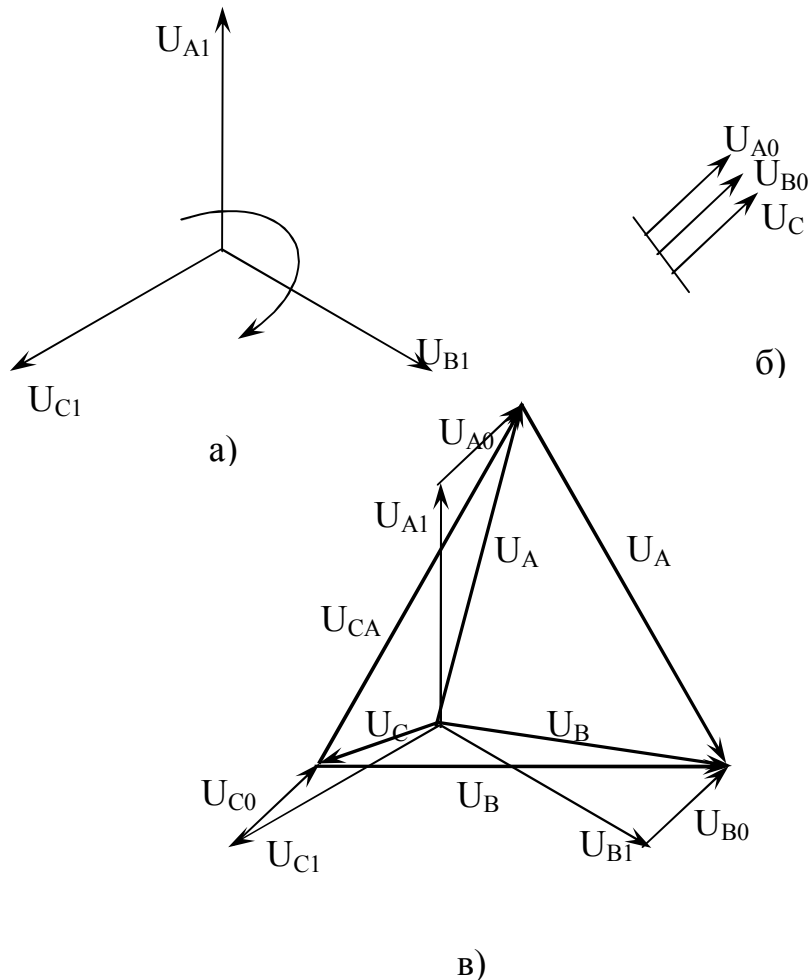


Рисунок 7.11 – Вплив появи напруги нульової послідовності на результуючі напруги мережі:

- а) – векторна діаграма напруг прямої послідовності;
- б) – векторна діаграма напруг нульової послідовності;
- в) – векторна діаграма результуючих напруг

Як видно з векторної діаграми результуючих напруг, при появі у трифазній мережі напруги нульової послідовності погіршуються режими напруг для однофазних ЕП. Струми нульової послідовності постійно протікають через заземлювачі і значно висушують ґрунт, збільшуючи опір заземлюючих пристроїв. Це може бути неприпустимо з точки зору роботи релейного захисту з-за посилення їх дії на низькочастотні установки зв'язку, пристрої залізничних блокувань.

При появі струмів зворотної і нульової послідовностей збільшуються сумарні струми в окремих фазах мережі, що призводить до збільшення втрат

потужності і енергії в окремих елементах мережі і може бути неприпустимо з точки зору нагрівання.

Для розрахунку додаткових втрат, викликаних несиметрією напруги, можуть бути використані такі вирази:

Асинхронні двигуни

$$\Delta P_{a\partial} = \Delta P_{M1ном} I_n \cdot 2,41 U_{*2}^2, \quad (7.37)$$

де $\Delta P_{M1ном}$ – втрати в міді статора при номінальному струмі основної частоти;

I_n – кратність пускового струму при номінальній напрузі основної частоти;

$U_{*2} = U / U_{ном}$ – відносне значення величини напруги зворотної послідовності.

Синхронні двигуни

Додаткові втрати в статорі синхронної машини значно менші аналогічних втрат в обмотці ротору, тому їх звичайно не враховують:

$$\Delta P_{с\partial} = \Delta P_{\partial.ном} \frac{U_{*2}^2}{Z_{2см}^2}, \quad (7.38)$$

де $\Delta P_{\partial.ном} = 3I_{ном}^2 r_{2p}$ – додаткові втрати в синхронній машині при струмі зворотної послідовності, що дорівнює номінальному;

r_{2p} – активний опір зворотної послідовності обмотки ротора;

$Z_{2см}$ – повний опір зворотної послідовності СД.

Силові трансформатори

$$\Delta P_{тр} = U_{*2}^2 \left(\Delta P_x + \frac{\Delta P_k}{U_k^2} \right), \quad (7.39)$$

де ΔP_x , ΔP_k , U_k – розрахункові дані трансформатора.

Косинусні конденсатори

$$\Delta P_{кв} = Q_{ном} \cdot tg\delta U_{*2}^2, \quad (7.40)$$

де $Q_{ном}$ – номінальна потужність конденсаторної батареї КБ;

$tg\delta$ – тангенс кута діелектричних втрат КБ;

$U_{*2} = U_2 / U_{ном}$ – відносне значення напруги зворотної послідовності.

Лінії електропередач

$$\Delta P_{ЛЕП} = \frac{r U^2}{Z \cos \phi} P_{ЛЕП}, \quad (7.41)$$

де r , Z – активний і повний опір ЛЕП;

$P_{ЛЕП}$ – активна потужність, що передається по ЛЕП;

$\cos\phi$ – коефіцієнт потужності ЛЕП.

Аналіз приведених виразів показує, що залежність додаткових втрат від несиметрії напруги має квадратичний характер. В обертаючих машинах струми зворотної послідовності значно вищі аналогічних струмів U статичному електрообладнанні, тому що опір зворотної послідовності в них менший.

При роботі електрообладнання в номінальному режимі додаткові втрати від несиметрії опору призводять до перегріву струмоведучих частин вище припустимої температури. До підвищення температури значно чуттєва ізоляція обмоток, строк служби якої знижується:

$$Z = C e^{-b\theta},$$

де C , b – постійні коефіцієнти для даного виду ізоляції;

θ – температура ізоляції.

Кратність зниження строку служби електрообладнання визначають за виразом

$$\gamma = e^{b\Delta\tau},$$

де b – коефіцієнт, що враховує тепловідведення електричної машини;

$\Delta\tau$ – зміни температури ізоляції, викликані додатковими втратами через несиметрію.

7.5.4 Вплив несинусоїдальності напруги на роботу електроприймачів

Для оцінки впливу напруги вищих гармонік на напругу в мережі розглянемо як змінюється миттєве (або діюче) значення напруги на затискачах ЕП в цьому випадку (рис. 7.12).

Припустимо, що в мережі з'являється напруга $U_{\nu=2}$ гармоніки з порядковим номером $\nu=2$ (друга гармоніка). Для розрахунку миттєвого (або діючого) значення напруги на затискачах ЕП в цьому випадку необхідно використати вираз

$$U = \sqrt{\sum_{\nu=1}^2 U_{\nu}^2}, \quad (7.42)$$

або в загальному випадку при наявності гармонік з $\nu=2, 3, 4, \dots, \infty$ напругу на затискачах ЕП розраховують згідно з виразу

$$U = \sqrt{\sum_{\nu=1}^{\infty} U_{\nu}^2}. \quad (7.43)$$

При цьому наявність гармонік в мережі призводить до збільшення напруги на затискачах ЕП.

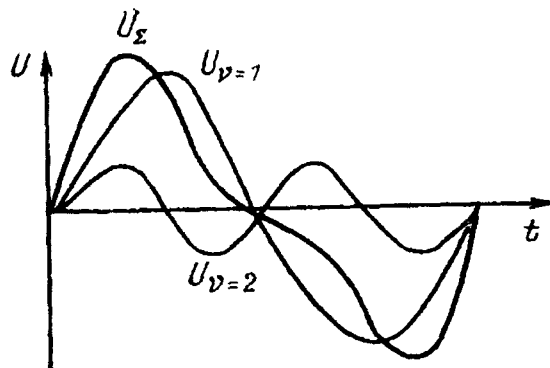


Рисунок 7.12 – Вплив напруги вищої гармоніки на результуючу напругу мережі

Вплив струму другої гармоніки ($f=100$ Гц) аналогічний впливу зворотної послідовності, струму третьої гармоніки ($f=150$ Гц) – появі нульової послідовності. При появі струму гармоніки з порядковим номером $\nu > 1$ проявляється поверхневий ефект (витіснення струму з поверхні провідника), що призводить до додаткових втрат тепла, нагрівання ізоляції ЕП і апаратів в електричній мережі і зниження строку їх служби.

У цілому несинусоїдальні режими мають ті ж недоліки, що й несиметричні. Однак несинусоїдальні струми призводять до більшого додаткового нагрівання обертаючих машин, а також до більшого додаткового нагрівання і збільшенню діелектричних втрат в конденсаторах, кабелях. Так, при роботі з нормальним значенням $K_{ncU} = 5\%$ протягом двох років $tg\delta$ конденсаторної батареї збільшується в два рази. Струм витікання в кабелях збільшується пропорційно тривалості його роботи в умовах підвищеного значення K_{ncU} . Так, через 2,5 роки при $K_{ncU} = 6-8,5\%$ струм витікання кабелю збільшується на 36%, через 3,5 роки він вже дорівнює 43%.

Проникнення вищих гармонік у мережу призводить до порушення роботи приладів телемеханіки, автоматики, релейного захисту. В мережі можливо виникнення резонансних режимів на вищих гармоніках, при цьому різко зростають струми і напруги на окремих ділянках мережі.

