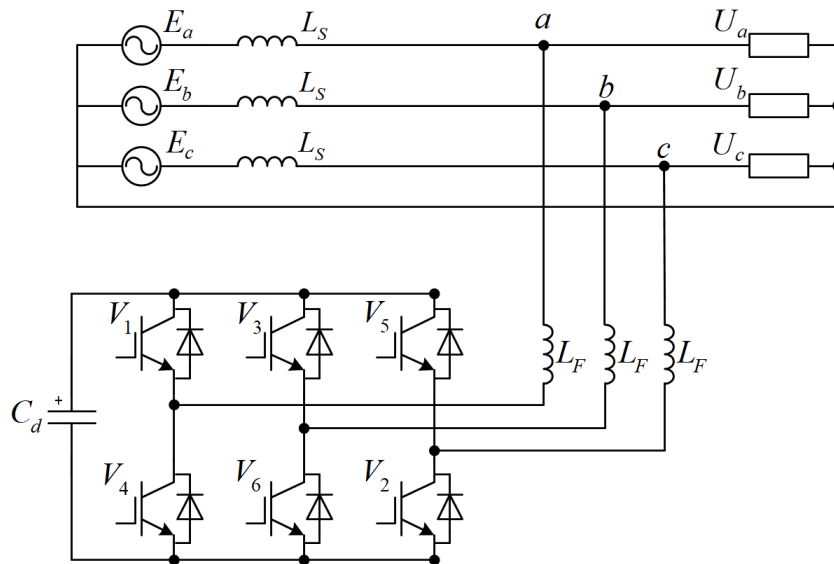


М. Й. Бурбело

**ЕЛЕКТРОМАГНІТНА СУМІСНІСТЬ
І КЕРУВАННЯ ЯКІСТЮ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

М. Й. Бурбело

**ЕЛЕКТРОМАГНІТНА СУМІСНІСТЬ І КЕРУВАННЯ ЯКІСТЮ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

**Електронний навчальний посібник
комбінованого (локального та мережного) використання**

Вінниця
ВНТУ
2023

УДК 621.316.176
Б91

Рекомендовано до видання Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки (протокол №5 від 29.12.2022 р.)

Рецензенти:

О. Г. Гриб, доктор технічних наук, професор

В. М. Кутін, доктор технічних наук, професор

М. П. Розводюк, кандидат технічних наук, доцент

Бурбело, М. Й.
Б91 Електромагнітна сумісність і керування якістю електроенергії в системах електропостачання : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Бурбело М. Й. – Вінниця : ВНТУ, 2023. – 159 с.

В навчальному посібнику висвітлено питання якості електроенергії, електромагнітної сумісності споживачів і використання технічних засобів для підвищення якості електроенергії та покращення електромагнітної сумісності споживачів в системах електропостачання. Посібник призначений для самостійної роботи під час підготовки здобувачів ступеня магістра, які навчаються за спеціальністю «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

УДК 621.316.176

ЗМІСТ

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ	4
ВСТУП	5
1 ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	6
1.1 Показники якості електроенергії	6
1.2 Вимірювання та контроль показників якості електроенергії.....	15
2 ЕЛЕКТРОМАГНІТНА СУМІСНІСТЬ.....	24
2.1 Поняття електромагнітної сумісності.....	24
2.2 Джерела електромагнітних завад.....	25
2.3 Вплив електромагнітних завад на електричні мережі та електрообладнання.....	32
3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ НАПРУГИ	45
3.1 Розрахунок відхилень напруги в радіальній мережі	45
3.2 Врахування статичних характеристик вузлів навантажень	48
3.3 Розрахунок відхилень напруги в магістральній мережі	49
3.4 Визначення діапазону регулювання трансформаторів з РПН	52
3.5 Регулювання напруги за допомогою конденсаторних батарей	57
4 РОЗРАХУНОК І ОБМЕЖЕННЯ КОЛИВАНЬ НАПРУГИ.....	61
4.1 Розрахунок коливань напруги	61
4.2 Обмеження коливань напруги.....	66
5 РОЗРАХУНОК І ОБМЕЖЕННЯ НЕСИМЕТРІЇ НАПРУГИ	70
5.1 Розрахунок режимів несиметричних навантажень	70
5.2 Симетрувальні пристрої.....	76
6 РОЗРАХУНОК І ОБМЕЖЕННЯ ГАРМОНІЧНИХ СПОТВОРЕНЬ	84
6.1 Розрахунок несинусоїдних режимів	84
6.2 Пасивні фільтри	86
7 СТАТИЧНІ ТИРИСТОРНІ КОМПЕНСАТОРИ.....	91
7.1 Принцип роботи СТК	91
7.2 Регулювання напруги за допомогою СТК	95
7.3 Системи керування СТК	99
8 СТАТИЧНІ СИНХРОННІ КОМПЕНСАТОРИ	112
8.1 Принцип роботи СТАТКОМ	112
8.2 Системи керування СТАТКОМ	122
8.3 Порівняння СТАТКОМ і СТК.....	124
9 АКТИВНІ ФІЛЬТРИ.....	129
9.1 Чисті та гібридні активні фільтри	129
9.2 Системи керування активними фільтрами.....	132
9.3 Двочастотні активні фільтри	139
9.4 Гібридні фільтрокомпенсувальні перетворювачі.....	142
10 АКТИВНІ ВИПРЯМЛЯЧІ	145
10.1 Активні випрямлячі з ШІМ	145
10.2 Активні випрямлячі з інжекцією третьої гармоніки	147
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	155

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

- АД – асинхронний двигун
АФ – активний фільтр
ВГ – вищі гармоніки
ВН – висока напруга (110 кВ і вище)
ГС – гармонічна складова
ДСП – дугова сталеплавильна піч
ЕЕС – електроенергетична система
ЕМЗ – електромагнітні завади
ЕМС – електромагнітна сумісність
КН – колювання напруги
КРП – компенсація реактивної потужності
ЛЕП – лінія електропередачі
НН – низька напруга (0,4 кВ)
ПН – провал напруги
ПФ – пасивний фільтр
ПЯЕ – показник якості електроенергії
СЕП – система електропостачання (електропостачальна система)
СН – середня напруга (6, 10, 35 кВ)
СТАТКОМ – статичний синхронний компенсатор (*STATCOM – Static Synchronous Compensator*)
СТК – статичний тиристорний компенсатор (*SVC – Static Var Compensator*)
ТЗП – точка загального приєднання
ТРГ – тиристорно регульована група
ТРР – тиристорно регульований реактор
ЯЕ – якість електроенергії
GTO – тиристори з примусовим закриттям (*Gate Turn-Off Thyristor*)
IGBT – біполярні транзистори з ізольованим затвором (*Insulated Gate Bipolar Transistors*)
IGCT – керовані тиристори з ізольованим затвором (*Insulated Gate Controlled Thyristor*)
IEGT – інжекційний польовий транзистор (*Injection-Enhanced Gate Transistor*)
NPC фіксована нейтраль (*Neutral-point clamped*)

ВСТУП

Навчальний посібник призначений для підготовки здобувачів ступеня магістра, які навчаються за спеціальністю 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

Проблема якості електроенергії (ЯЕ) та електромагнітної сумісності (ЕМС) в системах електропостачання (СЕП) є однією з найбільш важливих. Щорічні економічні збитки, зумовлені недостатнім рівнем ЕМС, становлять (за різними оцінками) від 100 до 500 млрд євро [1, 2].

Навчальний посібник містить десять розділів.

Розділ 1 присвячено показникам якості електроенергії, їх нормуванню, вимірюванню та контролю.

В розділі 2 проаналізовано джерела погіршення показників якості електроенергії та їх вплив на зниження ефективності електричних мереж і електрообладнання.

В розділі 3 розглянуто питання розрахунку відхилень напруги, вибору регулювальних відгалужень трансформаторів, вибору конденсаторних батарей для регулювання напруги.

В розділах 4 – 6 розглянуто питання розрахунку, а також зменшення коливань, несиметрії та несинусоїдності напруги.

В розділі 7 розглянуто статичні тиристорні компенсатори, основним призначенням яких є зменшення відхилень, коливань і несиметрії напруги.

Більш досконалі є синхронні компенсатори, які забезпечують значно краще зменшення високочастотних коливань напруги (розділ 8).

В розділі 9 розглянуто активні фільтри, які використовують для компенсації вищих гармонік в мережах низької та середньої напруги.

Використання активних випрямлячів дозволяє суттєво знизити вміст вищих гармонік, що генеруються в розподільну мережу (розділ 10).

Література, яка рекомендується для самостійної підготовки

1. Электромагнитная совместимость потребителей / И. В. Жежеленко, А. К. Шидловский, Г. Г. Пивняк, Ю. Л. Саенко, Н. А. Нойбергер. М. : Машиностроение, 2012. 351 с.

2. Жежеленко И. В., Саенко Ю. Л. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях. М. : Энергоатомиздат, 2000. 252 с.

3. Кочкин В. И., Нечаев О. П. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий. М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. 248 с.

4. Akagi H., Watanabe E. H., Aredes M. Instantaneous power theory and applications to power conditioning. – IEEE Press / Willy-Interscience, 2007. 379 p.

5. Бурлака В. В., Поднебенна С. К., Гулаков С. В. Сучасні силові активні фільтри та імпульсні джерела живлення з корекцією коефіцієнта потужності : монографія. Маріуполь : ПДТУ, 2015. 196 с.

1 ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

1.1 Показники якості електроенергії

В Україні діють два стандарти, які нормують якість електроенергії: ГОСТ 13109-97 [3], який введено в дію з 1 січня 2000 р., та ДСТУ EN 50160-2014 [4], який введено в дію з 1 жовтня 2014 р. наказом Мінекономрозвитку України № 573 від 20.05.2014 р. відповідно до Закону України від 15 грудня 2010 р. № 2787-VI «Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства», згідно з яким Україна з 1 лютого 2011 р. стала членом Енергетичного Співтовариства. Останній є ідентичним європейському стандарту EN 50160:2010. Але при цьому міждержавний стандарт ГОСТ 13109-97 не втратив чинності.

Згідно з ГОСТ 13109-97 [3] нормуються: відхилення частоти, відхилення, коливання, несинусоїдність, несиметрія та провал напруги, перенапруга та імпульсна перенапруга (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 – Показники якості електроенергії (ГОСТ 13109-97)

Показник якості електроенергії	позначення	нормально допустиме значення	гранично допустиме значення
відхилення частоти	Δf	$\pm 0,2$ Гц	$\pm 0,4$ Гц
усталене відхилення напруги	δU	± 5 %	± 10 %
розмах зміни напруги	δU_t	2 графіки	10 %
доза флікера (короткочасна та тривала)	P_{St} та P_{Lt}	1,38 (1,0) 1,0 (0,74)	
коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю	K_{2U}	2 % (0,38)	4 % (0,38)
коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю	K_{0U}	2 % (0,38)	4 % (0,38)
коефіцієнт спотворення синусоїдності кривої напруги	K_U	8 % (0,38)	12% (0,38)
коефіцієнт n -ої гармонічної складової напруги	$K_{U(n)}$	5 гармон. 6 % (0,38)	
тривалість провалу напруги	t_{Π}		30 с
коефіцієнт тимчасової перенапруги	$K_{\text{пер}}$		1,47 до 1 с 1,31 до 20 с 1,15 до 60 с
імпульсна напруга	$U_{\text{імп}}$		6 кВ, 4,5 кВ

В ДСТУ EN 50160-2014 [4] уточнено склад і термінологію показників (табл. 1.2). Зокрема нормуванню підлягають: залишкова напруга та

тривалість провалу напруги, перенапряга та її тривалість, перенапряга перехідного процесу (імпульсна перенапряга), напруги інтергармонік, а також інтенсивність та тривалість переривання напруги електропостачання. Використано терміни: «небаланс напруги», що характеризує несиметрію напруги за зворотною послідовністю, «сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень» замість «коефіцієнт спотворення синусоїдності кривої напруги», «швидкі зміни напруги» замість «розмах зміни напруги».

Таблиця 1.2 – Показники якості електроенергії (ДСТУ EN 50160-2014)

Показник якості електроенергії	Позначення	нормально та гранично допустимі значення
відхилення частоти	Δf	$\pm 0,5$ Гц (+2/-3 Гц)
відхилення напруги	δU	± 10 % (на інтервалі 10 хв) (+10/-15 %)
швидкі зміни напруги	δU_t	5%, графік (10 %)
показник довгочасного флікера	P_{Lt}	1,0
небаланс напруг	U_2	2 %
сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень	$THDU$	8 % (0,38 кВ)
напряга гармонік	$U_{(n)}$	5 гарм. – 6 % 7 гарм. – 5 %... (0,38 кВ)
напряга інтергармонік		-
провал напруги, який регламентують залишкова напряга та тривалість провалу напруги	$U_{зал}, \Delta t_{п}$	Для мереж низької напруги 10-50 %, середньої напруги – 10–15 % (0,01...60 с)
перенапряга та її тривалість (0,01...60 с)	$U_{пер}, \Delta t_{пер}$	
перенапряга перехідного процесу		
переривання напруги електропостачання		Для мереж НН та СН від декількох десятків до декількох сотень в рік, тривалістю до 3 хв 70 % з них – не більше 1 с

Основною відмінністю стандарту EN 50160 є те, що значення показників не мають перевищувати допустимих значень протягом тижня, тоді як згідно з ГОСТ 13109-97 значення показників не мають перевищувати нормально допустимих значень протягом не менше 95% часу кожної доби і, крім цього, не можуть виходити за межі гранично допустимих значень.

Згідно з EN 50160 характеристики напруги електропостачання мають забезпечуватися в точці приєднання споживача до електричної мережі («supply terminal»), тоді як в ГОСТ 13109-97 для контролю якості електроенергії використовувалась «точка загального приєднання». У останньому випадку споживач отримує електроенергію в одній точці приєднання до мережі (яка в типовому договорі на постачання електроенергії називається точкою продажу електроенергії і знаходиться на межі балансової належності постачальника і цього споживача), а її якість допускається контролювати зовсім в іншій точці.

Відхилення частоти визначається в абсолютних або відносних одиницях

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}}; \delta f = \frac{f - f_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (1.1)$$

де f – значення частоти, що визначається як результат усереднення на інтервалі 10 с;

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

Частота є системним параметром, який залежить від співвідношення потужностей джерел живлення і навантажень енергосистеми. Перевищення навантаження на 1 % призводить до зниження частоти на 1 %. Номінальними є частоти 50 Гц в Європі та 60 Гц у США. В Японії використано дві частоти 50 та 60 Гц.

У ГОСТ 13109-97 допустиме відхилення частоти становить $\pm 0,2$ Гц, а гранично допустиме $\pm 0,4$ Гц.