Розрахункові вирази для додаткових втрат, що виникають в електроприладах через несинусоїдальність напруги, мають такий вигляд:

Асинхронні двигуни

$$\Delta P_{ED} = \Delta P_{M1ном} I_n^2 \sum_{\nu=3}^{\infty} U_{* \nu}^2 \frac{\sqrt{\nu} + \sqrt{\nu \pm 1}}{\nu^2}, \quad (7.44)$$

де $\Delta P_{M1ном}$ – втрати в міді статора при номінальному струмі основної частоти;

I_n – кратність пускового струму при номінальній напрузі основної частоти;

$U_{* \nu} = U_{\nu} / U_{ном}$ – відносне значення напруги ν -ї гармоніки.

Плюс під знаком кореня у вищенаведеному виразі відповідає гармонікам, що створюють поля обертання, зустрічні полю основної частоти, а мінус – гармонікам, що створюють поля обертання, супутні полю основної частоти.

Синхронні машини

Додаткові втрати від вищих гармонік у роторі синхронної машини (СМ):

$$\Delta P_p = \frac{\sqrt{2}(r_2 - r_{cm})}{R_x X_2^2} P_{ном} \sum_{v=2}^{\infty} \frac{U_v^2}{v\sqrt{v}}, \quad (7.45)$$

де r_2 , X_2 – активний і реактивний опори зворотної послідовності СМ;

r_{cm} – активний опір статора;

R_x – коефіцієнт, що дорівнює 0,71 для явнополюсних машин і 0,88 – для неявнополюсних.

Додаткові втрати в статорі СМ від вищих гармонік:

$$\Delta P_p = K_{cm} P_{ном} \sum_{v=2}^{\infty} \frac{U_v^2}{v\sqrt{v}}, \quad (7.46)$$

де $K_{cm} = \frac{0,47P_{M1ном}}{R_x X_2^2 P_{ном}}$ – коефіцієнт, який враховує втрати в міді обмотки від струму основної частоти, а також глибину проникнення струму в провідник.

Силові трансформатори

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_x \sum_{v=2}^{\infty} U_v^2 + 0,607 \frac{P_k}{U_k} \sum_{v=2}^{\infty} \frac{1+0,05v}{v\sqrt{v}} U_v^2, \quad (7.47)$$

де ΔP_x , ΔP_k , U_k – розрахункові дані трансформатора.

Силові косинусні конденсатори

$$P_{KB} = Q_{ном} \operatorname{tg} \delta \sum_{v=2}^{\infty} v U_v^2, \quad (7.48)$$

де $Q_{ном}$ – номінальна потужність КБ;

$\operatorname{tg} \delta$ – тангенс кута діелектричних втрат конденсатора.

Лінії електропередач

$$P_{ЛЕП} = 3 \sum_{v=2}^{\infty} I_v^2 r K_{rv}, \quad (7.49)$$

де K_{rv} – коефіцієнт, що враховує вплив поверхневого ефекту ($K_{rv} \approx 0,47 \sqrt{v}$).

Існує більш точна методика розрахунку втрат від вищих гармонік в ЛЕП, в якій вищі гармоніки розподіляються на групи, що утворюють у трифазних мережах прямий, зворотній або нульовий порядок фаз (прямий $v=3n+1$, зворотній $v=3n-1$, нульовий $v=3n$, де n – просте число). Струми від вищих гармонік помножуються на активні опори ($r_1=r_2, r_0$) ЛЕП по прямій, зворотній чи нульовій послідовності.

Аналіз наведених виразів свідчить, що для визначення додаткових втрат необхідно знати гармонійний склад напруги, а не тільки величину K_{ncU} , оскільки для деяких видів обладнання (асинхронні двигуни, синхронні машини, силові трансформатори) додаткові втрати із зростанням номера гармоніки зменшуються. У конденсаторних батареях спостерігається протилежний ефект.

При розрахунках негативних наслідків від вищих гармонік в електричних системах слід враховувати скорочення строку служби електрообладнання.

Розрахунки кратності зниження строку служби наведені раніше.

Сумарні втрати в електрообладнанні, викликані порушенням КЕ, не дорівнюють сумі втрат, підрахованих по кожному показнику якості окремо:

$$\Delta P_{\Sigma} = f(\Delta f, \Delta U, U_2, U_0) \neq \Delta P_{\Delta f} + \Delta P_{\Delta U} + \Delta P_{U_2} + \Delta P_{U_0}, \quad (7.50)$$

але через те, що вирази додаткових втрат для двох, трьох і т.д. одночасно діючих перекручуючих факторів для різних типів обладнання не розроблені, в більшості практичних розрахунків додаткові втрати від декількох ПЯЕ просто підсумовують.

7.6 Способи й технічні засоби підвищення якості електроенергії

Потреба підвищення якості електроенергії викликана необхідністю забезпечити нормальну роботу різних типів електроприймачів в електричній системі. Проблема підвищення якості електроенергії виникла у зв'язку із зростанням кількості й потужності джерел переключення типу ДСП, прокатних станів і т. ін., а також через широке розповсюдження чутливих до переключень напруги споживачів, наприклад, мікропроцесорних систем керування та ін.

Принцип розповсюдження переключувань по електричній мережі від джерела до різних споживачів можна проілюструвати на прикладі типової схеми включення ДСП (рис. 7.13).

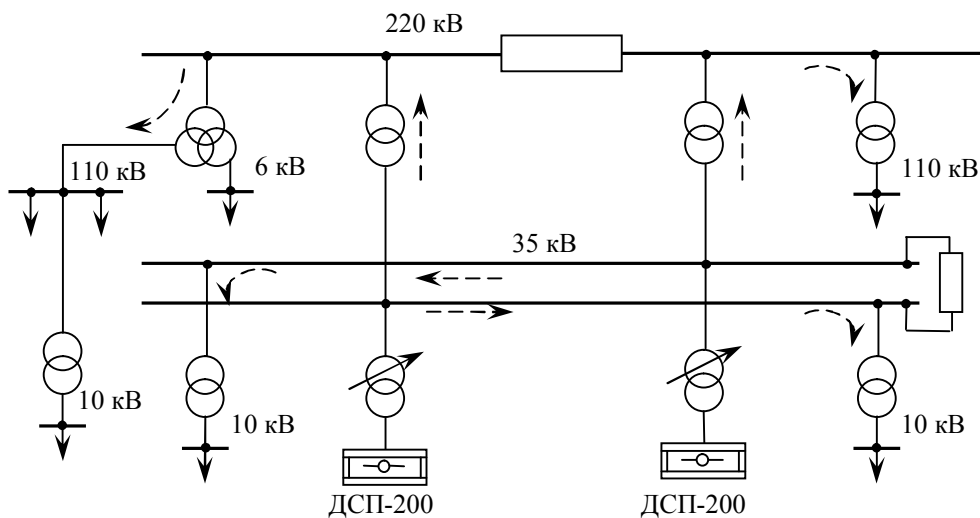


Рисунок 7.13 – Типова схема підключення печей типу ДСП-200

Для наочності на рисунку 7.13 напрямки розповсюдження переключувань, викликаних ДСП, показані пунктирними лініями. У результаті можна зробити висновок про те, що переключування напруги через розподільні мережі й живильні трансформатори можуть проникати в різні точки електричної мережі й впливати на споживачів. Цей висновок підтверджений на практиці.

Слід підкреслити, що враховуючи рівні переключувань напруги до нульових чи близьких до нульових значень з технічної та економічної точок зору не вигідно. Достатньо зниження їх до припустимих рівнів, передбачених у

стандарті на якість електричної енергії. Однак треба мати на увазі, що цілеспрямований вплив на зміну одного виду перекручувань викликає непряму дію на інші види перекручувань напруги. Наприклад, компенсація коливань напруги викликає зниження рівнів гармонік і призводить до зміни відхилень напруги.

Пристрої, призначені для підвищення якості електроенергії, можуть впливати і на один показник, і одночасно на кілька. В останньому випадку пристрої називаються багатофункціональними. Пристрої можуть змінювати свої параметри в процесі роботи під впливом керуючого сигналу (тоді вони називаються регульованими), а можуть зберігати їх незмінними незалежно від режиму роботи мережі (нерегульовані пристрої).

Принципи впливу різних пристроїв і способів на зміну (підвищення) якості електроенергії зручно розглядати виходячи з фізики процесів виникнення різних видів порушення якості електроенергії.

7.6.1 Зниження відхилень напруги

Раніше було показано, що відхилення напруги є «повільною» зміною напруги і викликаються або зміною рівня напруги в центрі живлення, або втратами напруги в елементах мережі. На рисунку 7.14 показано, як змінюється рівень відхилення напруги (в процентах від номінальної напруги) вздовж ділянки мережі від центру живлення до електроприймача. Умовно нанесені межі припустимих значень. З рисунку видно, що вимоги по відхиленнях напруги для останніх ЕП не виконуються. Це пов'язано зі значними втратами напруги в кабельній лінії і на шинах живлення ЕП. Сумарні втрати напруги визначають за виразом

$$\Delta U_{цжЕП} = \frac{100}{U_{ном}^2} \sum_{k=1}^{k=n} (P_k R_k + Q_k X_k), \% , \quad (7.51)$$

де P_k , Q_k – відповідно активна і реактивна потужності, що протікають по k -ій ділянці мережі;

R_k , X_k – активний і реактивний опори k -го елемента мережі.

Другою причиною зниженого рівня напруги на ЕП є недостатній рівень напруги на вторинній обмотці трансформатора.

Аналізуючи епюру напруги на рисунку 7.14 і вираз (7.51), можна зробити висновок, що забезпечити вимоги по відхиленнях напруги на ЕП можна двома способами:

- за рахунок регулювання напруги в центрі живлення;
- шляхом зниження втрат напруги в елементах мережі.

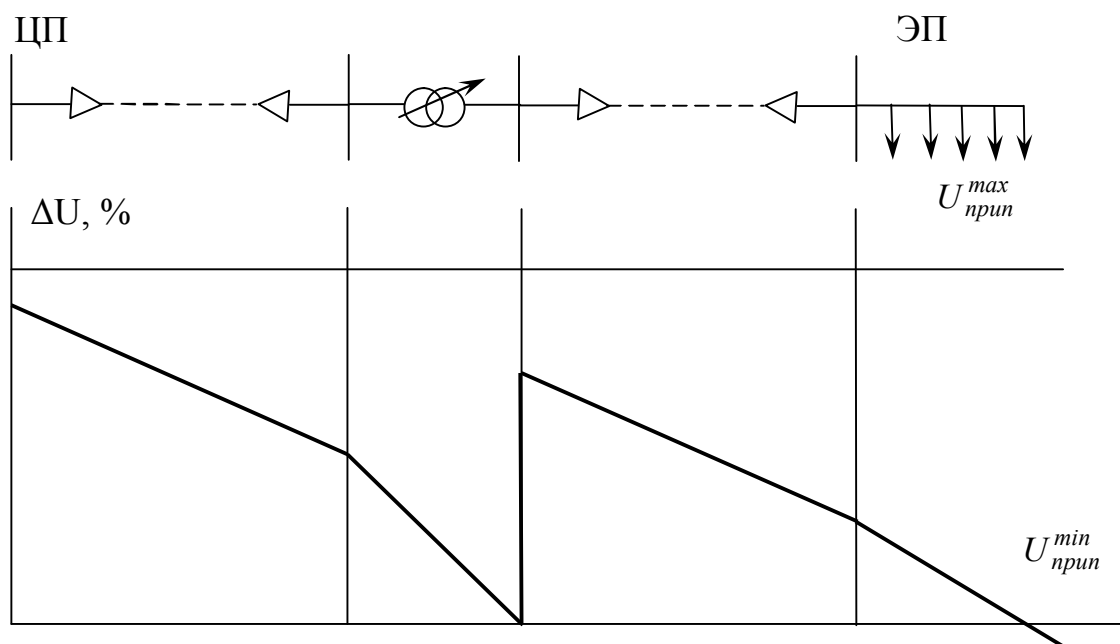


Рисунок 7.14 – Зміна напруги на ділянках мережі при протіканні по них струму навантаження

Перший спосіб може бути реалізований за допомогою зміни коефіцієнта трансформації живильного трансформатора. Для цього трансформатори оснащують засобами регулювання напруги під навантаженням (РПН) або вони мають можливість переключення відпайок регулюючих відгалужень без збудження (БПЗ), тобто відключення їх від мережі на час переключення відгалужень.

Трансформатори з РПН дозволяють регулювати напругу в діапазоні від ± 10 до ± 16 % з дискретністю 1,25–2,5 %. Трансформатори з (БПЗ) мають регульований діапазон ± 5 %.

Другий спосіб, заснований на зниженні втрат напруги в живильних лініях або кабелях, може бути реалізований за рахунок зниження активного і (або) реактивного опору. Зниження опору досягається шляхом збільшення перерізу проводів або застосування поздовжньої ємнісної компенсації (УПК). Поздовжня ємнісна компенсація параметрів лінії - це послідовне включення конденсаторів у розсічення лінії, завдяки чому її реактивний опір зменшується:

$$X'_{Л} = X_L - X_C < X_{Л}.$$

Опір батареї конденсаторів УПК для зниження втрат напруги від значення $\Delta U_1, \%$, до значення $\Delta U_2, \%$, розраховують за виразом:

$$X_{БК} = \frac{U_{номБК}(\Delta U_1 - \Delta U_2)}{\sqrt{3}I_{ном} \sin \phi}. \quad (7.52)$$

При цьому потужність батареї конденсаторів:

$$Q_{БК} = \frac{U_{номБК}^2}{X_{БК}}.$$

Слід відзначити, що вищеназвані способи зниження $X_{Л}$ і $Z_{Л}$ призводять до збільшення струмів КЗ і потребують проведення спеціальних розрахунків з метою перевірки за здатністю комутуючої апаратури, яка встановлена в цій мережі, відключати.

Найбільш розповсюдженим і ефективним засобом регулювання напруги є джерела реактивної потужності. Їх дія заснована на зниженні перетікання реактивної потужності по лініях і кабелях живильної мережі, тобто на зниженні складової $\sum_{k=1}^n Q_k X_k$ у виразі (7.51).

Як джерела реактивної потужності в електричних мережах використовують:

- синхронні машини, що працюють в режимі перезбудження;
- синхронні компенсатори;
- керовані й некеровані конденсаторні батареї КБ;
- статичні джерела реактивної потужності.

Додаткова реактивна потужність КБ для підвищення напруги на ΔU , % може бути орієнтовно визначена за виразом:

$$Q_{\text{прим}} = \frac{100U_{\text{ном}}^2 \Delta U}{X_{\text{КЗ}}(1+0,01\Delta U)} = \frac{10S_{\text{КЗ}}\Delta U}{1+0,01\Delta U}, \quad (7.53)$$

де $X_{\text{КЗ}}$ – опір КЗ в точці підключення КБ.

7.6.2 Зниження коливань напруги

Коливання напруги в системі електропостачання промислового підприємства викликаються накидами реактивної потужності навантаженням. Розмах коливань напруги може бути орієнтовно визначений за виразом:

$$\delta U = 10 \frac{\Delta Q_n X_{\text{КЗ}}}{U_n^2} \approx 10 \frac{\Delta Q_n}{S_{\text{КЗ}}}, \quad (7.54)$$

де ΔQ_n – величина накиду реактивної потужності навантаження;

$X_{\text{КЗ}}$ – опір КЗ в точці підключення навантаження;

U_n – номінальна напруга на затискачах навантаження.

З виразу (7.54) випливає, що для зниження δU треба зменшувати або $X_{\text{КЗ}}$, або накиди реактивної потужності навантаження ΔQ_n . Способи зниження $X_{\text{КЗ}}$ описані в попередньому параграфі. Тому запинимось докладніше на способах зниження ΔQ_n . На відміну від відхилень напруги коливання напруги відбуваються значно швидше. Частоти повторення коливань напруги сягають 10–15 Гц при швидкостях накидів реактивної потужності до десятків і навіть сотень мегават за секунду. Це означає, що для зниження ΔQ_n повинні застосовуватись швидкодіючі джерела реактивної потужності, які спроможні забезпечити швидкість накидів реактивної потужності.

При цьому виконується умова

$$\Delta Q_{\Sigma} = \Delta Q_n - \Delta Q_{ДРП},$$

де ΔQ_{Σ} – результуюча реактивна потужність;

$\Delta Q_{ДРП}$ – накид реактивної потужності джерела реактивної потужності (ДРП).

Цей спосіб для дискретного ДРП ілюструє рисунок 7.15. Як видно з рисунка 7.15, підключення ДРП призводить до зниження амплітуд коливань результуючої реактивної потужності, але збільшує їх еквіваленту частоту. При недостатній швидкодії застосування ДРП може призвести навіть до погіршення становища.

Для зниження впливу різко змінного навантаження на чуттєвість ЕП застосовують спосіб розподілу навантажень, при якому найбільш часто використовують спарені реактори (рис. 7.16, а), трансформатори з розщепленою обмоткою або живлять навантаження від різних трансформаторів (рис. 7.16, б).

Ефект використання спареного реактора заснований на тому, що коефіцієнт взаємодукції між обмотками спареного реактора $K_M \neq 0$, а падіння напруги в кожній секції:

$$\Delta U_1 = jX_L(I_1 - K_M I_2); \quad \Delta U_2 = jX_L(I_2 - K_M I_1),$$

де X_L – індуктивний опір секції обмотки реактора;

K_M – коефіцієнт взаємодукції взаємодуктивного зв'язку між обмотками секцій реактора.

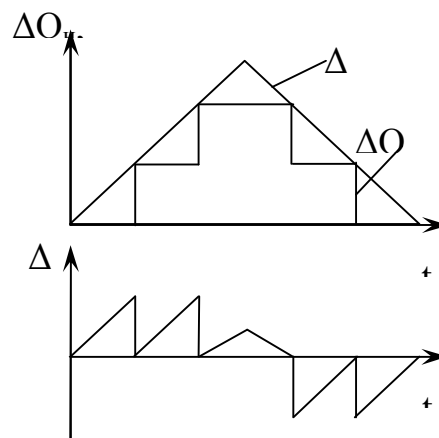


Рисунок 7.15 – Швидкодіюче регулювання реактивної потужності навантаження

Падіння напруги за рахунок магнітного зв'язку обмоток реактора зменшується на 50–60 %.

Трансформатори з розщепленою обмоткою дозволяють підключати до однієї гілки обмотки нижчої напруги різко змінне навантаження (джерело перекручувань), а до другої – спокійне. Зв'язок між змінами напруги в обмотках визначають за виразом:

$$\Delta U_1 = \Delta U_2 \frac{4 - K_p}{4 + K_p}, \quad (7.55)$$

де K_p – коефіцієнт розщеплення, який приймаємо рівним 3,5.