Згідно з ДСТУ EN 50160 [4] допустиме відхилення частоти, усереднене на інтервалі десять секунд, для мереж, що приєднані до об'єднаної енергосистеми, становить ± 1 % (49,5...50,5 Гц) протягом 99,5 % часу року і -6 %... $+4$ % (47...52 Гц) протягом 100 % часу року, а для мереж, не приєднаних до об'єднаної енергосистеми, становить ± 2 % (49,0-51,0 Гц) протягом 95,0 % часу тижня та ± 15 % (42,5...57,5 Гц) протягом 100 % часу тижня.

В європейській енергосистемі UCРTE частота має бути в діапазоні $f = f_0 \pm 0,02$ Гц, а коливання частоти мають зменшуватися в межах експоненти, встановленої за умовами безпеки системи, протягом 900 с [5].

Відхилення напруги

$$\delta U = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (1.2)$$

де U – середньоквадратичне значення напруги, що визначається на інтервалі десять хвилин;

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

Згідно з ГОСТ 13109-97 нормально допустиме значення усталеного відхилення взято $\pm 5\%$, гранично допустиме значення – $\pm 10\%$.

Згідно з стандартом EN 50160 допустиме відхилення напруги, усереднене на інтервалі десять хвилин, становить $\pm 10\%$ протягом 95 % часу тижня. В умовах, коли електричну енергію постачають електромережі без зв'язку з ОЕС чи до особливо віддалених користувачів мережею, зміни напруги не мають перевищувати значення від -15% до $+10\%$ від $U_{\text{ном}}$.

В EN 50160 передбачено підвищення номінальної напруги електропостачання для мереж низької напруги – 230/400 В. В [6] розглянуто технічні аспекти «переходу» в Україні на напругу 230 В (400 В). Для сучасної електронної апаратури, що має в своєму складі стабілізовані імпульсні джерела живлення, підвищення номінальної напруги живлення є абсолютно несуттєвим. Чутливими до значення напруги живлення можуть бути установки з асинхронними електродвигунами. Для забезпечення можливості експлуатації подібних пристроїв за підвищених напруг розробники ГОСТ 29322-92 (МЕК 38-83) передбачали «перехідний період» (10 років), протягом якого мав би діяти несиметричний допуск на напругу живлення 230 В $+6\%$ -10% . Після вироблення ресурсу застарілими пристроями можна замінити їх сучасними без додаткових фінансових інвестицій. З огляду на те, що свого часу ці заходи не було здійснено, в сучасних умовах такий підхід є цілком доцільним за скорочення часу перехідного періоду.

Можливі «наслідки» для енергопостачальних організацій:

1. Під час перемикання відпайок первинної обмотки РТ 10/0,4 кВ необхідно здійснювати регулярний контроль значення напруги з тим, щоб на низькій стороні РТ значення фазної напруги не перевищували $+6\%$.

2. У разі підвищення номінального значення фазної напруги до 230 В робоча точка кривої намагнічування магнітопроводу РТ зміщується на криволінійну ділянку, що призводить до появи додаткових вищих гармонік фазних (лінійних) напруг мережі.

3. У зв'язку з наявністю в низьковольтних чотирипровідних мережах чималих «перекосів» фазних напруг (внаслідок систематичної несиметрії навантаження мережі) і відповідно значень «напруги зсуву нейтралі» перенапруги в мережі можуть значно перевищувати допустимі рівні фазної напруги 230 В $+6\%$.

З огляду на вищевикладене, потрібна реконструкція мереж НН з метою зниження їх імпедансів нульової послідовності.

4. Потрібно певним чином переглянути Методичні вказівки щодо застосування технічних засобів місцевого регулювання напруги і КРП в низьковольтних мережах за допомогою конденсаторних установок для усунення можливих перенапруг в мережі в режимі «мінімуму» навантаження.

Коливання напруги оцінюють за допомогою двох показників – швидких змін напруги та показника флікера. Швидкі зміни напруги обчислюють за формулою [3]

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\%, \quad (1.3)$$

де U_i, U_{i+1} – значення сусідніх екстремумів або екстремуму і горизонтальної ділянки ефективних значень напруги основної частоти, що визначені на кожному півперіоді основної частоти.

Оскільки швидкі зміни напруги можна легко виміряти, історично використовувались допустимі криві (рис. 1.1), які є порогом подразнення людського ока, що зумовлено флікером від швидких періодичних змін напруги прямокутної форми.

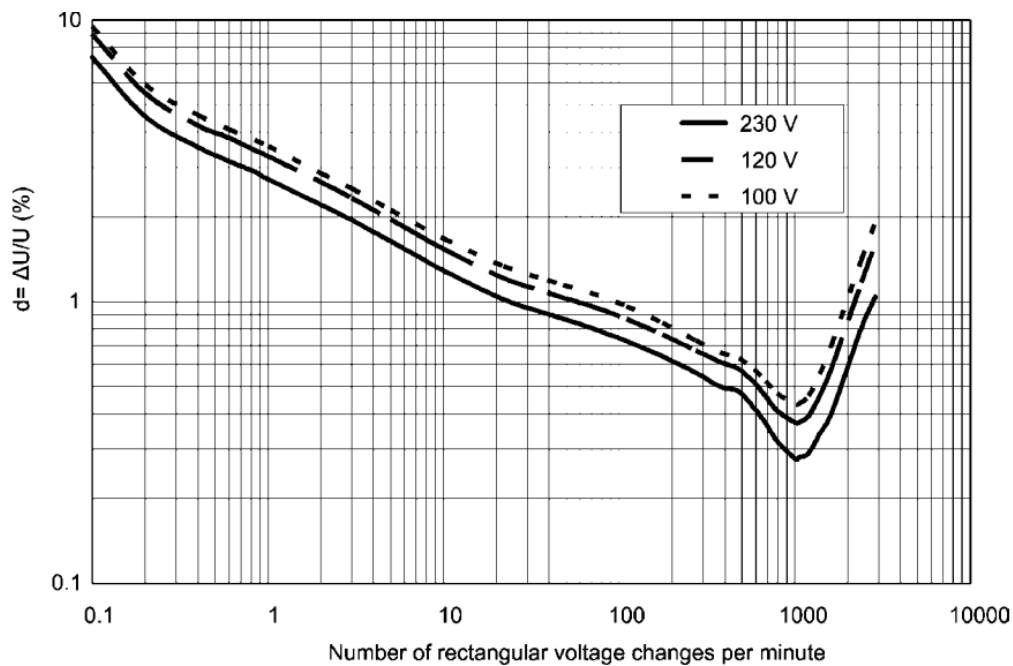


Рисунок 1.1 – Гранично допустимі значення швидких змін напруги для коливань, що мають форму меандра

Показником флікера називається міра сприйнятливості людиною коливань світлового потоку ламп розжарювання (штучних джерел освітлення), викликаних коливаннями напруги за встановлений проміжок часу і визначається інтегралом

$$P_t = \frac{k}{\theta} \int_{t-\theta}^t dt \int_0^{35} g^2(f)G(f,t)df, \quad (1.4)$$

де $g(f)$ – значення амплітудно-частотної характеристики (АЧХ) зорового аналізатора (рис. 1.2);

$G(f,t)$ – частотний спектр процесу зміни напруги в момент часу t ;

θ – інтервал усереднення, що враховує ефект пам'яті сприйняття, $\theta=300$ мс;

k – коефіцієнт вибирається таким чином, щоб значення $P_t=1$ відповідало порогу візуальної сприйнятливості.

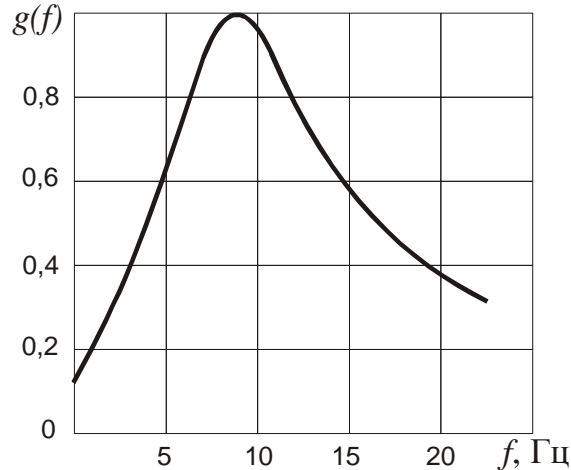


Рисунок 1.2 – Амплітудно-частотна характеристика ока людини

Короткочасний показник флікера P_{St} визначають на інтервалі часу 10 хвилин, а тривалий показник флікера P_{Lt} – на інтервалі часу, що дорівнює 2 год.

Згідно з EN 50160 показник тривалого флікера P_{Lt} в будь-якому періоді тижня не має перевищувати одиниці протягом 95 % часу вимірювання.

Несиметрія напруг характеризується коефіцієнтами несиметрії напруг за зворотною K_{2U} та нульовою K_{0U} послідовностями.

Коефіцієнти несиметрії напруг за зворотною та за нульовою послідовностями

$$K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{1(1)}} \cdot 100\%; \quad K_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{1(1)}} \cdot 100\%, \quad (1.5)$$

де $U_{2(1)}$, $U_{0(1)}$ – діючі значення напруг зворотної та нульової послідовностей основної частоти, які визначаються як результат усереднення на інтервалі часу 10 хвилин.

Згідно з ГОСТ 13109-97 під час визначення K_{2U} допускається обчислювати $U_{2(1)}$ за наближеною формулою

$$U_{2(1)} \approx 0,62(U_{\text{нб}(1)} - U_{\text{нм}(1)}), \quad (1.6)$$

де $U_{\text{нб}(1)}$, $U_{\text{нм}(1)}$ – найбільші й найменші діючі значення із трьох міжфазних напруг основної частоти;

а під час визначення K_{0U} допускається обчислювати $U_{0(1)}$ у разі симетрії міжфазних напруг за наближеною формулою

$$U_{0(1)} \approx 0,62(U_{\text{нб.ф}(1)} - U_{\text{нм.ф}(1)}), \quad (1.7)$$

де $U_{\text{нб.ф}(1)}$, $U_{\text{нм.ф}(1)}$ – найбільше й найменше із трьох діючих значень фазних напруг основної частоти.

Під час визначення K_{2U} згідно з ІЕС 61000-2-12 допускається користуватися наближеною формулою

$$K_{2U} \approx \sqrt{6 \cdot \alpha - 2} \cdot 100\%, \text{ де } \alpha = \frac{U_{AB}^2 + U_{BC}^2 + U_{CA}^2}{(U_{AB} + U_{BC} + U_{CA})^2}, \quad (1.8)$$

яка є більш точною.

ГОСТ 13109-97 визначає нормально допустиме та гранично допустиме значення коефіцієнта несиметрії напруги як за зворотною, так і за нульовою послідовностями в точках загального приєднання до чотирипровідних електричних мереж з номінальною напругою 0,38 кВ, що дорівнює 2 % і 4 %, відповідно.

Згідно з EN 50160 допустиме значення несиметрії напруг за зворотною послідовністю (небаланс напруг) для мереж низької та середньої напруги не має перевищувати 2 % протягом 95 % часу тижня (середньоквадратичне значення на 10-хвилинному інтервалі вимірювань), а в деяких місцях приєднання – до 3%.

Несинусоїдність напруги характеризують двома показниками: коефіцієнтом n -ої гармонічної складової напруги і сумарним коефіцієнтом гармонічних спотворень напруги THD_U

$$K_{U(n)} = \frac{U(n)}{U(1)} \cdot 100\% \approx \frac{U(n)}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%; \quad THD_U = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} K_{U(n)}^2}, \quad (1.9)$$

де $U(n), U(1)$ – діючі значення n -ої та першої гармонік напруги, які визначаються як результат усереднення на інтервалі часу 10 хвилин.

В ГОСТ 13109-97 визначено нормально та гранично допустимі значення коефіцієнта гармонічних спотворень для різних класів номінальної напруги, які наведено в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Допустимі значення сумарного коефіцієнта гармонічних спотворень

Нормально допустиме значення за $U_{\text{ном}}$, кВ		Гранично допустиме значення за $U_{\text{ном}}$, кВ	
0,38	8,0	0,38	12,0
6-20	5,0	6-20	8,0
35	4,0	35	6,0
110-330	2,0	110-330	3,0

Згідно з ДСТУ EN 50160 сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень не має перевищувати 8%, а нормально допустимі значення коефіцієнта n -ої гармонічної складової напруги в точках приєднання споживачів наведено в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Допустимі значення коефіцієнта n -ої гармонічної складової напруги

n	ГОСТ 13109-97				ДСТУ EN 50160:2014		
	НН	6-10 кВ	35 кВ	ВН	НН	СН	ВН
Непарні гармоніки, не кратні 3							
5	6,0	4,0	3,0	1,5	6,0	6,0	5,0
7	5,0	3,0	2,5	1,0	5,0	5,0	4,0
11	3,5	2,0	2,0	1,0	3,5	3,5	3,0
13	3,0	2,0	1,5	0,7	3,0	3,0	2,5
Непарні гармоніки, кратні 3							
3	5,0	3,0	3,0	1,5	5,0	5,0	3,0
9	1,5	1,0	1,0	0,4	1,5	1,5	1,3
15	0,3	0,3	0,3	0,2	0,5	0,5	0,5
21	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,5	0,5
Парні гармоніки							
2	2,0	1,5	1,0	0,5	2,0	2,0	1,9
4	1,0	0,7	0,5	0,3	1,0	1,0	1,0
6	0,5	0,3	0,3	0,2	0,5	0,5	0,5
8	0,5	0,3	0,3	0,2	0,5	0,5	0,5
10	0,5	0,3	0,3	0,2	0,5	0,5	0,5

Провал напруги – раптове значне зниження більше ніж на 10 %, за яким йде відновлення напруги до початкового або близького до нього значення за час від декількох періодів до декількох десятків секунд.

Згідно з чинними нормами, провалом напруги називають короткочасне (від півперіоду до кількох десятків секунд) різке зменшення величини середньоквадратичного значення напруги більш ніж на 10 % від номінального в деякій точці електричної мережі, з подальшим її відновленням до попереднього або близького до нього значення.

Для провалу напруги використовують такі основні характеристики:

– тривалість провалу, яку визначають як час від моменту зменшення напруги нижче від 90 % до моменту, коли під час відновлення вона стає більшою від цього значення;

– залишкова напруга, яка є найменшим значенням напруги під час її провалу;

– глибина провалу, яку визначають за різницею між номінальним і найменшим значенням напруги під час її провалу;

– інтенсивність провалів, яку визначають як відношення кількості провалів m з глибиною $\delta U_{\text{п}}$ і тривалістю $\Delta t_{\text{п}}$ за період T до сумарної кількості провалів напруги M .

Тривалість провалу напруги – це інтервал між початковим моментом провалу напруги і моментом відновлення напруги до початкового або близького до нього рівня, с:

$$\Delta t_{\Pi} = t_{\text{к}} - t_{\text{н}}, \quad (1.10)$$

де $t_{\text{н}}, t_{\text{к}}$ – початковий і кінцевий моменти провалу напруги, що фіксуються відповідно під час різкого спаду (з тривалістю менше 10 мс) середньоквадратичного значення напруги нижче рівня $0,9U_{\text{ном}}$ і його відновлення до $0,9U_{\text{ном}}$.

Глибина провалу напруги – це різниця між номінальним і мінімальним (протягом провалу) діючими значеннями напруги, виражена у відсотках від номінального значення:

$$\delta U_{\Pi} = \frac{U_{\text{ном}} - U_{\text{мін}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (1.11)$$

де $U_{\text{мін}}$ – мінімальне з усіх, показники мають розраховуватися за кожен напівперіод основної частоти діючих значень напруги під час провалу.

Інтенсивність появи провалу напруги F_{Π} , %, знаходять за формулою

$$F_{\Pi} = \frac{m(\delta U_{\Pi}, \Delta t_{\Pi})}{M} \cdot 100\%, \quad (1.12)$$

де $m(\delta U_{\Pi}, \Delta t_{\Pi})$ – кількість провалів напруги глибиною δU_{Π} (від 10 до 99%) і тривалістю Δt_{Π} (від 0,1 до 60 с) за період часу спостереження T ;

M – сумарна кількість провалів напруги за період часу спостереження T .

Згідно з EPRI провали тривалістю (від 0,1 до 60 с) поділяють на 3 групи: 0,1...0,5с, 0,5...3с, 3...60с.

Згідно з EN 50160 очікувана кількість провалів напруги може бути від декількох десятків до однієї тисячі; з них більшість тривалістю <1 с, глибиною <60 %. Місцеві «посадки» внаслідок перемикавання навантаження глибиною 10-15 % можуть відбуватися досить часто.

Перенапруга (перевищення номінальної напруги більше, ніж на 10 %). Згідно з EN 50160 можливе підвищення напруги промислової частоти: до 440 В внаслідок пошкодження мережі низької напруги і можливе виникнення тимчасової перенапруги до 1,5 кВ у разі КЗ в мережі живлення. Для мереж середньої напруги: 1,7 від номінального значення для мереж з глухозаземленою нейтраллю, або 2,0 для мереж з ізольованою нейтраллю або мереж з нейтраллю, що заземлена через дугогасильний реактор.

Перенапругу перехідного процесу характеризують показником імпульсної напруги $U_{\text{імп}}$ та тривалістю імпульсу на рівні $0,5U_{\text{імп}}$. Згідно з EN 50160 імпульсні перенапруги для мереж низької напруги: в загальному випадку мають бути менші 6 кВ, іноді – більші. Тривалість імпульсу мілісекунди ... частки мікросекунди.

Переривання напруги електропостачання. Регламентуються короткі перерви подачі напруги тривалістю менше 3-х хвилин – десятки-сотні разів на рік, тривалість 70 % з яких менша 1с; а також тривалі перерви подачі напруги тривалістю більше 3-х хвилин – менше 10–50 разів на рік.

1.2 Вимірювання та контроль показників якості електроенергії

Вимірювання частоти. Частоту фіксують кожні 10 с. Оскільки частота живлення може бути не точно 50 Гц протягом 10 с інтервалу часу, кількість циклів може не бути цілим числом. Фундаментальна вихідна частота – це співвідношення кількості підрахованих інтегральних циклів протягом 10-секундного інтервалу, поділена на кумулятивну тривалість цілих циклів (500/10=50 Гц; 501/10=50,1 Гц; 499/9,99=49,95 Гц). Щоб уникнути помилок визначення, необхідно забезпечити зменшення гармонік та інтергармонік, тим самим обмежуючи можливість небажаного проходження напруги через нуль. 10-секундні інтервали вимірювання не мають перекриватися. Вимірювання частоти виконується обладнанням класу А, з помилкою, що не перевищує 0,05 Гц і не залежить від гармонічного спотворення (*THD*) напруги до 20 %.

Контроль частоти відбувається за такою процедурою:

- моніторинг тривалості проводиться протягом одного тижня, на основі отриманих даних 10 с вікна;
- визначення N (число 10 с інтервалів), в якому не було відхилення напруги живлення, що перевищує $\pm 15\%$ від номінальної напруги;
- визначення N1 (число 10 с інтервалів), в якому частота відрізняється більше ніж 0,5 Гц від номінального значення, тоді як напруга становить $\pm 15\%$ від номінальної напруги;
- визначення N2 (число 10 с інтервалів), в якому частота нижче 47 Гц або більше 52 Гц, у той час як напруга становить $\pm 15\%$ від номінальної напруги;
- перевірка $N1/N \leq 0,005$ і $N2 = 0$.

Вимірювання напруги прямої, зворотної та нульової послідовностей, гармонік та інтергармонік проводяться в кожному циклі. Основний інтервал часу вимірювання – це 10-циклічний інтервал часу для систем живлення 50 Гц:

$$U_{200\text{мс}} = \sqrt{\frac{1}{0,2} \int_0^{0,2} U^2(t) dt}. \quad (1.13)$$

Для оцінення результатів вимірювань протягом більш тривалого інтервалу часу необхідно об'єднати вимірювання циклу. ІЕС 61000-4-30 пропонує чотири різні інтервали агрегації. Агрегація виконується за допомогою квадратного кореня середнього арифметичного значення вхідних значень у квадраті:

$$\begin{aligned}
 U_{3c} &= \sqrt{\frac{1}{15} \sum_{i=1}^{15} U_{i200\text{ms}}^2}; \\
 U_{10\text{min}} &= \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} U_{i3c}^2}; \\
 U_{2h} &= \sqrt{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} U_{i10\text{min}}^2}.
 \end{aligned}
 \tag{1.14}$$

Flickermeter UIE (IEC) спочатку базувався на лампі розжарювання 230 В, 60 Вт [5]. У Північній Америці номінальна напруга ламп 120 В і вони мають більші струми. Саме тому вони мають більш товсті нитки розжарювання з більш високою тепловою інерцією. Флікерметр IEC не застосовувався безпосередньо для вимірювання флікера в мережах 120 В. Однак протягом останніх кількох років стандарт вимірювання флікера IEC був змінений, щоб включити характеристики 120-вольтових ламп для вимірювання в Північній Америці.

Опис флікерметра IEC, наведений у IEC 61000-4-15, ґрунтується на аналоговому виконанні, хоча пристрій повністю або частково цифровий.

Флікерметр можна розділити на дві частини, кожна з яких виконує одне з таких завдань:

- моделювання реакції кола лампа-око-мозок;
- статистичний аналіз сигналу флікера та падання результатів.

Структурну схему флікерметра IEC зображено на рис. 1.3.

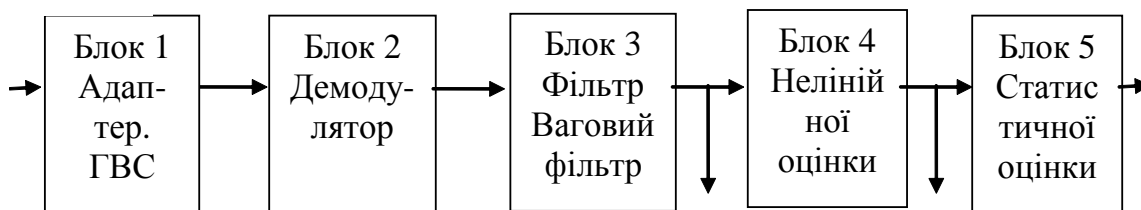


Рисунок 1.3 – Структурна схема флікерметра IEC

Блок 1: адаптер містить схему масштабування напруги, яка приймає напругу живлення як вхідну і отримує відносну зміну напруги. Це виконується шляхом регулювання підсилення блока до середнього значення вхідної напруги зі сталою часу, яка дорівнює одній хвилині, що є компромісом між величиною, достатньою для правильного відтворення змін напруги, але ще дозволяє дотримуватися досить повільних змін, що виникають внаслідок регулювання системи живлення. Виконавши таке масштабування, вимірювання флікера можна проводити незалежно від фактичного рівня вхідної напруги і виражати у відсотках. Крім того, блок 1 містить генератор взірцевих сигналів (ГВС) для перевірки калібрування флікерметра на місці.

Блок 2: демодулятор. Флікер викликається коливанням напруги, накладеним на хвилю 50 Гц. Призначення демодулятора – відновити цей модулюючий сигнал з синусоїдного носія. Серед можливих методів демодуляції сигналу у флікерметрі ІЕС використовується квадратичний демодулятор, оскільки він враховує не пікові, а діючі значення напруги, які краще характеризують коливання інтенсивності потоку джерел світла. Водночас враховується можливий вміст гармонік, які безпосередньо пов'язані з електричною потужністю, що поглинається лампою, і, отже, впливають на значення флікера. Ще однією перевагою є те, що квадратичний демодулятор можна легко реалізувати.

Блок 3 складається з фільтра демодулятора і вагового фільтра. Фільтр демодулятора спрямований на послаблення високочастотних компонент. Він складається з фільтра високих частот першого порядку для придушення високочастотних компонент та фільтра низьких частот, призначеного для усунення компонент з частотою, що дорівнює основній частоті напруги. Цей низькочастотний фільтр має частоту зрізу 35 Гц. Остаточне необхідне ослаблення для пульсаційних компонент з частотою, що перевищує основну або таку, що дорівнює основній, виходить комбінованим ефектом цього фільтра низьких частот і вагового фільтра, який описаний далі.

Ваговий фільтр має на меті імітувати частоту вибіркової поведінки, проявлену людським оком. Зрозуміло, що на таку поведінку впливає реакція лампи, яка піддається коливанням напруги. Тому у флікерметрі ІЕС розглядається еталонна лампа. Ваговий фільтр має смугу пропускання з максимальним коефіцієнтом посилення для частот між 8 і 10 Гц, що відповідає максимальній чутливості змін інтенсивності світла. Верхня межа частоти – 35 Гц з урахуванням верхньої межі флікера і теплової інерції ламп. Крім того, ваговий фільтр враховує також низькочастотну характеристику опорної лампи, яка має частоту зрізу приблизно 6 Гц.

Передаточна функція вагового фільтра для еталонної лампи розжарювання 230 В, 60 Вт має такий вигляд:

$$F(s) = \frac{ks/\omega_1}{(s/\omega_1)^2 + 2\lambda s/\omega_1 + 1} \cdot \frac{s/\omega_2 + 1}{(s/\omega_3 + 1)(s/\omega_4 + 1)}, \quad (1.15)$$

де $k=1,74802$; $\lambda=2\pi \cdot 4,05981$; $\omega_1=2\pi \cdot 9,15494$; $\omega_2=2\pi \cdot 2,27979$; $\omega_3=2\pi \cdot 1,22535$; $\omega_4=2\pi \cdot 21,9$.

Блок 4: Оцінювач нелінійної варіації. Беручи до уваги висновки Рашбаса про сприйняття флікера, цей блок, який називають блоком нелінійного оцінення дисперсії, складається з квадратичного множника, що імітує нелінійне візуальне сприйняття людини, та фільтра нижніх частот першого порядку зі сталою часу 300 мс. Цей фільтр імітує накопичувальний ефект мозку людини.

Дуже важливо підкреслити, що вихід блока 4 флікерметра після імітації кола «лампа – око – мозок» – це миттєвий сигнал, який пропорційно пов'язаний із зоровим відчуттям флікера. Це була саме мета інструменту: забезпечити метод вимірювання, який міг би перетворити коливання напруги до одиниць зорового відчуття, зменшивши його до значення порогу сприйнятливості. Поріг сприйнятливості задається синусоїдним коливанням напруги амплітудою 0,25% і частотою 8,8 Гц так, що таке коливання напруги забезпечує одну одиницю сприйняття як вихід блока 4. Отже, одна одиниця на виході відповідає порогу зорової сприйнятливості появи флікера. Більш високі вихідні значення означають, що флікер є більш ніж відчутним і може стати дратівливим або нестерпним.

Блок 5: Статистичне оцінення. З огляду на механізм зору та роздратування флікером, очевидно, що оцінення флікера має проводитися протягом досить репрезентативного періоду часу. Крім того, необхідно враховувати, що флікер зазвичай має випадковий характер і його миттєві значення можуть сильно відрізнятися.

Отже, щоб правильно охарактеризувати рівень флікера, необхідно визначити, на який відсоток у вибраному періоді спостереження був перевищений цей рівень флікера.

Узгоджений метод оцінювання оснований на обчисленні P_{st} і P_{lt} .

Щоб обчислити P_{st} , потрібно оцінити кумулятивну функцію ймовірності миттєвого відчуття флікера (нормалізований вихід блока 4) протягом 10-хвилинного періоду спостереження.

Цей аналіз може бути виконаний блоком 5 в режимі он-лайн або в режимі оф-лайн для запису виходу 4. Вибрані значення відчуття флікера мають бути розподілені на певні класи. Щоразу, коли виникає значення, лічильник класу, відповідний цьому значенню, збільшується на одну одиницю. Таким чином отримується функція розподілу вхідних значень і може бути отримана функція накопичувальної ймовірності, що використовується в блоці 5.

Після обчислення функції кумулятивної ймовірності для обчислення P_{st} вибирається ряд точок цієї функції. Відповідно до ІЕС 61000-4-15, для такого розрахунку використовується формула:

$$P_{St} = \sqrt{0,0314 \cdot P_{0,1} + 0,0525 \cdot P_{1S} + 0,0657 \cdot P_{3S} + 0,28 \cdot P_{10S} + 0,08 \cdot P_{50S}}, \quad (1.16)$$

де P_{1S} , P_{3S} , P_{10S} , P_{50S} – згладжені рівні флікера за інтегральної ймовірності 1, 3, 10 і 50%, відповідно:

$$P_{1S} = \frac{P_{0,7} + P_{1,0} + P_{1,5}}{3}; \quad P_{3S} = \frac{P_{2,2} + P_{3,0} + P_{4,0}}{3};$$

$$P_{10S} = \frac{P_6 + P_8 + P_{10} + P_{13} + P_{17}}{5}; \quad P_{50S} = \frac{P_{30} + P_{50} + P_{80}}{3}, \quad (1.17)$$

де $P_{0,1}, \dots, P_{80}$ – рівні флікера ($\%$)², що відповідають інтегральній ймовірності 0,1; 0,7; 1,0; 1,5; 2,2; 3,0; 4,0; 6,0; 8,0; 10,0; 13,0; 17,0; 30,0; 50,0; 80,0%, визначені за допомогою флікерметра за інтервал часу, що дорівнює 10 хв.