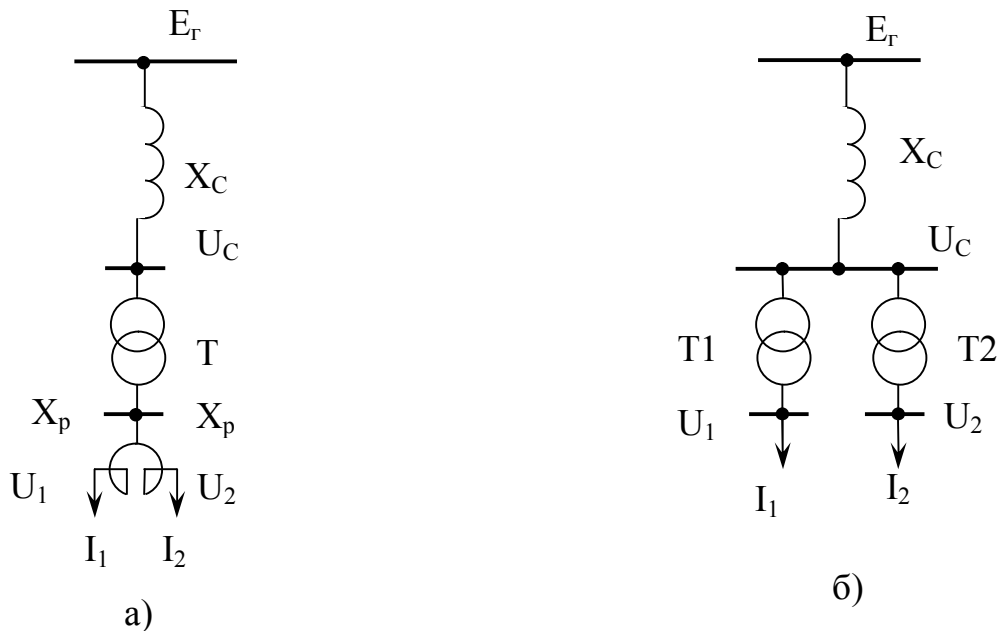


Рисунок 7.16 – Розподіл навантажень за допомогою спареного реактора (а) і різних трансформаторів (б)

При виділенні різко змінного навантаження на окремий трансформатор (рис. 7.16, б) загальний опір знижується з величини $X = \frac{X_{T1} X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2}} + X_c$ до величини X_c .

Розмах коливань напруги на шинах спокійного навантаження знижується в X_c/X разів, а на шинах різко змінного навантаження збільшується в $X/(X_c + X_{T2})$ разів.

7.6.3 Зниження несиметрії напруги

До зниження несиметрії напруг призводить зменшення опору мережі струмам зворотної і нульової послідовностей або зниження значень самих струмів.

Враховуючи, що опір зовнішньої мережі (трансформаторів, кабелів, ліній) однаковий для прямої і зворотної послідовностей, знизити його можливо лише шляхом підключення несиметричного навантаження до окремого трансформатора.

Основним джерелом несиметрії є однофазні навантаження. При співвідношенні між потужністю у вузлі мережі S_{K3} до потужності однофазного навантаження $S_{одн} \frac{S_{K3}}{S_{одн}} \geq 50$ коефіцієнт зворотної послідовності звичайно не перевищує 2 %. Це означає, що знизити несиметрії можна за допомогою збільшення S_{K3} на затискачах навантаження. Це досягається, наприклад, підключенням потужних однофазних навантажень на шини 110–220 кВ через власний трансформатор.

Зниження систематичної несиметрії в мережах низької напруги здійснюється раціональним розподілом однофазних навантажень між фазами з урахуванням того, щоб опори цих навантажень були приблизно рівні між собою.

Якщо несиметрія навантаження не може бути знижена за допомогою схемних рішень, тоді застосовують спеціальні пристрої, які називаються центруючими. Як такі пристрої застосовують несиметричне ввімкнення конденсаторних батарей (рис. 7.17, а) або спеціальні схеми центрування (рис. 7.17, б) однофазних навантажень.

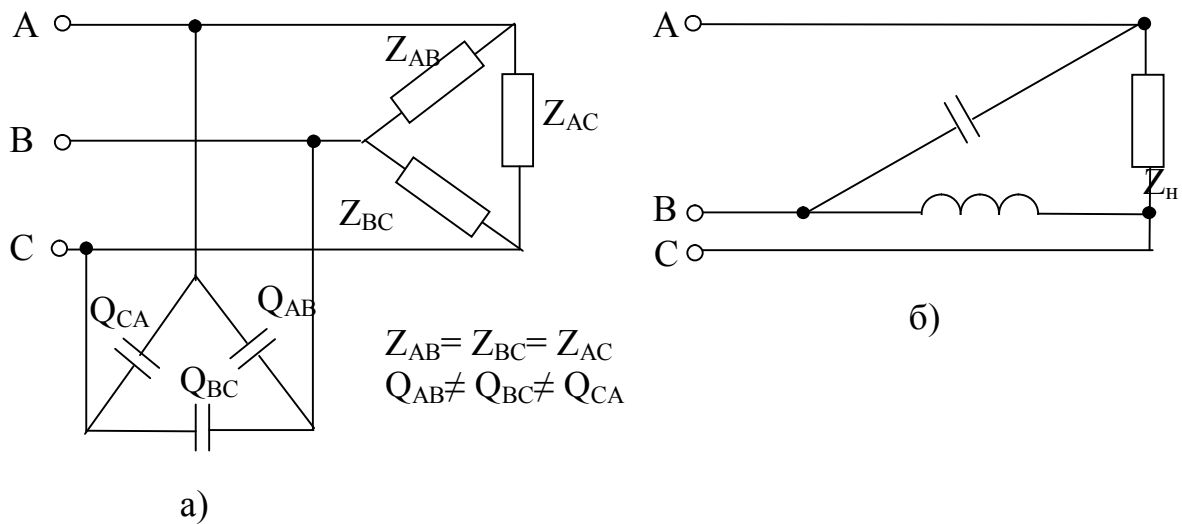


Рисунок 7.17 – Центруючі пристрої з КБ (а) і спеціальна схема (б)

Існує декілька методів розрахунку центруючого ефекту КБ і розрахунків параметрів центруючих пристроїв однофазних навантажень, включаючи номограми. У даному посібнику вони не наводяться.

Якщо несиметрія змінюється за ймовірним законом, то для її зниження застосовують автоматичні центруючі пристрої (ЦП). Розроблена значна кількість схем ЦП і способів їх керування. Одна з найбільш розповсюджених схем ЦП подана на рисунку 7.18.

У такій схемі конденсатори і реактори набирають х невеликих декількох паралельних груп і підключають залежно від зміни струму чи напруги зворотної послідовності. Недоліком схеми є поява додаткових втрат за рахунок ввімкнення реакторів.

Розроблено ряд ЦП на базі застосування трансформаторів, наприклад, трансформаторів з обертаючим магнітним полем, які є несиметричним навантаженням, які дають змогу здійснювати пофазне регулювання напруги. Останній дозволяє здійснювати центрування при несиметричному навантаженні й при несиметрії напруг живильної мережі.

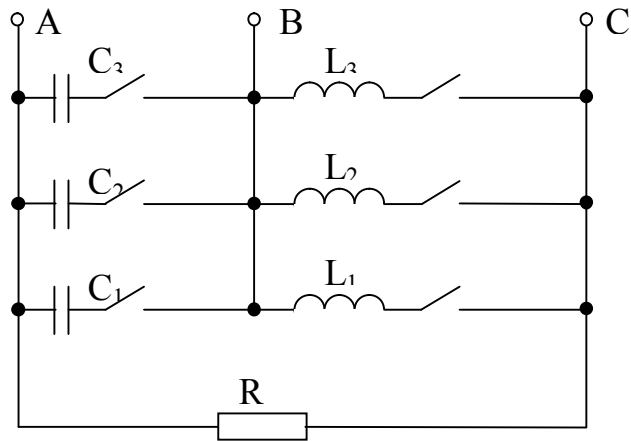


Рисунок 7.18 – Типова схема ЦП

7.6.4 Зниження несинусоїдальності напруги

Способи зниження несинусоїдальності напруги можна розділити на три групи:

а) схемні рішення:

- виділення нелінійних навантажень на окрему систему шин;
 - розосередження навантажень по різних вузлах СЕП з підключенням паралельно їм електродвигунів;
 - групування перетворювачів за схемою помноження фаз;
- підключення навантаження до системи з більшою потужністю $S_{КЗ}$.

б) використання фільтрових пристроїв:

- ввімкнення паралельно навантаженню вузькосмугових резонансних фільтрів;
- ввімкнення фільтрокомпенсуючих пристроїв (ФКП);
- застосування фільтроцентруючих пристроїв (ФЦП);
- застосування ІРМ, що містять ФКП.

в) застосування спеціального обладнання, яке має знижений рівень генерації вищих гармонік:

- використання «ненасичуваних» трансформаторів;

– застосування багатофазних перетворювачів з поліпшеними енергетичними показниками.

Використання схемних рішень для підвищення якості електроенергії було розглянуто раніше на прикладі інших ПЯЕ і принципово не відрізняється від підходу до зниження несинусоїдальності. Тому докладніше зупинимося на використанні фільтрових пристроїв.

Типова схема виконання силового резонансного фільтра наведена на рисунку 7.19.

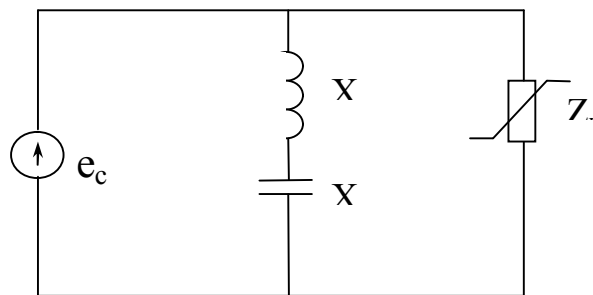


Рисунок 7.19 – Схема заміщення силового резонансного фільтра

Відомо, що опір фільтра Z на частоті ω дорівнює

$$Z = X_L - X_C = j \left(\omega L - \frac{1}{\omega C} \right). \quad (7.55)$$

При $X_L = X_C$ або $\omega L = \frac{1}{\omega C}$ на частоті ω настає резонанс напруг, який означає, що опір фільтра для гармонічної складової напруги з частотою ω дорівнює нулю. При цьому гармонічні складові з частотою ω будуть поглинатися фільтром і не попадуть в мережу. На такому ж явищі заснований принцип побудови резонансних фільтрів.