Визначають за допомогою флікерметра або обчислюють тривалий показник флікера P_{Lt} , в.о., на інтервалі часу $T_L = 2$ год:

$$P_{Lt} = 3 \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} P_{St(i)}^3} / 12. \quad (1.18)$$

Для того щоб правильно охарактеризувати рівень флікера, необхідно визначити, на який відсоток у вибраному періоді спостереження був перевищений цей рівень флікера.

Щоб обчислити P_{st} , потрібно оцінити кумулятивну функцію ймовірності миттєвого відчуття флікера протягом 10-хвилинного періоду спостереження. Вибрані значення відчуття флікера мають бути розподілені на певні класи. Щоразу, коли виникає значення, лічильник класу, відповідний цьому значенню, збільшується на одну одиницю. Таким чином отримується функція розподілу вхідних значень і може бути отримана функція накопичувальної ймовірності.

Видно, що максимальний рівень відчуття флікера, який спостерігається протягом інтервалу, не враховується для розрахунку P_{st} . Це пов'язано з тим, що один піковий рівень дуже короткої тривалості не може бути представником появи флікера і може призвести до завищених значень.

ІЕС 61000-4-15 визначає два способи перевірки виходу флікерметрів. По-перше, загальна характеристика від входу приладу на вихід блока 4 (який називається виходом 5 приладу) наведена для таблиці синусоїдних і прямокутних коливань напруги на частотах від 0,5 до 25 Гц. Для всіх цих вхідних сигналів вищезазначена відповідь має бути однією одиницею.

По-друге, тест на роботоздатність визначає набір прямокутних змін напруги різної частоти та глибини, для яких короткочасна різкість флікера, P_{st} , має становити $1,00 \pm 5\%$.

Для кожної частоти амплітуда коливання має збільшуватися і зменшуватися, а підсумковий ступінь вираженості флікера має збільшуватися або зменшуватися на один і той самий фактор.

Опис блоків 1 – 4 наведено для аналогової конструкції. Однак сьогодні більшість приладів реалізуються цифровим або напівцифровим способом.

Питання обробки сигналів, такі як частота вибірки, кількісна оцінка ефектів та метод віконного відтворення відіграють важливу роль у визначенні продуктивності лічильника, але вони не охоплені специфікацією ІЕС. Останнім часом деякі дослідження показали, що значні відмінності в показах можуть бути наслідком різних цифрових реалізацій.

Методи підвищення точності вимірювання флікера. Флікер – це порушення, безпосередньо пов'язане з перепадами напруги, а отже, вимірювання флікера завжди має приймати напругу як вхідну величину. Коли вимірювання спрямовані на оцінення рівня викидів індивідуального навантаження, підключеного до мережі, цей метод може призвести до помилки, оскільки вимірювання напруги містить фонове порушення, яке не викликається саме цим навантаженням. Щоб уникнути цього впливу, можна скористатися декількома підходами.

Перший метод оснований на вимірюванні рівня флікера в точці загального приєднання (ТЗП) за двох різних умов:

- з коливальним навантаженням споживача;
- з вимкненим коливальним навантаженням.

Рівень флікера, виміряний у другій ситуації, не викликається коливальним навантаженням, і, отже, його можна вважати рівнем фонового флікера. Тому цю величину потрібно відняти від першої, яка була виміряна з вимкненим навантаженням.

Цей метод може бути застосований з прийнятною точністю, коли наявний фоновий рівень P_{st} в ТЗП низький. Однак важливо зауважити, що вимірювання не проводяться одночасно і, отже, зміни в топології мережі або в умовах експлуатації можуть впливати на результати. За цих обставин необхідно застосувати більш детальний підхід.

Альтернативний метод – це записати струм навантаження та обчислити напругу шляхом введення цього струму в модель системи живлення (яка має містити імпеданс системи) за допомогою моделювання.

ІЕС 61000-3-3, ІЕС 61000-3-5 та ІЕС 61000-3-11 визначають методи випробувань на основі використання опорного опору для оцінення індивідуального рівня викидів обладнання, підключеного до системи НН.

Згідно з ІЕС 61000-4-30, вимірювання флікера, призначені для перевірки відповідності меж флікера, необхідно проводити з мінімальною тривалістю один тиждень. Із значень P_{st} , виміряних протягом тижня спостереження, потрібно отримати функцію кумулятивної ймовірності P_{st} та P_{lt} . 99% P_{st} і P_{lt} , названих відповідно $P_{st99\%}$ і $P_{lt99\%}$, мають бути отримані з цієї кривої.

В трифазних мережах необхідно звертати увагу на спосіб підключення флікерметра. Якщо система ідеально збалансована, вимірювання флікера будуть однаковими у трьох фазах, а вимірювання лінія–лінія та лінія–нейтраль даватимуть однакові результати.

Однак якщо джерело флікера є незбалансованим (наприклад, однофазна зварювальна машина), необхідно виміряти рівень флікера в трьох фазах, і найгірший випадок має бути врахований.

Загалом, якщо вимірювання флікера призначене для оцінення того, є ступінь важкості флікера прийнятною чи ні на ділянці НН, вимірювання флікера має проводитися з використанням сигналу, який являє собою

напругу (лінія–лінія або лінія–нейтраль), що остаточно живить освітлювальні системи.

Прилади для вимірювання показників якості електроенергії. Нині створено великий парк технічних засобів вимірювання і контролю показників якості електроенергії (ПЯЕ). Зовнішній вигляд приладу «Метобок 300 Smart А» (Швейцарія) зображено на рис. 1.4.

Прилад «Метобок 300 Smart А» (за технічною документацією фірми LEM NORMA GmbH Австрія) є вимірювальним приладом для контролю якості електроенергії у мережах низької та середньої напруги.

Дані можуть бути графічно або чисельно оброблені згодом на персональному комп'ютері за допомогою програми Codam Basic Plus. Прилад відповідає стандарту EN 50160.



Рисунок 1.4 – Зовнішній вигляд приладу «Метобок 300 Smart А»

Програма Codam Basic Plus забезпечує:

- формування міток часу для короткочасних і тривалих інтервалів;
- фіксування МІН і МАКС значень з дискретністю 10 мс;
- зв'язок між піковими струмами й флікером;
- 95% значення флікера згідно з EN 50160;
- кількість і напрямок відхилень;
- визначення гармонік із прив'язкою до граничних значень;
- пофазне визначення діючих і пікових струмів;
- визначення струмів нейтралі;
- повний коефіцієнт гармонік за струмом по фазі та нейтралі;

- профіль активної та реактивної потужності.

Прилад забезпечує виведення: графічного вигляду ПЯЕ, таблиці мінімально та максимально граничних значень ПЯЕ, часових діаграм ПЯЕ, ПЯЕ в табличному вигляді (рис. 1.5 – рис. 1.7).

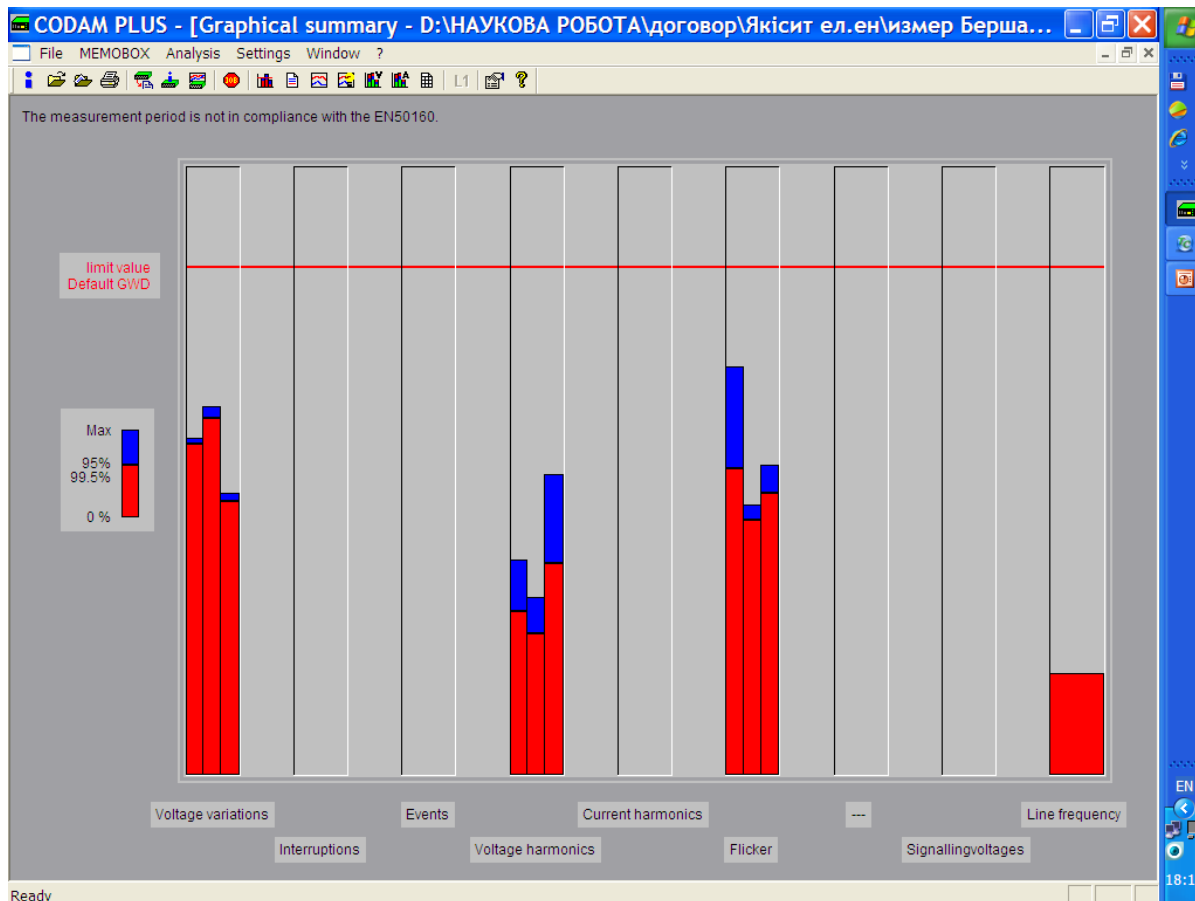


Рисунок 1.5 – Діаграми ПЯЕ

Parameter			Maximum value			95%-value		
	Unit	Default GWD.GWD	L1	L2	L3	L1	L2	L3
Voltage variations		100.00V						
Maximum 100% / 95%	% [Un]	+10.00/+10.00	6.63	7.25	5.56	6.52	7.05	5.39
Minimum 100% / 95%	% [Un]	-15.00/-10.00	5.81	6.54	4.40	5.82	6.55	4.41
Interruptions < 1%	Number of	100	-	-	-	-	-	-
Events	Number of	100	-	-	-	-	-	-
Voltage harmonics								
9. Harm.	% [Un]	1.50	0.64	0.53	0.89	0.49	0.42	0.63
Current harmonics	A			No				
Flicker Plt	Plt	1.000	0.806	0.534	0.613	0.604	0.502	0.558
Unbalance	%	2.00		Not defined				
Signalling voltages	% [Un]			No			99%-value	
frequency		50 Hz					99.5%-value	
Maximum 100% / 99.5%	%	+4/+1		0.20			0.20	
Minimum 100% / 99.5%	%	-6/-1		-0.20			-0.20	



 Max value above limit value
 95% (99.5%) - value above limit value

Рисунок 1.6 – Таблиця ПЯЕ

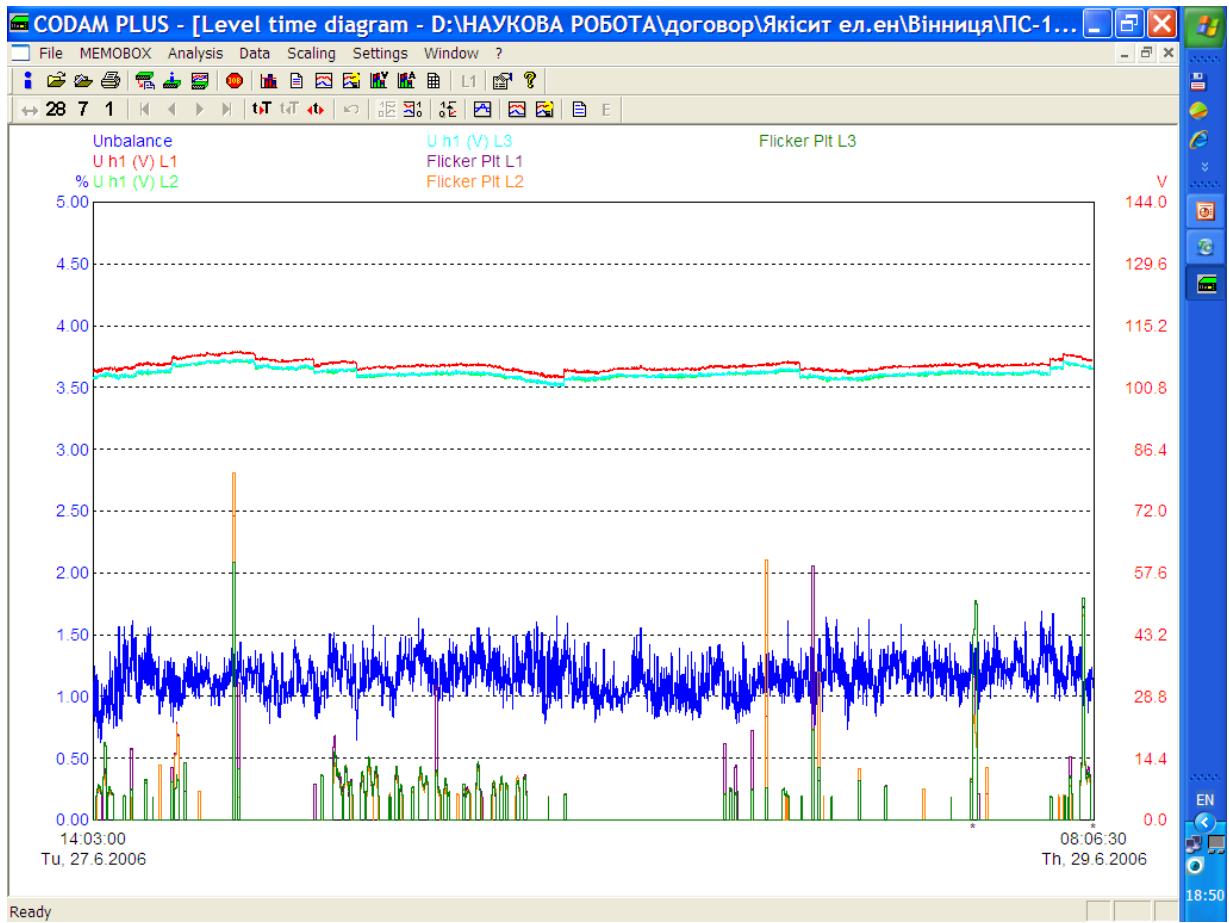


Рисунок 1.7 – Графіки небалансу напруг, міжфазних напруг та флікера на стороні 10 кВ ПС 110/10

2 ЕЛЕКТРОМАГНІТНА СУМІСНІСТЬ

2.1 Поняття електромагнітної сумісності

Розвиток електроенергетики за останні роки характеризується, з одного боку, впровадженням нової техніки та технологій, що зумовлюють застосування принципово нових рішень та супроводжуються погіршенням ПЯЕ, а, з іншого боку, широким використанням електронних схем, мікропроцесорів, механізмів з цифровим керуванням, що призводить до зниження завадостійкості приймачів електричної енергії та різкого зростання відмов у роботі чи хибних спрацювань. Тому виникла проблема розробки єдиних вимог до ПЯЕ та до завадозахищеності обладнання в електроенергетичних системах.