У мережах з нелінійними навантаженнями виникають, як правило, гармоніки канонічного ряду, порядковий номер яких $\nu = 3, 5, 7, \dots$. Рівні гармонік з таким порядковим номером, як правило, зменшуються зі збільшенням частоти. Тому на практиці застосовують ланцюги з паралельно

ввімкнених фільтрів, налаштованих на 3-ю, 5-у, 7-у і 11-у гармоніки. Такі пристрої називаються вузькосмуговими резонансними фільтрами.

Враховуючи, що $X_{Lv}=X_L$, $X_{Cv}=X_C/v$, де X_L і X_C – опори реактора і КБ на основній частоті, а також вираз (8.6), отримаємо:

$$X_{\phi} = X_L + X_C = X_C \left(1 - \frac{1}{v^2} \right). \quad (7.56)$$

Такий фільтр буде генерувати реактивну потужність окрім фільтрації гармоніки і компенсувати втрати потужності в мережі і напруги, тому такі пристрої мають назву фільтрокомпенсуючих.

Фільтроцентруючі пристрої окрім фільтрації вищих гармонік виконують функції центрування напруги. Конструктивно ФЦП являють собою несиметричний фільтр, який підключається на лінійну напругу мережі.

Вибір лінійних напруг, на які підключаються фільтруючі ланцюги ФЦП, а також співвідношення потужностей конденсаторів, ввімкнених у фази фільтра, визначаються умовами центрування напруги.

З вищенаведеного випливає, що пристрої типу ФКП і ФЦП діють одночасно на декілька показників якості електричної енергії (несинусоїдальність, несиметрія, відхилення напруги). Такі пристрої отримали назву багатофункціональних пристроїв підвищення якості електричної енергії.

Доцільність розробки таких пристроїв виникла у зв'язку з тим, що різко змінні навантаження типу ДСП викликають одночасне перекручування напруги за рядом показників. Застосування багатофункціональних пристроїв дозволяє комплексно вирішувати проблему забезпечення якості електроенергії, тобто за декількома показниками. До категорії таких пристроїв відносяться швидкодіючі статичні ІРМ. За принципом регулювання реактивної потужності ІРМ можна поділити на дві групи: ІРМ прямої компенсації; ІРМ непрямої компенсації. Структури ІРМ відповідно подані на рисунку 7.20, а, б.

Такі пристрої, маючи високу швидкодію, дозволяють знижувати коливання напруги. Пофазне регулювання і наявність фільтрів забезпечують центрування і зниження рівнів вищих гармонік.

На рисунку 7.20, а «керуючим» джерелом реактивної потужності є комутована за допомогою тиристорів конденсаторна батарея. Батарея має декілька секцій і дозволяє дискретно змінювати генеровану реактивну потужність. На рисунку 7.20, б потужність ІРМ змінюється за допомогою регулювання реактора. При такому способі керування реактор споживає надлишок реактивної потужності, генерованої фільтрації, тому спосіб має носити назву непрямої компенсації.

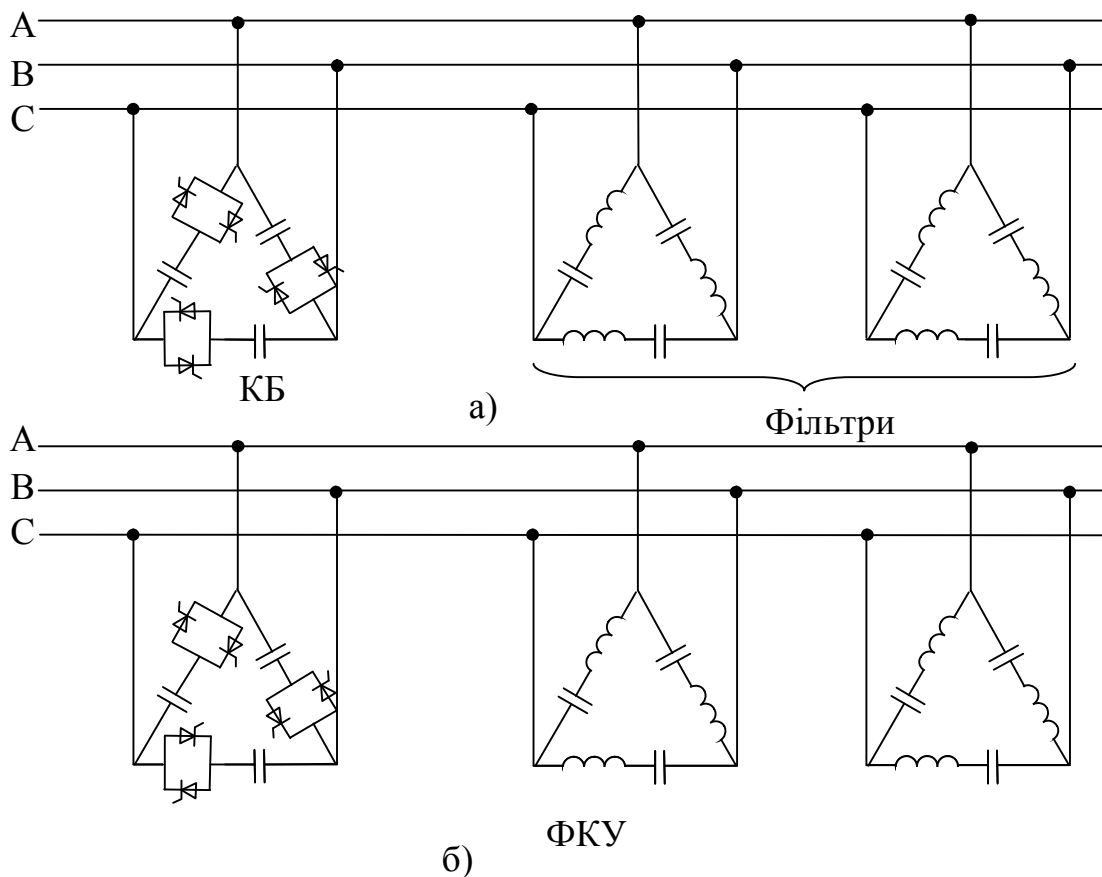


Рисунок 7.20 – Структурні схеми багатофункціональних ДРП прямої (а) і непрямої (б) компенсації

Непряма компенсація має два недоліки: поглинання надлишку потужності викликає додаткові втрати; зміна потужності реактора за допомогою кута керування вентилів призводить до додаткової генерації вищих гармонік.

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Демонстративна версія Огляду «Електроенергетика України 2010–2015 рр.» [Електронний ресурс]. – Електронні текстові дані. – Режим доступу : <http://rmnt.net/analytics/bp.php&parent=rubricator&child=getresearch&id=9046>, вільний. – (дата звернення 19.07.2017). – Назва з екрана.
2. Інтерфакс Україна [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://interfax.com.ua>, вільний. – (дата звернення: 19.07.2017), вільний. – Назва з екрана.
3. Україна за 6 мес. 2017 г. експортировала електроенергію на \$136 млн [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://uaenergy.com.ua/post/29270/ukraina-za-6-mes-2017-g-eksportirovala> – електроенергію, вільний. – (дата звернення: 19.07.2017). – Назва з екрана.
4. Україна в 2016 г снизила производство електроенергії на 1,8 % [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://interfax.com.ua/news/economic/395884.html> (дата звернення: 19.07.2017.). – Назва з екрана.
5. Укренерго: Добовий графік виробництва/споживання електроенергії [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://ua.energy/diyalnist/dyspetcherska-informatsiya/dobovyj-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-е-е>, вільний. – (дата звернення 19.07.2017). – Назва з екрана.
6. Укренерго майбутнього. Інтеграція до ENTSO-E. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://ua.energy/majbutnye-ukrenergo/integratsiya-do-entso-e>, вільний. – (дата звернення 19.07.2017.). – Назва з екрана.
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 технології) / В. Ф. Харченко ; Харків нац. акад. міськ. госп-ва. – Харків : ХНАМГ, 2011. – 168 с.

8. Справочник по проектированию электроснабжения / [Л. Е. Федорова и др.]; под ред. Ю. Г. Барыбина. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
9. Проектирование промышленных электрических сетей / В. И. Крупович, А. А. Ермолов, В. С. Иванов, Ю. В. Крупович ; под ред. В. И. Круповича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергия, 1979. – 328 с.
10. Постников Н. П. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб. пособие / Н. П. Постников, Г. М. Рубашов – Л. : Стройиздат. 1989. – 352 с.
11. Кудрин Б. Й. Электроснабжение промышленных предприятий / Б. Й. Кудрин. – М. : Энергоатомиздат, 1995. – 416 с. : ил.
12. Савоськин В. С. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб. пособие / В. С. Савоськин. – Пенза : Изд-во Пенз. гос. ун-та, 2008. – 256 с.
13. Артемов А. И. Электроснабжение цеха промышленного предприятия / А. И. Артемов. – М. : изд-во МЭИ, 1990. – 118 с.
14. Козлов В. А. Электроснабжение городов / В. А. Козлов. – Л. : Энергоатомиздат, 1988. – 264 с.
15. Кужеков С. Л. Городские электрические сети : учеб. пособие / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. – Ростов н/Д : изд-во. центр «МарТ», 2001. – 256 с.
16. Журахівський А. В. Посobie к курсовому и дипломному проектированию для електроенергетических специальностей вузов / А. В. Журахівський, Б. М. Кінаш, О. О. Пастух; под ред. В. М. Блок. – М. : Вышш. шк., 2012. – 280 с.
17. Карапетян И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей /3 авт.; под ред. Д. Л. Файбисовича – 4-е изд. – М. : НЦ ЭНАС, 2012. – 376 с.
18. Бурбело М. Й. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навч. посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук. – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.