Вказана проблема отримала назву електромагнітної сумісності (ЕМС). Під електромагнітною сумісністю розуміють здатність споживачів електричної енергії нормально функціонувати і не вносити в мережу недопустимих спотворень для джерел електричної енергії та інших споживачів.

Якість електроенергії у вузлах електричної мережі характеризується сукупністю взаємозалежних показників, кожен із яких є функцією параметрів елементів електричної мережі. Погіршення ПЯЕ пов'язано з наявністю різкозмінних, несиметричних, нелінійних споживачів та посиленням їхнього взаємного впливу. Ступінь негативного взаємного впливу електрообладнання характеризується електромагнітною сумісністю.

ГОСТ 13109-97 та ДСТУ EN 50160-2014 встановлюють гранично допустимі відхилення основних параметрів електричної енергії, за яких може бути порушення нормальної роботи споживачів і зниження ефективності роботи нижче за деяку економічно обґрунтовану межу. У разі відхилень ПЯЕ понад допустимі значення споживачі можуть виявитися несумісними в електромагнітному плані.

Якщо розглянути ПЯЕ та ЕМС, то виявиться, що між ними багато спільного. Такі ПЯЕ, як несиметрія, несинусоїдність, коливання напруги можна віднести до електромагнітних перешкод. Таким чином, покращення ПЯЕ відповідає одночасно покращенню електромагнітної сумісності. Проте проблема ЕМС ширша ніж проблема ЯЕ, оскільки вона охоплює ЕМС біосфери та техносфери, які меншою мірою вивчені, а отже, у багатьох випадках не нормовані.

З урахуванням ЕМС здійснюється нормування ПЯЕ, які закріплені в стандартах. Невиконання їхніх вимог може спричинити виникнення та розвиток небажаних і навіть небезпечних явищ в електроенергетичних системах. Нижче дається оцінка впливу погіршення основних ПЯЕ на роботу устаткування електроенергетичних систем.

2.2 Джерела електромагнітних завад

Випрямлячі. На промислових підприємствах і на транспорті широко використовуються трифазні шестипульсні випрямлячі: мостовий (схема Ларіонова) і «дві зворотні зірки із зрівнювальним реактором» (рис. 2.1). Вони працюють, як правило, на проти-ЕРС або на активно-індуктивне навантаження.

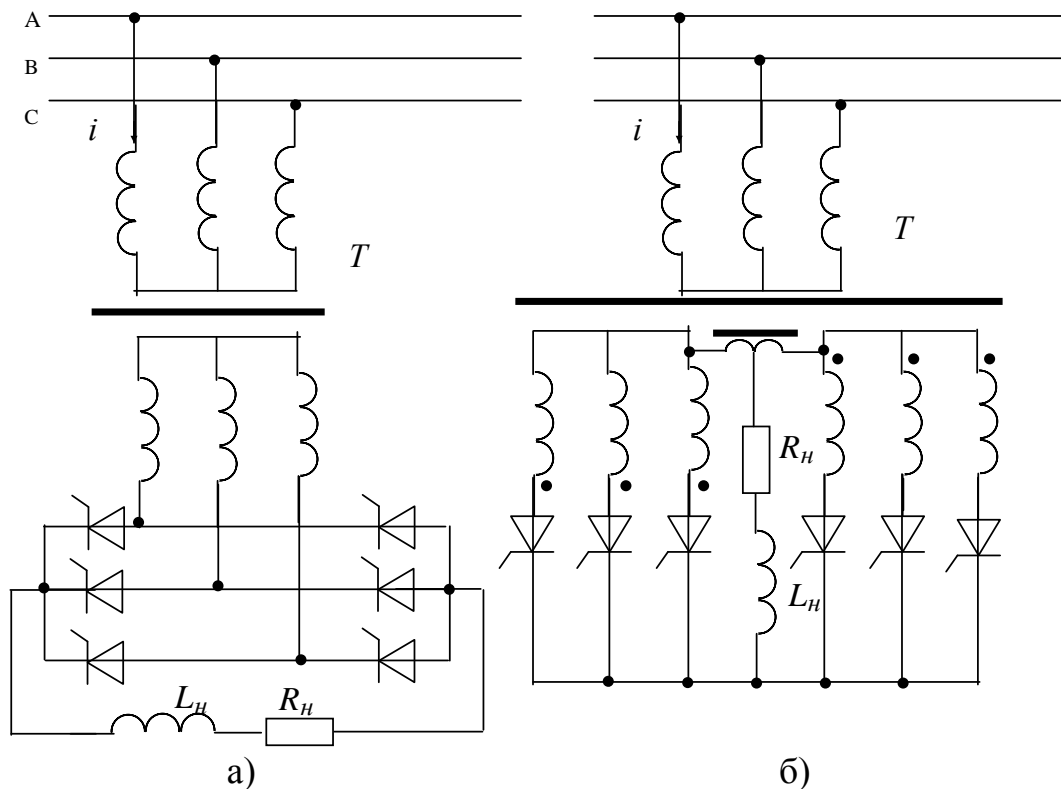


Рисунок 2.1 – Трифазні шестипульсні випрямлячі:

а) – мостовий випрямляч; б) – випрямляч із зрівнювальним реактором

Випрямлячі є потужними концентрованими джерелами вищих гармонік (ВГ). Для випадку, коли індуктивність кола постійного струму $L_d = \infty$, а індуктивність контуру комутації $L_k = 0$ криві лінійних струмів мають прямокутно-ступінчасту форму тривалістю 120 ел. градусів. Оскільки струм має прямокутну форму, то в 6-пульсних схемах переважними є 5, 7, 11, 13-а гармоніки струму, які називають канонічними.

Амплітуди канонічних гармонік відносно основної гармоніки обернено пропорційні номеру, тобто $1/5, 1/7, 1/11, 1/13$ і т. д.

Випрямляч в мережі з несиметрією лінійних напруг є джерелом також струму зворотної послідовності $I_2 = 0,5K_2U I_1$, де K_2U – коефіцієнт несиметрії лінійних напруг за зворотною послідовністю; I_1 – перша гармоніка струму мережі ВП в симетричному режимі.

Широке використання випрямлячів в промисловості і на транспорті приводить до необхідності вирішувати питання зменшення їх впливу на

розподільну мережу. Шестипульсні мостові випрямлячі однакової потужності можуть групуватися попарно таким чином, щоб мережеві обмотки кожної пари трансформаторів були з'єднані в зірку і трикутник (рис. 2.2).

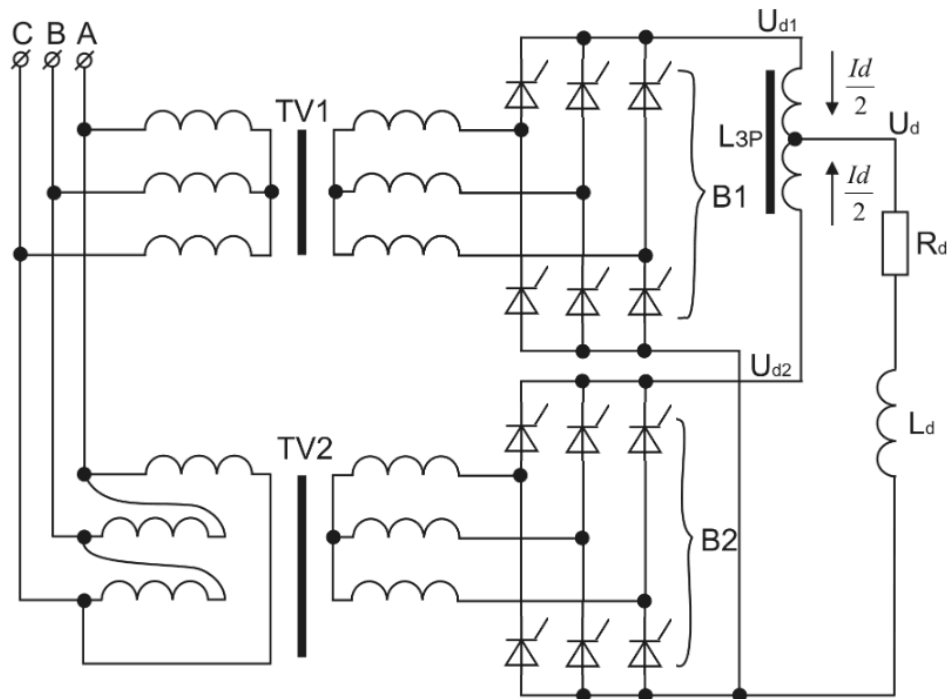


Рисунок 2.2 – Паралельне з'єднання трифазних випрямлячів

Водночас в разі однакових навантажень перетворювачів реалізується еквівалентний 12-пульсний режим, оскільки відбувається взаємна компенсація ВГ, нехарактерних для 12-пульсного перетворювача (5, 7, 17, 19, ...). Однак за неоднакових навантажень, а також за асиметрії керівних імпульсів у разі різного налаштування СІФК цих випрямлячів некомпенсовані ВГ можуть бути значними; реалізація еквівалентного багатопульсного режиму може виявитися неефективною.

Газорозрядні лампи (люмінесцентні та дугові) є джерелами 3-ї та 5-ї ВГ, які для люмінесцентних ламп з індуктивно-ємнісним баластним опором становлять 16–21 % і 1–3 %, для дугових ламп с компенсацією – 18 % і 6–7 %. Струм вищих гармонік $I_n = 0,25S_{\text{ном}} / n^2 U_{\text{ном}}$, где $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність ламп.

Компактні люмінесцентні лампи. Дослідження, проведені в [7], показали, що більшість енергозберіжних ламп споживають струм, форму якого подано на рис. 2.3.

Особливістю споживаного струму є широкий спектр гармонік (наприклад, для лампи ESP13T27842 значення струму третьої гармоніки щодо струму основної частоти становить 80%, для 5-ї гармоніки – 46%, для 7-ї – 19%, для 9-ї – 22%, для 11-ї – 27%, для 13-ї – 22%, для 15-ї – 12%).

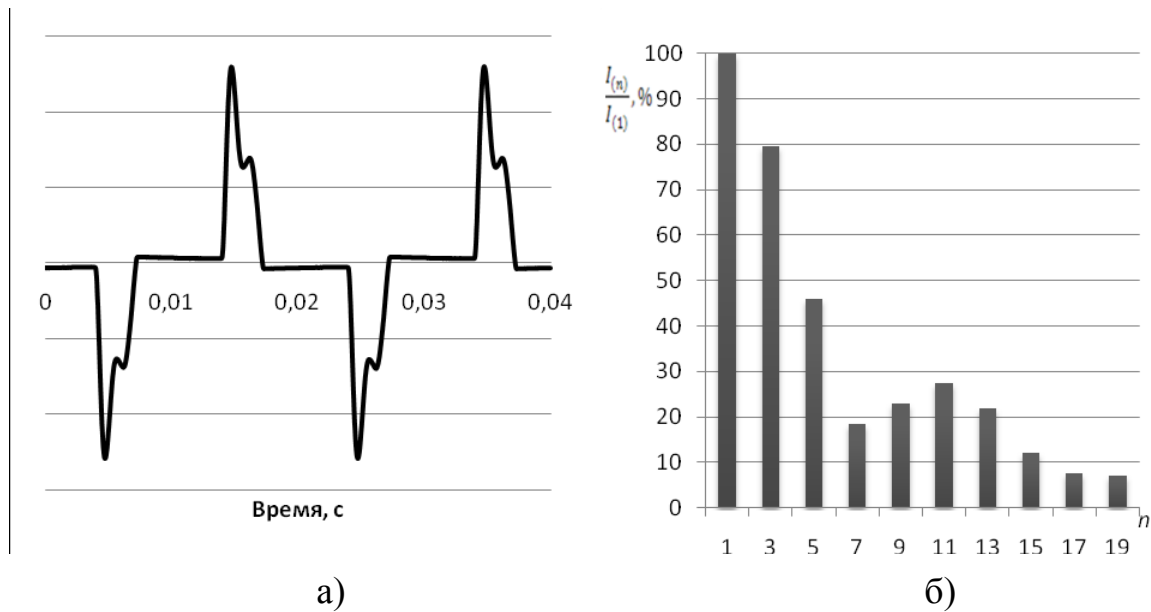


Рисунок 2.3 – Осцилограма (а) і спектр гармонік (б) струму, споживаного енергозберечною лампою

Світлодіодні лампи. Світлодіодні лампи теж характеризуються широким спектром гармонік струму: значення струму 3-ї гармоніки становить 25%, 5-ї – 19%, 9-ї – 10%, 11-ї – 10%, 13-ї – 12%, 15-ї – 6%, 17-ї – 9%, 19-ї – 7%, 21-ї – 6%, 23-ї – 6% від струму основної частоти (рис. 2.4).