19. ДБН В.2.5-23:2010. Державні будівельні норми України. Проектування електрообладнання житлових і громадських будівель і споруд. – На заміну ДБН В.2.5-23-2003 ; чинний від 1 жовтня 2010 року. – Державний комітет України з будівництва та архітектури. – Київ, 2010. – 104 с.
20. ДСТУ-Н Б В.2.5.-80:2015. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. – Уведено вперше ; чинний від 28.10.15. – Київ : Мінрегіон, 2016. – 79 с.
21. ДБН Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будинках і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. – Уведено вперше ; чинний від 01 квітня 2017 року. – Київ : Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства, 2016. – 158 с.
22. Нормативний документ міненерговугілля України. Розрахунок струмів короткого замикання в мережі напругою до 1 кВ електростанцій та підстанцій з урахуванням впливу електричної дуги. Методичні вказівки. СОУ – Н ЕЕ 40. 11-21677681-48:2011. – Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2011. – 80 с.
23. Соколов В. Ф. Сети наружного освещения. Построение и автоматизация / В. Ф. Соколов, А. Г. Овчинников, В. Ф. Харченко. – М. : Энергоатомиздат, 1997. – 160 с.
24. Система управления и контроля наружного освещения «СПРУТ» . – Електронні текстові дані. – Режим доступу : http://ow.od.ua/wp-content/uploads/2016/07/ПРОСПЕКТ8_рус_одис2.pdf, вільний. – (дата звернення: 19.07.2017). – Назва з екрана.
25. Альтернативні джерела енергії в Україні. Підведення підсумків та прогнози розвитку [Електронний ресурс]. – Електронні текстові дані. – <http://www.energya.by/alternativnyie-istochniki-energii-v-ukraine-podvedenie-itogov-i-prognozyi-razvitiya/>, вільний. – (дата звернення 19.07.2017). – Назва з екрана.

26. Про електроенергетику [Електронний ресурс] : Закон України від 16.10.1997 № 575/97-ВР.– Електронні текстові дані. – Режим доступу : http://kodeksy.com.ua/pro_elektroenergetiku.htm, вільний. – (дата звернення 19.07.2017). – Назва з екрана.
27. Титко Р. Відновлювальні джерела енергії : посібник / Р. Титко, В. Калініченко. – Варшава : OWG, 2010. – С. 533.
28. Поновлювані джерела енергії: можливості та перспективи в Україні [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://n-energy.com.ua/vzobnovliaemie-istochniki-energii-vozmojnosti-iperspektivi>, вільний. – (дата звернення 19.07.2017). – Назва з екрана.
29. Охоткин Г. П. Методика расчета мощности солнечных электростанций / Г. П. Охоткин // Вестник Чувашского университета : науч. журн. – Серия : Электротехника и электроэнергетика . – Чебоксары, 2013. – № 3. – С. 222–230.
30. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – На замену [ГОСТ 13109-87](#) ; дата введения 1999-01-01. – Минск, 1999. – 24 с.
31. Артемов А. И. Электроснабжение цеха промышленного предприятия / А. И. Артемов. – М. : МЭИ, 1990. – 118 с.
32. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – Украина, Харьков : Форт, 2014. – 800 с.

ДОДАТКИ

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_g	потужності, $\cos\varphi$	попиту, K_n
Металорізальні верстати при дрібносерійному виробництві з нормальним режимом роботи – дрібні 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 опору з автоматичним завантаженням виробів	0,75–0,8	0,95	0,71
Печі опору 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
$K_{(AB)A}$ $K_{(BC)B}$ $K_{(CA)C}$	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 й 2-го видів

Споживачі електроенергії	Значення показника, кВт/житла при кількості житла														
	1	3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600	1000
1 Житло 1-го виду															
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
2 Житло 2-го виду															
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	16,0	13,0	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	К _{сп.л} 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 $K_{n.сан}$ для сантехнічних установок

Питома вага встановленої потужності працюючого сантехнічного і холодильного обладнання, включаючи системи кондиціонування повітря, в загальній встановленій потужності працюючих силових електроприймачів, %	$K_{n.сан}$ 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	0,6 5	0,65	0,6 0	0,55	0,5 5	0,50
84–75			0,75	0,70	0,65	0,6	0,60	0,6	0,55	0,5	0,50
74–50			0,70	0,65	0,65	0,6	0,60	0,5	0,50	0,5	0,45
49–25			0,65	0,60	0,60	0,5	0,50	0,5	0,50	0,4	0,45
24 і менше			0,60	0,60	0,55	0,5	0,50	0,5	0,45	0,4	0,40

Примітка 1. У встановлену потужність резервні електроприймачі не вмикають.
Примітка 2. У дужках наведені коефіцієнти попиту для електродвигунів одиничної потужності більше 30 кВт.
Примітка 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 на- вантаження	Будинки		Установи громадського харчування - їдальні	Установи громадського харчування – ресторани і кафе	Середні навчальні заклади	Загальноосвітні школи, ПТУ	Установи адміністративно- управлінські, фінансові, проектно-конструкторські	Торговельні підприємства однозмінні	Торговельні підприємства півтора й двозмінні	Готелі	Пекарні	Дошкільні дитячі заклади	Поліклініки	Комбінати побутового обслуговування, ательє	Підприємства комунального обслуговування	Культові, видовищні установи, кінотеатри
	з	з														
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 зклади, 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
Торговельні підприємства одно-, півтори-, двозмінні	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 керування, фінан- сові, 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 ¹	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_{\max} 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 із кількістю місць $400 \geq n \geq 600$	0,9—0,75	0,98	0,2
– частково електрифіковані з тією самою кількістю місць	0,7—0,6	0,85-0,95	0,33
Продовольчі магазини, кВт/м ² торговельного залу:			
з кондиціонуванням повітря	0,14	0,8	0,75
без кондиціонування повітря	0,11	0,82	0,7
Промтоварні магазини, кВт/м ² торговельного залу:			
– з кондиціонуванням повітря;	0,11	0,9	0,48
– без кондиціонування повітря.	0,08	0,92	0,43
Універсами, кВт/м ² 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

Закінчення таблиці А.9

Поліклініки, кВт/відвідування в 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 ² 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 ² корисної площі:			
– з кондиціонуванням повітря;	0,06	0,87	0,57
– без кондиціонування повітря.	0,05	0,85	0,62
Комбінати побутового обслуговування населення, кВт/робоче місце	0,5	0,9	0,48
Фабрики хімчистки і пральні самообслуговування, кВт/кг речей у зміну	0,065	0,8	0,75

Таблиця А.10 – $p_{\text{пит.н.о.}}$ питоме розрахункове навантаження зовнішнього освітлення

Категорія вулиць і доріг	Об'єкти	Найбільша годинна інтенсивність руху в обох напрямках, од/год	Питоме навантаження КВт/км
А	Магістральні вулиці загальноміського значення, швидкісні дороги	500–3 000 і більш	80–100
Б	Магістральні вулиці районного значення	до 500 500–2 000 і більш	3–80
В	Вулиці і дороги місцевого значення	до 500 і більш	7–10

Таблиця А.11 – Коефіцієнти сполучення максимумів навантажень K_{mn} трансформаторних підстанцій 10–20/0,4 кВ

Характеристика навантаження	Кількість трансформаторів				
	2	3–9	6–10	11–20	більш 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 більш навантаження громадських будівель і до 30 % – житлових будинків)	0,9	0,75	0,7	0,65	0,6
Комунально-промислова (65 % і більш навантаження промислових і громадських будівель і до 35 % – житлових будинків)	0,9	0,7	0,65	0,6	

Таблиця А.12 – Коефіцієнти сполучення максимумів навантажень $K_{макс.1}$ міських мереж і промпідприємств

Характеристика житлового сектора	Відношення розрахункового навантаження промпідприємств $S_{пром.}$ до навантаження міської мережі $S_{гор.}$: $S_{пром.}/S_{гор.}, \%$								
	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
Квартири 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 влучення максимуму навантажень елементів $K_{\text{макс.2}}$ у максимум енергосистеми

Елементи системи	$K_{\text{макс.2}}$
Освітлювально-побутове навантаження	1,0
Підприємства:	
тризмінні	0,85
двозмінні	0,7–0,75
однорозмінні	0,1–0,15
Електрифікований транспорт	1,0
Сільськогосподарське виробництво	0,7–0,75

ДОДАТОК Б

Таблиця Б.1 – Категорії надійності електропостачання споживачів (цехів або відділень), що рекомендуються

Цех або відділення	Категорія надійності	Обладнання
1	2	3
Механічні й збиральні цехи для виробництва:		Верстати холодної обробки металів і вентиляція
– серійного; – дрібносерійного.	2 3	
Інструментальні цехи для виробництва:		Верстати холодної обробки металів, вентиляція, печі для термічної обробки
– серійного; – дрібносерійного*.	2 3	
Деревообробні цехи для виробництва:		Верстати, пили, вентилятори
– серійного; – дрібносерійного.	2 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 – дрібносерійного	2 3	
Ливарні ділянки:	1	Вентилятори дуття вагранок, розливочні крани
–з механічною подачею суміші;	2	Транспортери змішувачі, бігуни, заливочні конвеєри
– без механічної подачі суміші.	1	Приводи дуття вагранок вентиляторів
Сталеплавильні цехи	1	Механізми печей, крани розливочні
	2	Вентилятори, транспортери змішувального відділення і т. ін.

Таблиця Б.2 – Припустимі температури нагрівання провідників, град.

Провідник і його ізоляція	Тривала температура нагрівання	Короткочасна температура нагрівання при перевантаженнях	Температура нагрівання при с.к.з. у провідниках	
			Мідному	Алюмінієвому
Голі дроти і шини	70	125	300	200
Дроти і кабелі з гумовою або полівінілхлоридною ізоляцією	55	110	150	150
Кабелі з паперовою просоченою ізоляцією:				
– до 3 кВ включно	80	125	200	200
– 6 кВ	65	110	200	200
– 10 кВ	60	90	200	200
– 35 кВ	50	75	125	125

Таблиця Б.3 – Припустимі тривалі струмові навантаження (А) на кабелі з мідними (чисельник) і алюмінієвими (знаменник) жилами, з паперовою просоченою маслोकаніфольною і нестікаючою ізоляцією у свинцевій або алюмінієвій оболонці

Переріз, мм ²	При прокладанні у повітрі					При прокладанні в землі				
	Двожилінні до 1 кВ	трижилінні			Чотирьохжилінні до 1 кВ	Двожилінні до 1 кВ	трижилінні			Чотирьохжилінні до 1 кВ
		до 3 кВ	6 кВ	10 кВ			до 3 кВ	6 кВ	10 кВ	
	Максимально припустима температура жил, °С									
80	80	65	60	80	80	80	65	60	80	
2,5	30/23	28/22				45/35	40/31	–	–	–
4	40/31	37/29	–	–	35/27	60/46	55/42	–	–	50/38
6	55/42	45/35	–	–	45/35	80/60	70/55	–	–	60/46
10	75/55	60/46	55/42	-	60/45	105/80	95/75	80/60	–	85/65
16	95/75	80/60	65/50	60/46	80/60	140/110	120/90	105/80	95/75	115/90
25	130/100	105/80	90/70	85/65	100/75	185/140	160/125	135/105	120/90	150/115
35	150/115	125/95	110/85	105/80	120/95	225/175	190/145	160/125	150/115	175/135
50	185/140	155/120	145/110	135/105	145/110	270/210	235/180	200/155	180/140	215/165
70	225/175	200/155	175/135	165/130	185/140	325/250	285/220	245/190	215/165	265/200
95	275/210	245/190	215/165	200/155	215/165	380/290	340/260	295/225	265/205	310/240
120	320/245	285/220	250/190	240/185	260/200	435/335	390/300	340/260	310/240	350/270
150	375/290	330/255	290/225	270/210	300/230	500/385	435/335	390/300	353/275	395/305
185	–	375/290	325/250	305/235	340/260	–	490/380	440/340	400/310	450/345
240	–	430/330	375/290	350/270	–	–	570/440	510/390	460/355	–

Таблиця Б.4 – Поправочні коефіцієнти на температуру землі й повітря для навантажень кабелів, голих і ізольованих дротів

Вихідна температура, С		Фактична температура середовища, С											
Середовище (розрахункове)	Жил (припустима)	-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
		15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	–
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	–

Таблиця Б.5 – Поправочні коефіцієнти на число працюючих кабелів, що лежать поруч у землі (у трубах і без труб)

Відстань у світлі, мм	Кількість 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

Таблиця Б.6 – Знижувальний коефіцієнт для дротів і кабелів, що прокладаються в коробах

Спосіб прокладки	Кількість прокладених дротів і кабелів		Коефіцієнт, що знижує, для дротів і кабелів, які живлять електроприймачі	
	Одножильні	Багатожильні	окремі з $\kappa_n \leq 0,7$	Групи і окремі з $\kappa_n > 0,7$
Багатошарово і пучками	–	До 4	1,0	–
	2	5–6	0,85	–
	3–9	7–9	0,75	–
	10–11	10–11	0,7	–
	12–14	12–14	0,65	–
	15–18	15–18	0,6	–
Одношарово	2–4	2–4	–	0,67
	6	5	–	0,6

Таблиця Б.7 – Кратності припустимих струмів захисних апаратів

Струм захисного апарата	Мережі, для яких захист від перевантаження обов'язковий			Мережі, що не потребують захисту від перевантаження
	провідники з гумовою і аналогічною по тепловим характеристикам ізоляцією		кабелі з паперовою ізоляцією	
	вибухо- і пожежонебезпечні виробничі, службово-побутові приміщення	невибухо- і пожежонебезпечні приміщення		
Номінальний струм плавкої вставки запобіжника	1,25	1,0	1,0	0,33
Струм вставки автоматичного вимикача, що має тільки максимальний миттєводіючий розціплювач	1,25	1,0	1,0	0,22
Номінальний струм розціплювача автоматичного вимикача з нерегульованою зворотньою залежною від струму характеристикою	1,0	1,0	1,0	1,0
Струм рухання розціплювача автоматичного вимикача з регульованою зворотньою залежною від струму характеристикою	1,0	1,0	0,8	0,66

Таблиця Б.8 – Значення коефіцієнта С

Напруга мережі	Система розподілу мережі	Значення С	
		Мідні жили	Алюмінієві жили
380/220	Трифазна з нулем	77	46
380/220	Двофазна з нулем	34	20
220	Однофазна двопровідна	12,8	7,7
220/127	Трифазна з нулем	25,6	15,5
220	Трифазна трьохпровідна	25,6	15,5
220/127	Двофазна з нульовим дротом	11,4	6,9
127	Однофазна двопровідна	4,3	2,6
36	Двопровідна	0,34	0,21
24	Те ж саме	0,163	0,092

Таблиця Б.9 – Припустиме короткочасне перевантаження для кабелів напругою до 10 кВ із паперовою просоченою ізоляцією

Коефіцієнт попереднього навантаження	Вид прокладки	Припустиме перевантаження по відношенню до номінальної протягом, год		
		0,5	1,0	3,0
0,6	У землі	1,35	1,30	1,15
	У повітрі	1,25	1,15	1,10
	У трубах (в землі)	1,20	1,10	1,0
0,8	У землі	1,20	1,15	1,10
	У повітрі	1,15	1,10	1,05
	У трубах (у землі)	1,10	1,05	1,00

Таблиця Б.10 – Припустиме короткочасне перевантаження на період ліквідації після аварійного режиму для кабелів напругою до 10 кВ із паперовою ізоляцією

Коефіцієнт попереднього навантаження	Вид прокладки	Припустиме перевантаження стосовно номінального при тривалості максимуму, год		
		1	3	6
0,6	У землі	1,5	1,35	1,25
	У повітрі	1,35	1,25	1,25
	У трубах (в землі)	1,30	1,20	1,15
0,8	У землі	1,35	1,25	1,20
	У повітрі	1,30	1,25	1,25
	У трубах (у землі)	1,20	1,15	1,10

Таблиця Б.11 – Характеристики електротехнічних зон

Позначення	Розміщення зони	Вид прокладки	Розміри зон, мм
1	2	3	4
А	Над нижньою основою залізобетонних або металевих ферм чи спеціальних пристроїв	Шинопроводи, кабелі, дроти на лотках, трубні блоки	1 500 × 2 000
Б ₁	Над нижній основі залізобетонних і металевих ферм	Відкриті магістралі до 1 кВ	1 500 × 1 500
Б ₂	Під нижньою основою ферм і балок, з низу залізобетонних перекриттів	Магістральний шинопровід, тролея	1 500 × 1 800

Продовження таблиці Б.11

1	2	3	4
Б ₃	По конструкціях підвісної стелі	Відкриті і закриті магістралі до 1 кВ	1 000×2 000
В	На висоті від 7 до 15 м уздовж стіни або підкранової балки	Кранові тролєї, кабелі в лотках, коробах і на конструкціях, трубні блоки	1 000 × 2 000
Г	Уздовж стіни будівлі по вертикалі до 1 м на висоті від 2,5 до 3,5 м в електротехнічних приміщеннях і від 4 до 7 м у прольотах цехів	Кабелі в лотках, коробах, трубні блоки, шинопроводи	1 000 × 2 000
Д	По горизонталі на підлозі і по вертикалі на стінах висотою до 2,5 м	Електроустаткування	1 000 × 2 500
Е	По вертикалі на стіні або колоні	Вертикальна прокладка трубних блоків, шинопроводів, кабелів	1 000 × 1 900 і більше
І	У кабельних каналах і траншеях	Кабелі на конструкціях і на підлозі	-

ДОДАТОК В

Криві визначення коефіцієнтів

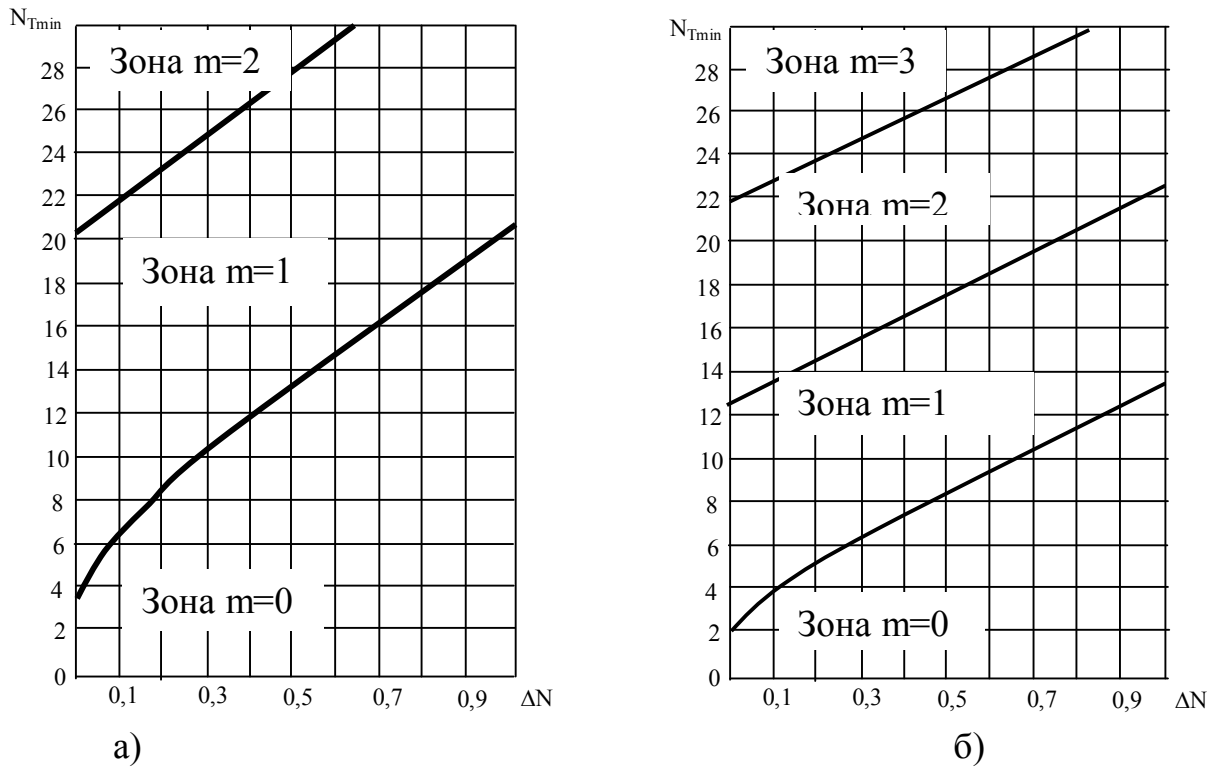


Рисунок В.1 – Зони для визначення додаткової кількості трансформаторів;