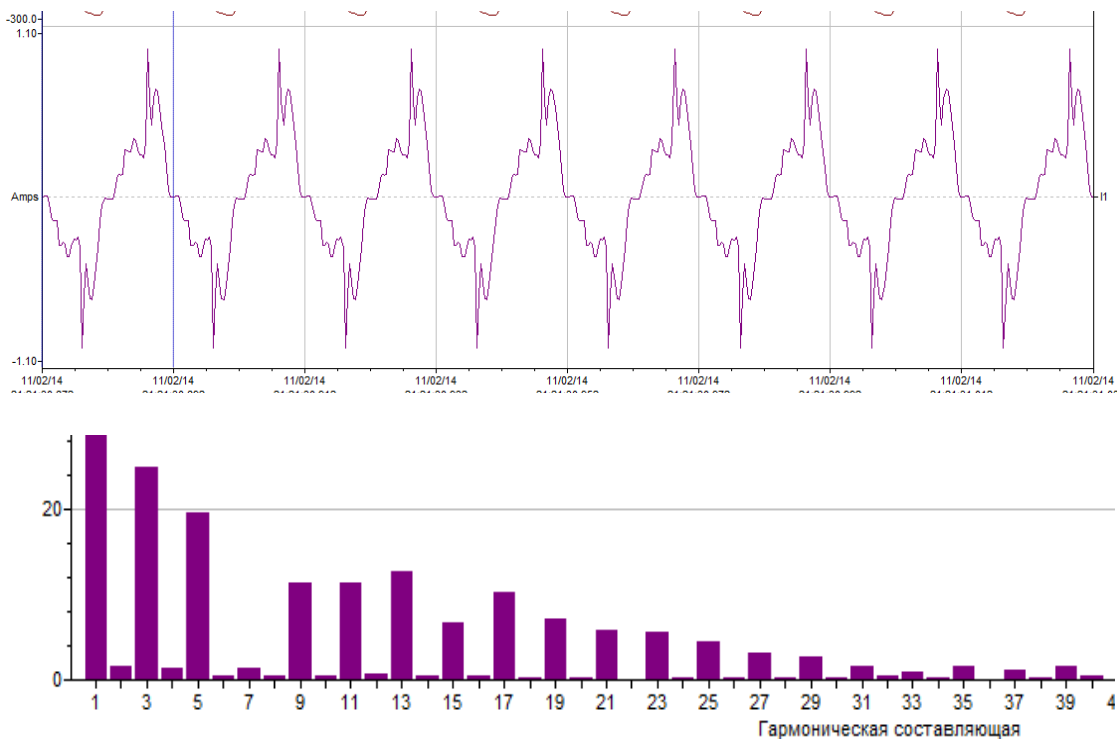
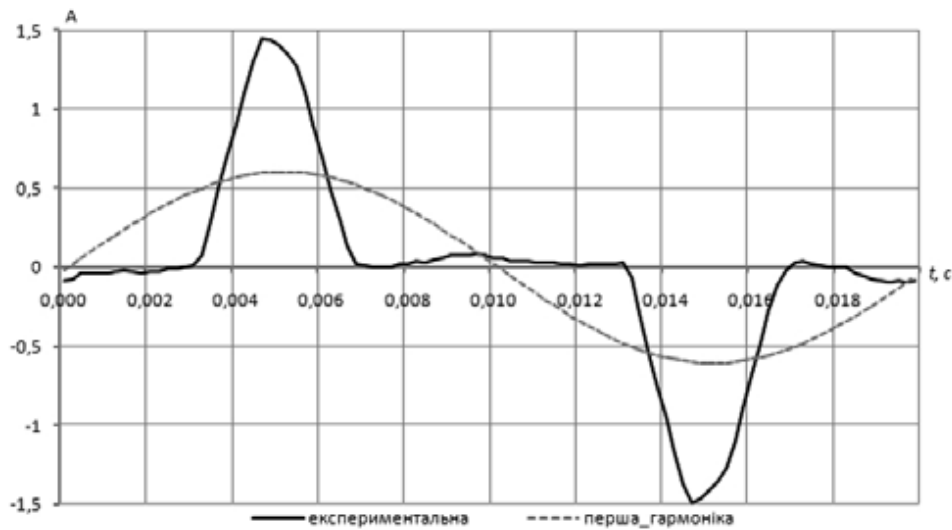


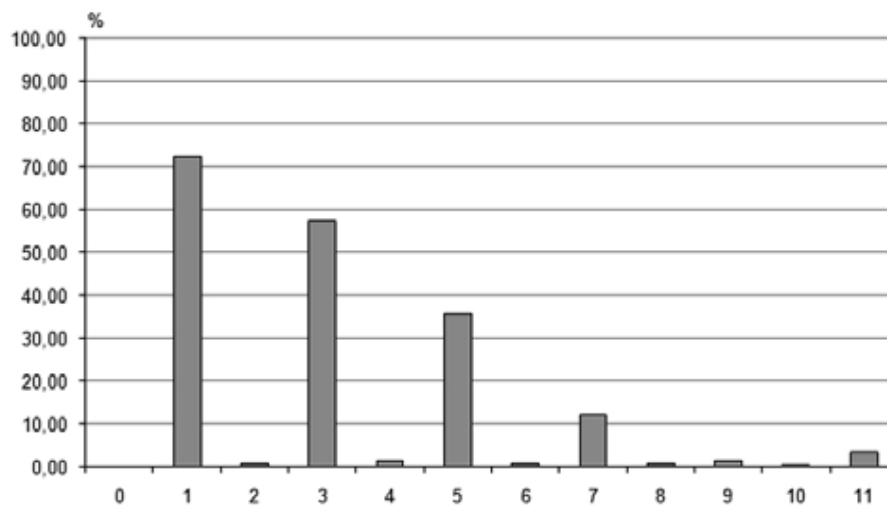
Рисунок 2.4 – Графік і амплітудний спектр струму світлодіодних ламп

Електроприймачі на базі силової електроніки. Ще одним джерелом вищих гармонік в мережах низької напруги є перетворювачі з безтрансформаторним джерелом живлення (ноутбуки, монітори,

процесори, телевізори і т. д.). Для них значення струму 3-ї гармоніки становить 80%, 5-ї – 46%, 7-ї – 19% від струму основної частоти. Характерну осцилограму струму та її спектр наведено на рис. 2.5 [8].



а)



б)

Рисунок 2.5 – Осцилограма (а) і спектр гармонік (б) споживаного комп'ютером струму

Причина виникнення таких перешкод пов'язана зі специфікою імпульсного перетворення змінного струму в постійний. Вхідні випрямлячі можуть проводити струм лише коли змінна напруга перевищує напругу на конденсаторі вхідного фільтра. Це зазвичай трапляється в діапазоні 15-градусного піку сигналу змінної напруги. Як результат – імпульс струму виявляється в 5–10 разів більший, ніж середній струм. Такий режим роботи імпульсних джерел живлення викликає спотворення в живильній мережі.

Установки електрозварювання створюють неперервні складові широкого спектру частот, що містять гармонічні та інтергармонічні коливання [9]. У разі точкового зварювання з'являються інтергармоніки

струму в діапазоні 35-75 Гц з амплітудами, що досягають 20 % від основної гармоніки зварювального струму. Спектр інтергармонік струму багаточкової зварювальної машини охоплює діапазон 0–20 Гц за відносних значень окремих амплітуд до 6%. Коефіцієнт несиметрії в мережах із електрозварювальними установками знаходиться в межах 1–5%. Електрозварювальні установки створюють коливання та провали напруги.

Колівання напруги і спектр гармонік в типовому процесі роботи установки дугового зварювання, що виміряні на вторинній обмотці трансформатора, наведено на рис. 2.6 [9].

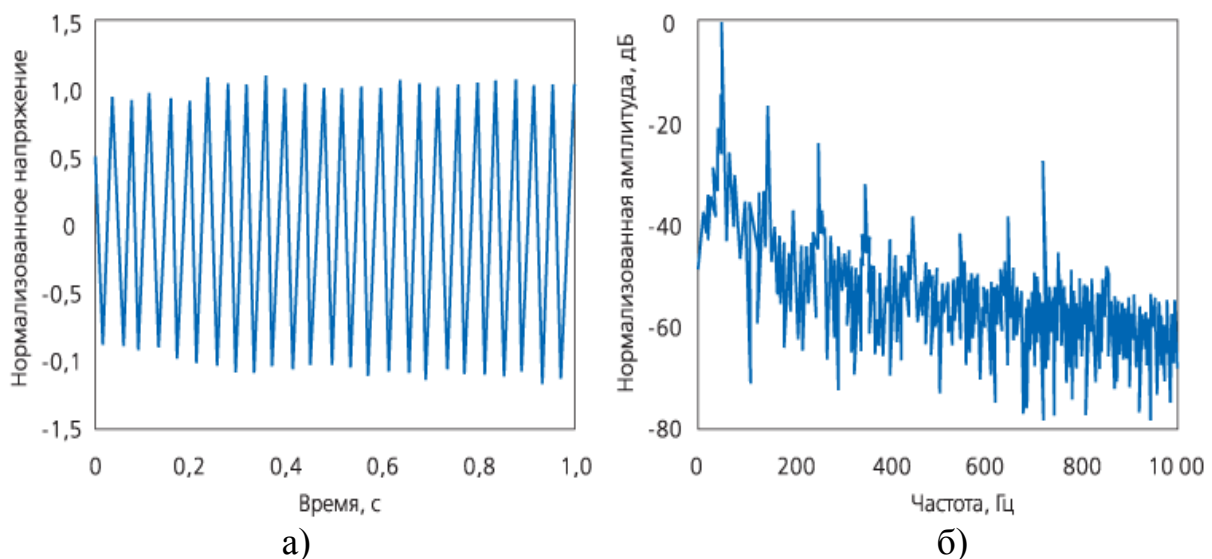


Рисунок 2.6 – Колівання напруги і амплітудний спектр напруги на вторинному контурі трансформатора в процесі дугового зварювання

а) – коливання напруги; б) – спектр з гармоніками (піки) і інтергармоніками

Однофазні печі (індукційні плавильні і нагрівні печі, печі електрошлакового переплаву) створюють несиметрію напруг.

Дугові сталеплавильні печі є джерелом коливань напруги, які зумовлені різкозмінним навантаженням. Несиметрія напруг на шинах ДСП досягає 5–6 % у разі живлення від мереж 6–10–35 кВ і 3 % – у разі живлення від мереж 110 кВ [10, 11]. В такому випадку показник флікера знаходиться, як правило, в межах 1,5–10. В табл. 2.1 наведено вміст гармонік струму, що генеруються ДСП потужністю від 50 до 150 МВ·А.

Таблиця 2.1 – Вміст гармонік в струмах фаз ДСП

Гармоніка	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ДСП, %	5,0	6,0	3,0	4,0	1,5	2,0	1,0	1,0	0,5	0,5	0,3	0,2

Амплітудний спектр струму фази печі ДСП-100 (0 ... 800 А) містить інтергармоніки в діапазоні 0–2,5 Гц, рівні яких можуть досягати 10 %

струму основної частоти. Енергія інтергармонік для печей ДСП-100 і ДСП-200 становить близько 20 % від усієї енергії.

Прокатні стани. Під час роботи прокатних станів, у разі відсутності спеціальних швидкодійних компенсаторів, виникають значні коливання напруги. Так, в мережі 10 кВ стану типу «слябінг» показник флікера становить 10,5, а на шинах 10 кВ ПС – 2,2. У мережі стану типу «блюмінг» – більше 4,0.

Накиди реактивної потужності під час захоплення металу валками прокатних станів досягають, наприклад, для стана холодного прокату 2000 Мвар, що призводить до виникнення провалів напруги глибиною до 10–12 % залежно від номінальної напруги і потужності короткого замикання.

Мережі високої напруги. У країнах Європи мають місце низькі рівні гармонік в мережах високої напруги в силу високої щільності навантажень, а для живлення тягових навантажень залізниць використовуються спеціальні мережі. В Україні мережі 110 кВ живлять великі території з малою щільністю навантажень.

Провали напруги (ПН) в розподільних мережах виникають у разі комутації потужних споживачів, вимкнення ЛЕП в грозивий період з подальшим автоматичним повторним увімкненням (АПВ), коротких замикань в мережах 10, 35, 110 кВ та з інших причин. Встановлено, що провали з відносно малою глибиною мають малу тривалість (рідко більше 1 с), а чим більша їх глибина, тим більшою є тривалість. Зі збільшенням щільності мереж знижуються середні величини провалів напруги.

Тягові підстанції залізниць виконують напругою 110/27,5 кВ. Навантаження тягових підстанцій однофазне. Обмотку трифазного трансформатора напругою 27,5 кВ, з'єднану в трикутник, двома вершинами трикутника приєднують до контактної мережі лівої і правої фідерних зон, а третьою вершиною – до тягових рейок (рис. 2.7). Зі сторони 110 кВ нейтраль трансформаторів часто розземлена.

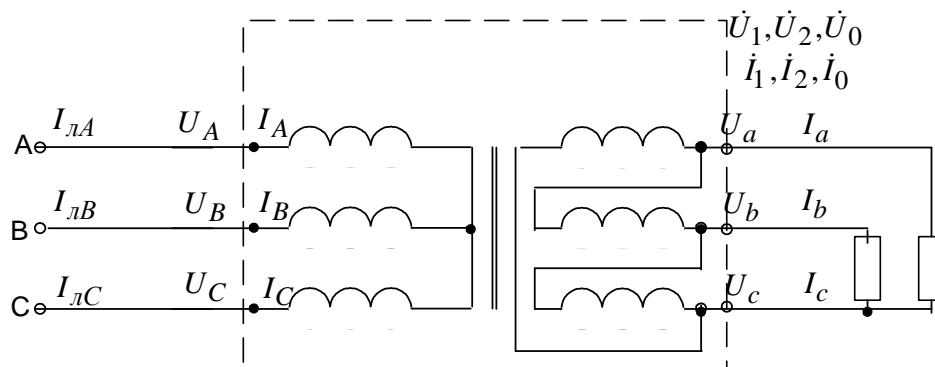


Рисунок 2.7 – Увімкнення тягового трансформатора 110/27,5 кВ зі схемою обмоток Y/Δ

Векторні діаграми струмів навантаження на стороні 110 кВ за наявності потягів на фідерних зонах, що заживлені від фаз *ac* (а), *bc* (б) та обох фаз *ac* і *bc* (в) для розземленої нейтралі трансформатора зображено на рис. 2.8. Найменш завантаженою є фаза *B* трансформатора. Навантаження фаз трансформатора дещо вирівнюється за наявності потягів на обох фідерних зонах.

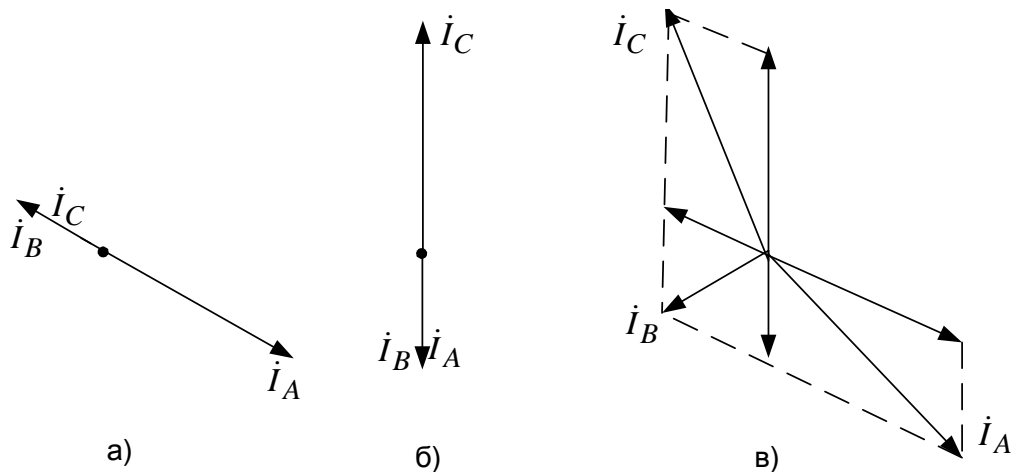


Рисунок 2.8 – Векторні діаграми струмів навантаження за наявності потягів в зонах живлення від фаз *ac* (а), *bc* (б) та обох фаз (в)

Перешкоди в контактних мережах електричного транспорту

Електричні перешкоди в контактних мережах проявляються в широкому діапазоні частот і мають складний та різноманітний характер. У низькочастотній частині спектра інтенсивність перешкод найбільша, зі збільшенням частоти рівень перешкод знижується.

Джерелом імпульсних перешкод є іскріння. Інтенсивність ЕМЗ, що утворюються під час руху електровозів, значною мірою залежить від стану контактного проводу та рейкового шляху, матеріалу контактного проводу та струмоприймача, їх конструкції, швидкості руху електровоза і стану ізоляції лінії. Негативно впливають також неправильна підвіска контактного проводу, наявність на ньому зазубрин, виступів, поганий стан рейкових стиків. Поганий контакт між колесами і рейками на забрудненому рейковому шляху також є джерелом ЕМЗ під час гальмування або в процесі буксування.

Основним джерелом гармонічних спотворень міської тягової мережі є вентиляльні перетворювачі на тягових підстанціях. Застосовуються переважно тиристорні 6-пульсні ВП. У цьому випадку найбільшу амплітуду має змінна складова з частотою 300 Гц ($50 \cdot 6 = 300$ Гц). Крім частоти 300 Гц, утворюються ВГ 600 Гц, 900 Гц і т. д., рівень яких зі збільшенням частоти зменшується. На деяких частотах виявляються значні сплески рівнів ЕМЗ за рахунок резонансів в схемі тягової підстанції.

Вітроенергетичні установки (ВЕУ) є інтенсивним джерелом ЕМЗ, переважно коливань напруги і вищих гармонік.

Характерною особливістю сучасного парку потужних ВЕУ є застосування в більшості конструкцій (понад 80 %) асинхронних генераторів з короткозамкненим ротором. Визначальними факторами є більш висока надійність асинхронних машин і менші витрати на виробництво електричної енергії.

Фотоелектричні установки. Модулі сонячних батарей під'єднані до мережі за допомогою інверторів напруги. Висока частота перемикачів транзисторів інверторів може вносити додаткові гармоніки. Рівні ВГ та інтергармонік в мережі споживача, як правило, не перевищують 3... 4 %.

2.3 Вплив електромагнітних завад на електричні мережі та електрообладнання

Відхилення частоти. Оскільки $U = 4,44 f w k_{об} \Phi$, де f , w , $k_{об}$ – частота, число витків і обмотковий коефіцієнт статора, Φ – основний магнітний потік, то у разі зменшення частоти збільшується магнітний потік АД, і, відповідно, збільшується струм (на 10% зменшення частоти приблизно 20-30% збільшення струму), що може викликати перегрів обмотки статора.

У разі збільшення частоти магнітний потік АД зменшується, що призводить до збільшення струму ротора, оскільки $M = k \Phi I_r \cos \psi_r$, де $I_r \cos \psi_r$ – струм і коефіцієнт потужності ротора, і, відповідно, до збільшення струму статора, що може викликати перегрів АД.

Відхилення напруги. Аналогічну дію має збільшення або зменшення напруги живлення АД. У разі зменшення напруги зменшується магнітний потік і збільшується струмове навантаження АД.

Додаткові втрати активної та реактивної потужності залежать від коефіцієнта завантаження АД [11].

Втрати активної потужності в повністю завантажених двигунах, що працюють із постійним моментом опору, зростають під час зниження напруги внаслідок збільшення струму, що споживається з мережі. Залежність збільшення втрат активної $\delta(\Delta P_n)$ і реактивної $\delta(\Delta Q_n)$ потужності АТ від напруги для різних коефіцієнтів завантаження показано на рис. 2.9, а) та рис. 2.9, б) , відповідно.

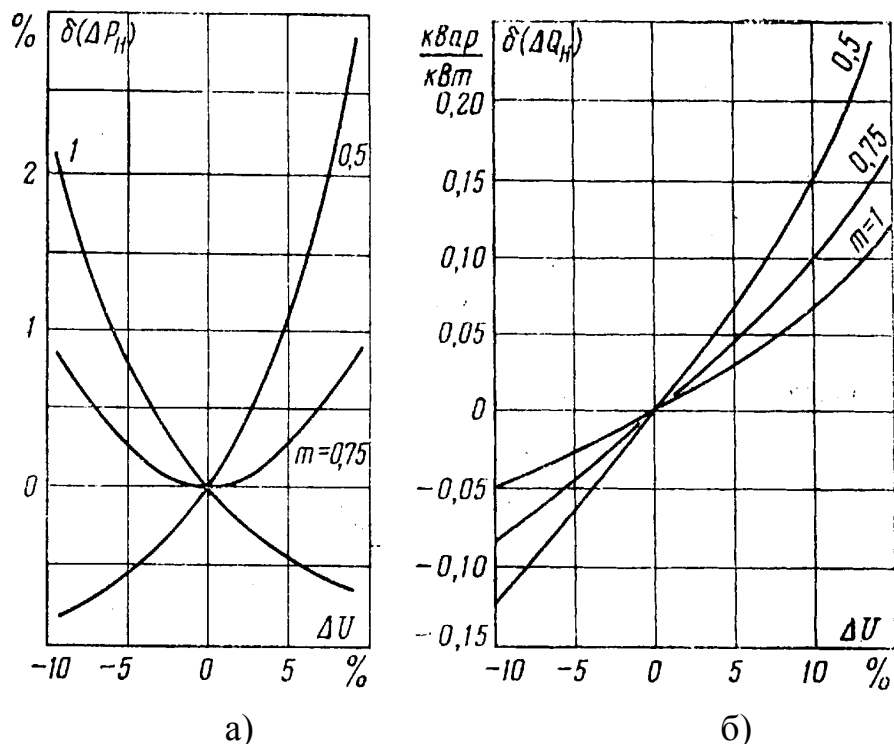


Рисунок 2.9 – Залежності додаткових втрат активної та реактивної потужності АД від напруги

Відхилення напруги вище за допустимі значення негативно позначається на роботі СД: у разі зниження напруги знижується запас статичної стійкості СД; зі збільшенням напруги знижується споживана реактивна потужність. У випадку зниження напруги для двигунів з відношенням короткого замикання (ВКЗ), що дорівнює або більше від 1,25, відбувається збільшення споживаної реактивної потужності, а у разі ВКЗ, яке менше від 1,25 – зменшення.

Відхилення напруги впливає на роботу тиристорних перетворювачів. Під час підвищення напруги кут регулювання автоматично збільшується, а під час зниження – зменшується. Внаслідок цього під час підвищення напруги погіршується коефіцієнт потужності. Підвищення напруги на 1 % призводить до збільшення реактивної потужності на 1–1,5 %. Питома витрата електроенергії, споживаної тиристорним перетворювачем частоти, істотно зростає за $\delta U > 0$ і дещо знижується за $\delta U < 0$.

Відхилення напруги призводять до зниження продуктивності електротермічних установок. Відхилення напруги в будь-який бік призводить до збільшення витрати електроенергії та зниження продуктивності. Наприклад, продуктивність електротермічних установок електродного заводу П має квадратичну залежність від напруги $\Pi = kU^2$.

Для освітлювальних установок характерним є зменшення світлового потоку на зниженій напрузі.

Несиметрія напруги призводить до виникнення паразитних полів в електричних машинах змінного струму, в яких виникають магнітні поля,

що обертаються не тільки із синхронною швидкістю у напрямку обертання ротора, але й із подвійною синхронною швидкістю у протилежному напрямку. Внаслідок цього виникає додаткове нагрівання активних частин машин, головним чином – ротора, а отже, скорочення терміну служби ізоляції. У синхронних машинах це призводить до зниження струму збудження, щоб знизити місцеве нагрівання обмотки, а отже, і до зниження реактивної потужності, що генерується.

Несиметрія напруги не має помітного впливу на роботу ліній електропередачі, але істотно впливає на нагрівання силових трансформаторів і скорочення терміну їх служби. Так, наприклад, за номінального навантаження силового трансформатора та коефіцієнта несиметрії напруги за зворотною послідовністю, що дорівнює 10 %, термін служби ізоляції скорочується на 16 %.

У разі несиметрії напруги змінюється реактивна потужність батарей конденсаторів, що генерується, а також за рахунок місцевих перегрівів у них знижується термін служби ізоляції.

Несинусоїдність напруги впливає на роботу всіх видів електроприймачів [11]. Викликано це не тільки тепловим додатковим нагріванням ЕП від вищих гармонік струму, але й тим, що вищі гармоніки утворюють складові прямої послідовності (1, 4, 7-а й т. д.), зворотної послідовності (2, 5, 8-а й т. д.) і нульової послідовності (гармоніки, що кратні трьом – 3, 6, 9-а й т. д.). Ці послідовності розрізняються порядком чергування фаз напруги (струму), чим і викликане розходження в їхньому впливі на роботу електроприймачів. Зокрема, струми нульової послідовності створюють додаткове підмагнічування сталі в електричних машинах, що призводить до погіршення їх характеристик і додаткового нагрівання статорів АД та магнітопроводів трансформаторів.

Вищі гармоніки напруги й струму несприятливо впливають на електроустаткування, створюючи додаткові втрати в електричних машинах, трансформаторах і мережах, погіршуючи умови роботи конденсаторних батарей (КБ), скорочуючи термін служби ізоляції електричних машин й апаратів, підвищуючи аварійність у кабельних мережах, викликаючи збої в роботі систем релейного захисту, автоматики, телемеханіки та зв'язку.

У разі несинусоїдної напруги спостерігається прискорене старіння ізоляції електричних машин, трансформаторів, конденсаторів і кабелів внаслідок підвищеного нагрівання струмоведучих частин, а також незворотних фізико-хімічних процесів, що протікають під впливом електричних полів, створюваних вищими гармоніками струму.

Вплив несиметрії та несинусоїдності на електричні мережі. За наявності несиметрії та несинусоїдності з'являються додаткові втрати потужності в електричних мережах. Втрати потужності в електричних мережах із заземленою нейтраллю

$$\Delta P = 3 \cdot R_1 \cdot I_1^2 \cdot \left(1 + k_{2I}^2 + \frac{R_0}{R_1} k_{0I}^2 \right), \quad (2.1)$$

де I_1 – середнє значення струму прямої послїдовности;

k_{2I} – коефіцієнт несиметрії струму зворотної послїдовности;

k_{0I} – коефіцієнт несиметрії струму нульової послїдовности;

R_1 – активний опір прямої послїдовности $R_1 = r_\phi$;

R_0 – активний опір нульової послїдовности (для мереж напругою 0,4 кВ

$R_0 \approx \left(1 + 3 \frac{r_H}{r_\phi} \right) \cdot R_1$, тут r_ϕ , r_H – активні опори фазного і нейтрального провідників).

У разі протікання несинусоїдного струму (за однаковості перерізів фазних і нульової жил) втрати активної потужности від струмів основної частоти і вищих гармонїк

$$\Delta P = 3 \cdot \left(R_{(1)} \cdot I_{(1)}^2 + \sum_{n=2}^{\infty} I_{(n)}^2 R_{(n)} + 3 \cdot \sum_{n=3,9,15}^{\infty} I_{(n)}^2 R_n \right) \quad (2.2)$$

Активний опір струмам n -ї гармонїки визначаються виразом

$$R_{(n)} = k_{\Pi-\delta} R_{(1)} \quad (2.3)$$

де $R_{(1)}$ – опір на першїй (основнїй) гармонїці;

$k_{\Pi-\delta}$ – коефіцієнт, що враховує поверхневий ефект (скїн-ефект) та ефект близькості. Значення $k_{\Pi-\delta}$ збільшується зі збільшенням номера гармонїки і залежить від матеріалу та перерїзу.

Рївень додаткових активних втрат від вищих гармонїк в основних мережах електричних систем становить кїлька відсотків від втрат на синусоїднїй напрузї. У мережах пїдприємств, великих промислових центрїв, а також у мережах електрифікованого залїзничного транспорту цї втрати можуть досягати 10–15 % від основних технїчних втрат.

Особливо сприйнятливї до вищих гармонїк кабелї, якїсть діелектрика яких характеризується струмом витоку, що визначає втрати в ізоляцїї кабелю. Вимїрами встановлено, що у разї, коли $K_U = 6,85$ % за 2,5 роки струм витоку кабелю зростає на 36 %, а через 3,5 роки – на 43 %.

У разї живлення нелїнійних навантажень може виникати перегрїв нульових робочих провідникїв кабелївнїх лїнїй 0,4 кВ. Вїдповїдно до вимог ПУЕ нульовий робочий провідник не захищений вїд перегрїву автоматичними вимикачами або запобїжниками. Системи електропостачання проектувалися пїд лїнїйне навантаження. Отже, струм в нульовому робочому провіднику не мїг перевищувати струм в найбїльш

завантаженій фазі, і захист, встановлений на фазних провідниках, одночасно захищав і нульовий робочий провідник від перегріву.

У разі нелінійних електроспоживачів струми в нульових робочих провідниках можуть перевищувати фазні (в 1,73 раза), тому значення тривало допустимих струмів, наведених в ПУЕ в разі нелінійних електроспоживачів мають бути знижені.

За високого рівня ВГ краще застосовувати кабелі з перерізом нульової жили, що дорівнює перерізу фазної жили.

Вплив несиметрії та несинусоїдності на трансформатори. Втрати активної потужності в трансформаторі:

$$\Delta P_T = \Delta P_{HX} + k_3^2 \Delta P_{K3}.$$

Протікання в обмотках трансформатора несинусоїдних струмів, внаслідок поверхневого ефекту і ефекту близькості, призводить до збільшення активного опору обмоток трансформатора та, як наслідок, до додаткового нагрівання і зменшення терміну його служби. Крім того, високочастотні гармоніки струму є причиною появи вихрових струмів в осерді трансформатора, що також викликає додаткові втрати потужності й перегрів трансформатора. Під час протікання в трансформаторі струмів ВГ додаткові втрати можуть сягати 30...50 %.

Додаткові втрати в трансформаторі, зумовлені несинусоїдністю, можна апроксимувати наближеним виразом:

$$\Delta P_{T.HCH} \approx 3 \sum_{n=2}^{\infty} I_{(n)}^2 R_{(1)} \sqrt{n}, \quad (2.4)$$

який можна також записати через коефіцієнти n -ої гармоніки струму:

$$\Delta P_{T.HCH} \approx \Delta P_{K3} \sum_{n=2}^{\infty} k_{I(n)}^2 \sqrt{n}, \quad (2.5)$$

де $k_{I(n)}$ – коефіцієнт n -ої гармоніки струму $k_{I(n)} = I_{(n)} / I_{(1)}$;

або через коефіцієнти n -ої гармоніки напруги:

$$\Delta P_{T.HCH} \approx \frac{\Delta P_{K3}}{u_{K3}^2} \sum_{n=2}^{\infty} \left(\frac{k_{U(n)}}{k_{Z(n)}} \right)^2 \sqrt{n}, \quad (2.6)$$

де $k_{Z(n)} = Z_{(n)} / Z_{(1)}$.