а – $\beta_T=0,7-0,8$; б – $\beta_T=0,9-1,0$

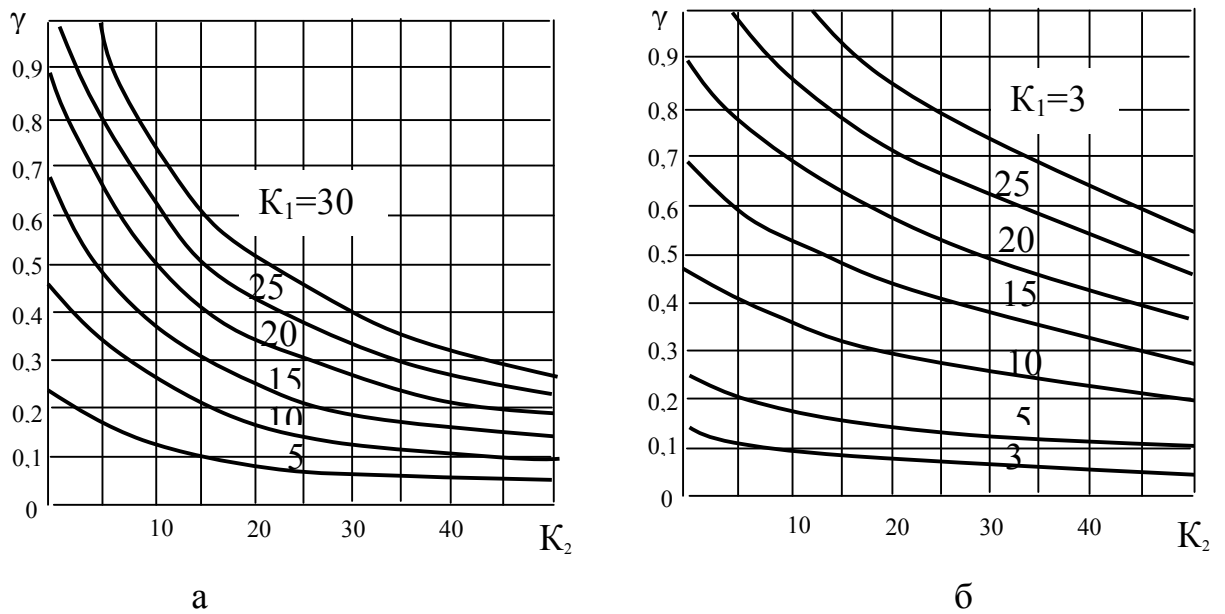
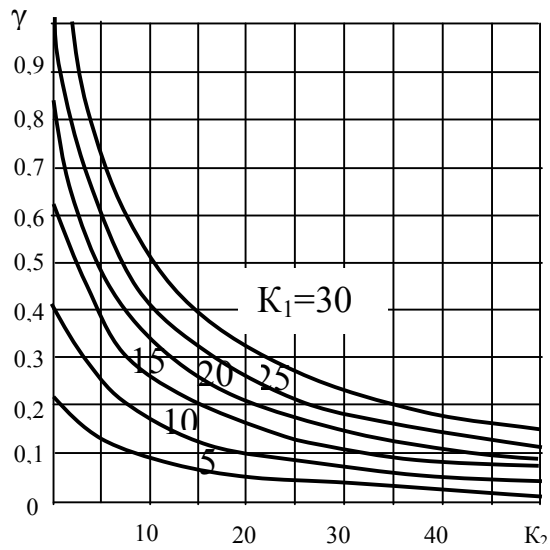
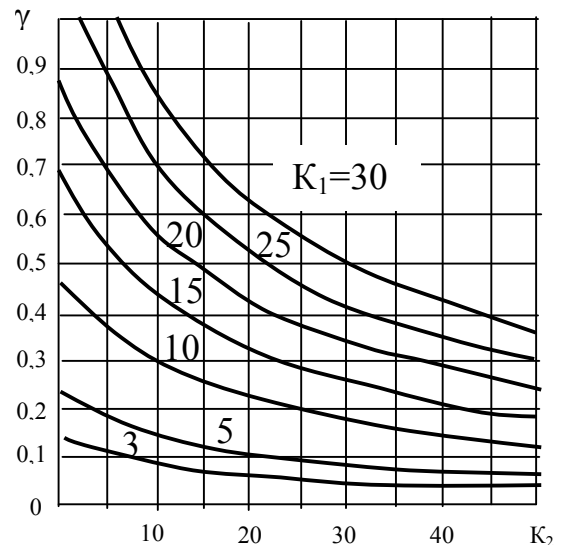


Рисунок В.2 – Криві визначення коефіцієнта (для радіальної схеми живлення трансформатора напругою 6 кВ (а) і 10 кВ (б))



а



б

Рисунок В.3 – Криві визначення коефіцієнта (для магістральної схеми живлення трансформаторів напруги 6 кВ (а) і 10 кВ (б))

Таблиця В.1 – Значення питомого коефіцієнта K_1

Кількість робочих змін	Коефіцієнт K_1
1	24
2	12
3	11

Таблиця В.2 – Значення коефіцієнта K_2

Потужність трансформатора, 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
1 000	2	7	10	15	27
1 600	3	10	17	23	40
2 500	5	16	26	36	50

ДОДАТОК Г

Коефіцієнти якості електричної енергії

Таблиця Г.1 – Коефіцієнт приведення дійсних розмахів напруги будь-якої частоти до еквівалентних

Частота зміни напруги, 1/хв	Коефіцієнт, g_f	Частота зміни напруги, 1/хв	Коефіцієнт, g_f
0,0167	0,0967	50,0	0,341
0,76	0,0967	60,0	0,363
0,8	0,1	70,0	0,377
0,9	0,104	80,0	0,387
1,0	0,107	90,0	0,397
2,0	0,132	100,0	0,408
3,0	0,153	200,0	0,460
4,0	0,161	300,0	0,492
5,0	0,171	400,0	0,573
6,0	0,181	500,0	0,592
7,0	0,193	600,0	0,659
8,0	0,207	700,0	0,744
9,0	0,215	800,0	0,829
10,0	0,223	900,0	0,935
20,0	0,264	1 000,0	0,983
30,0	0,299	1 052,0	1,000
40,0	0,322	1 800,0	0,644

Таблиця Г.2 – Джерела гармонійних викривлень кривої напруги та їх характеристики

№ з/п	Тип ЕП	U , кВ	K_{icU} , %	Порядок генерованих гармонік
1	ДСП-100	220	2,5	50 % часу
		35	8–10	K_{icU} , перевищує ДСТ
2	ДСП-40	110	2,1	50 % часу
		35	7,8	K_{icU} , перевищує ДСТ
3	Прокатний стан 1700	10	13,2	$\nu = 3-5$
4	Блюмінг 1150	110	1,95	$\nu = 5-17$
		10,5	13,1– 14,7	$\nu = 5-17$
5	Спрямлювачі електролізних установок	10	8,3–12	$\nu = 5-17$
		0,38	6–8	$\nu = 5-17$
6	Приводи потужних насосів	6	6–9	$\nu = 3-13$
7	Зварювальне обладнання	0,38	7–8	$\nu = 2-19$

Таблиця Г.3 – Характеристики ЕП, що викликають несиметрії напруг

№ з/п	Тип ЕП	U , кВ	K_{2U} , %
1	ДСП-100	220	1,3
		35	4,5
2	ДСП-40	110	1,4
		35	4,0
3	Однофазні електротермічні установки	10	18
4	Тягові підстанції	110	4,6
		6	1,4
5	Прокатний стан 1700	10	2,0
6	Зварювальні машини	0,4	1–5

Навчальне видання

ХАРЧЕНКО Віктор Федорович,
ЯКУНІН Олексій Анатолійович,
ВОРОПАЙ Валентина Григорівна

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МІСТ ТА ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для студентів усіх форм навчання галузі знань 14 – Електрична інженерія,
спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка,
професійне спрямування «Електротехнічні системи електроспоживання»)*

Відповідальний за випуск *П. П. Рожков*

За авторською редакцією

Комп'ютерне верстання *І. В. Волосожарова*

План 2017, поз. 152 Л.

Підп. до друку 29.11.2018. Формат 60 × 84/16.

Друк на ризографі. Ум. друк. арк. 7,7

Тираж 50 пр. Зам. №

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Маршала Бажанова, 17, Харків, 61002.
Електронна адреса: rectorat@kname.edu.ua

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:

ДК № 5328 від 11.04.2017.