Приклад 2.1. Визначити додаткові втрати потужності в трансформаторі 1000 кВ·А, зумовлені наявністю 5-ої та 7-ої гармонік, які відповідно становлять 6 % та 5 % від номінальної напруги.

Розв'язування. Опори трансформатора 1000 кВ·А на п'ятій та сьомій гармоніках:

$$R_{(5)} = \sqrt{5} \cdot 1,22 = 2,73 \text{ Ом}; \quad X_{(5)} = 5 \cdot 5,363 = 26,8 \text{ Ом};$$

$$R_{(7)} = \sqrt{7} \cdot 1,22 = 3,23 \text{ Ом}; X_{(7)} = 7 \cdot 5,363 = 37,5 \text{ Ом}.$$

Відношення опорів на вищих гармоніках до опору на основній гармоніці

$$k_{Z(5)} = \sqrt{(2,73)^2 + (26,8)^2} / 5,5 = 4,90; k_{Z(7)} = \sqrt{(3,23)^2 + (37,5)^2} / 5,5 = 6,85.$$

Додаткові втрати в трансформаторі, зумовлені наявністю п'ятої та сьомої гармонік, відповідно 6 % та 5 % від номінальної напруги, будуть:

$$\Delta P_{T.нсм} \approx \frac{12,2}{0,055^2} \left[\sqrt{5} \cdot \left(\frac{0,06}{4,90} \right)^2 + \sqrt{7} \cdot \left(\frac{0,05}{6,85} \right)^2 \right] = 1,92 \text{ кВт}.$$

Додаткові втрати активної потужності від несиметрії напруг подають у вигляді [12]:

$$\Delta P_{T.нсм} = K_{2U}^2 \left(\Delta P_{нх} + \frac{\Delta P_{кз}}{u_{кз}^2} \right). \quad (2.7)$$

Скорочення терміну служби трансформаторів за зниження якості електроенергії відбувається внаслідок додаткового нагріву ізоляції обмоток, викликаного додатковими втратами активної потужності, що виникають, як правило, через протікання в них струмів зворотної послідовності і струмів ВГ. Тому загальноприйнятий підхід до оцінення терміну служби силових трансформаторів за несинусоїдності та несиметрії напруг оснований на визначенні додаткових втрат активної потужності, відповідного збільшення температури обмотки (його беруть пропорційним додатковим втратам) і розрахунку терміну служби ізоляції за емпіричними виразами.

Вплив несиметрії та несинусоїдності на асинхронні двигуни. Додаткові втрати в асинхронному двигуні, зумовлені струмом n -ої гармоніки, будуть:

$$\Delta P_{АД(n)} = 3 \cdot I_{(n)}^2 \cdot (R_{s(n)} + R'_{r(n)}),$$

де $R_{s(n)}$ і $R'_{r(n)}$ – активний опір статора та зведений активний опір ротора на частоті n -ої гармоніки.

Виразивши струм n -ої гармоніки через номінальний струм двигуна $I_{ном}$ і кратність пускового струму $k_{п}$:

$$I_n = K_{U(n)} \cdot I_{ном} \cdot k_{п}/n,$$

отримують розрахункову формулу для визначення сумарних втрат від вищих гармонік [13]

$$\Delta P_{АД.нсм} = \Delta P_{АД.м.ном} \cdot k_{п}^2 \sum_{n=2}^{\infty} \frac{K_{U(n)}^2}{n^2} (\sqrt{n} + \sqrt{n-1}), \quad (2.8)$$

де $\Delta P_{\text{м.ном}}$ – номінальні втрати в міді обмотки статора АД. Знак «мінус» береться для гармонік, які утворюють пряму послідовність, знак «плюс» – для гармонік, які утворюють зворотну послідовність.

Втрати, зумовлені наявністю п'ятої та сьомої гармонік, відповідно 6 % та 5 % від номінального струму, для АД номінальною потужністю 200 кВт будуть:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{АД.нсм}} &= 4 \cdot 5,5^2 \left[\frac{0,06^2}{5^2} (\sqrt{5} + \sqrt{5+1}) + \frac{0,05^2}{7^2} (\sqrt{7} + \sqrt{7-1}) \right] = \\ &= 0,08 + 0,03 = 0,11 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Розрахунки показали, що для асинхронних двигунів втрати активної потужності у разі несинусоїдної напруги незначні. Такий ефект можна пояснити тим, що струми вищих гармонік не проникають в обмотку статора АД через те, що вона характеризується досить великим опором, і тим більшим, чим більший порядок гармоніки. Крім того, амплітуди гармонік напруги істотно убувають із зростанням порядку гармоніки. Виключенням можуть бути явища, пов'язані з резонансами напруг.

На промислових підприємствах, як показали обстеження, перегрів АД в мережах з більшим рівнем вищих гармонік напруги ($K_U = 10 \div 15\%$) не спостерігався ні для зниженого, ні для номінального навантаження.

Вищі гармоніки напруги й струму впливають також на значення коефіцієнта потужності, обертового моменту електродвигунів. Однак зниження цих характеристик, навіть для коефіцієнта спотворення форми кривої напруги 10–15 %, виявляється досить невеликим.

Додаткові втрати в обмотці статора АД від несиметрії:

$$\Delta P_{\text{АД.нсм}} = \Delta P_{\text{АД.м.ном}} \cdot \frac{R_2}{R_1} k_{2I}^2. \quad (2.9)$$

Додаткові втрати в обмотці статора АД від несиметрії можна записати у такому вигляді [12]:

$$\Delta P_{\text{АД.нсм}} \approx 2,41 \cdot \Delta P_{\text{АД.м.ном}} \cdot k_{\text{п}}^2 \cdot K_{2U}^2. \quad (2.10)$$

Термін служби АД за зниженої якості електроенергії визначається за емпіричними виразами залежно від збільшення температури обмотки статора. Відповідно до цих виразів збільшення температури на певну величину Δt , значення якої залежить від класу нагрівостійкості, призводить до скорочення терміну служби ізоляції вдвічі (наприклад, для ізоляції класів А та В Δt становить, відповідно 8 та 10 °С).

Додаткове нагрівання обмоток АД за несиметричної та несинусоїдної напруги визначається виразом [12]:

$$\Delta\tau \approx \frac{\Delta P_{\text{АД.м.ном}} \cdot k_{\text{П}}^2}{B} \left[1,55 \cdot K_{2U}^2 + \sum_{n=2}^{\infty} \frac{K_{U(n)}^2}{n^2} (\sqrt{n} + 0,39\sqrt{n+1}) \right], \quad (2.11)$$

де B – тепловий параметр АД, який можна визначити, наприклад, з умови скорочення терміну служби ізоляції вдвічі [12]:

$$\exp(-b \cdot \Delta\tau) = 0,5,$$

яка за $K_{2U} = 0,04$ набуває вигляду:

$$\exp\left(-b \cdot \frac{\Delta P_{\text{АД.м.ном}} \cdot k_{\text{П}}^2}{B} \cdot 1,55 \cdot K_{2U}^2\right) = 0,5.$$

Звідси для АД класу ізоляції А значення теплового параметра $B = \frac{b}{280} \cdot \Delta P_{\text{АД.м.ном}} \cdot k_{\text{П}}^2$, де $b = 0,0866$.

Відносне значення терміну служби ізоляції [12]:

$$z \approx \exp\left[-280 \left(1,55 \cdot K_{2U}^2 + \sum_{n=2}^{\infty} \frac{K_{U(n)}^2}{n^2} (\sqrt{n} + 0,39\sqrt{n+1}) \right)\right]. \quad (2.12)$$

Напряга прямої послідовності, прикладена до обмотки статора АД, викликає в ній струм прямої послідовності, який створює поле прямої послідовності, що обертається з частотою ω_1/p . Напряга зворотної послідовності викликає в ній струм зворотної послідовності, який створює поле зворотної послідовності, що обертається в протилежну сторону з частотою ω_1/p . На ротор АД діє загальний момент

$$M = \left(3 \cdot I_{r1}^2 \cdot (R'_r/s) - 3 \cdot I_{r2}^2 \cdot (R'_r/(2-s)) \right) p / \omega_1. \quad (2.13)$$

Під впливом струмів зворотної послідовності загальний момент знижується, а ковзання за того ж навантаження збільшується, і відповідно збільшуються втрати і температура нагрівання машини.

Необхідно відмітити, що крім цих двох моментів, внаслідок взаємодії струмів зворотної послідовності ротора з прямим полем і взаємодії струмів прямої послідовності ротора зі зворотним полем виникають пульсуючі моменти з частотою $2\omega_1/p$, які викликають вібраційні радіальні сили.

Вплив несиметрії та несинусоїдності напруги на синхронні машини

У разі роботи синхронних машин в умовах несиметричної та несинусоїдної напруги виникають додаткові втрати потужності в обмотках статора і ротора. З'являються також додаткові втрати в сталі статора і ротора.

Втрати в міді обмотки статора машини, зумовлені несиметрією та несинусоїдністю:

$$\Delta P_{\text{СД.м}} \approx \Delta P_{\text{СД.м.ном}} \cdot \left(\frac{R_2}{R_1} k_{2I}^2 + \sum_{n=2}^{\infty} k_{I(n)}^2 \cdot \left(\sqrt{n} + \frac{R_r}{R_s} \sqrt{n+1} \right) \right), \quad (2.14)$$

тут $k_{I(n)} \approx K_{U(n)} / (0,88n)$; ($k_{0I} \approx 0$ – оскільки фази обмотки машини з'єднані в зірку).

Втрати в сталі магнітопровода, зумовлені несиметрією та несинусоїдністю:

$$\Delta P_{\text{СД.ст}} \approx \Delta P_{\text{СД.ст.ном}} \cdot \left(K_{2U}^2 + K_{0U}^2 + \sum_{n=2}^{\infty} K_{U(n)}^2 \cdot n^{-0,7} \right). \quad (2.15)$$

За значної несиметрії напруг мережі в СД, поряд з виникненням додаткових втрат і нагріванням статора та ротора, можуть виникнути небезпечні вібрації внаслідок появи знакозмінних обертових моментів і тангенціальних сил, пульсуючих з подвійною частотою мережі. За дуже значної несиметрії вібрація може виявитися небезпечною, особливо у випадку недостатньої міцності або наявності дефектів зварних з'єднань.

Вплив несинусоїдності та несиметрії напруги на батареї статичних конденсаторів

Особливо чутливі до появи вищих гармонік конденсаторні батареї (КБ). За наявності вищих гармонік (ВГ) в кривій напруги процес старіння діелектрика конденсаторів протікає більш інтенсивно, ніж у разі, коли конденсатори працюють за синусоїдною напруги. Це пояснюється тим, що фізико-хімічні процеси в діелектриках, що зумовлюють їх старіння, значно прискорюються на високих частотах електричного поля. Аналогічно впливає додатковий нагрів, викликаний протіканням ВГ струму. У багатьох випадках в електричних мережах різних напруг із джерелами гармонік КБ виходять із ладу внаслідок перевантаження за струмом. В умовах промислових підприємств конденсатори сприяють створенню умов резонансу струмів або напруг на частоті однієї із гармонік, що призводить до небезпечного перевантаження їх за струмом або напругою. В тягових і промислових електромережах з перетворювачами такі перевантаження зафіксовані під час резонансу на гармоніках 40-50-го порядку, а в мережах з електродуговими печами й зварювальними установками – на гармоніках 3–7-го порядку.

За несинусоїдності затрудняється компенсація реактивної потужності (КРП) за допомогою КБ, які можуть працювати за перевантаження їх струмами ВГ не більше ніж на 50 %; допустиме підвищення напруги становить 10 %. Однак за цих умов термін їх служби скорочується. В СЕП промислових підприємств, як правило, КБ можуть виявитися в режимі, близькому до резонансу струмів на частоті будь-якої з гармонік. Внаслідок перевантажень вищими гармоніками вони виходять з ладу.

У конденсаторах втрати пропорційні частоті прикладеної напруги $\Delta P_{(n)} = U_{(n)}^2 n \omega C \operatorname{tg} \delta$, що й призводить до їхнього додаткового нагрівання. Обмеження по додатковому нагріванню КБ задано припустимим збільшенням діючої на його затискачах напруги до 10 % $U_{\text{НОМ}}$ і діючого значення струму до 30 % $I_{\text{НОМ}}$.

Додаткові втрати в КБ [13]:

$$\Delta P_{\text{КБ}} \approx Q_{\text{КБ}} \cdot \operatorname{tg} \delta \left(K_{2U}^2 + \sum_{n=2}^{\infty} n \cdot K_{U(n)}^2 \right). \quad (2.16)$$

Крім того, збільшення коефіцієнта спотворення синусоїдної форми кривої напруги K_U призводить до старіння ізоляції, якість якої характеризується $\operatorname{tg} \delta$. Робота КБ із $K_U = 5\%$ протягом 2 років призводить до збільшення $\operatorname{tg} \delta$ в 2 рази.

Додаткове нагрівання ізоляції КБ визначається виразом:

$$\Delta \tau / \tau_{\text{Н}} = K_{2U}^2 + \sum_{n=2}^{\infty} n \cdot K_{U(n)}^2, \quad (2.17)$$

де $\tau_{\text{Н}}$ – номінальна температура конденсаторів (для конденсаторів з паперовою ізоляцією $\tau_{\text{Н}} = 30 - 35$ °C).

Підвищена температура конденсаторів призводить до посилення іонізаційних процесів в ізоляції, що помітно позначається на терміні її служби. Відносне значення терміну служби ізоляції КБ описується залежністю [12]:

$$z = \exp \left[-b \tau_{\text{Н}} \left(K_{2U}^2 + \sum_{n=2}^{\infty} n \cdot K_{U(n)}^2 \right) \right]. \quad (2.18)$$

Для $b = 0,086$, $\tau_{\text{Н}} = 30$ °C дістанемо $b \tau_{\text{Н}} = 2,6$. За наявності 5-ої, 7-ої, 11-ої та 13-ої гармонік, які відповідно становлять: 6%, 5%, 3,5% та 3% від номінальної напруги, відносне значення терміну служби ізоляції КБ $z = 0,85$.

Облік електроенергії в несинусоїдних режимах пов'язаний зі значними похибками. Їх значення залежать від вимірювальної системи лічильника і його частотної характеристики, місця установлення лічильника (на лінійному або нелінійному навантаженні) та інших факторів.

Вищі гармоніки струму, проникаючи в мережі ЕЕС, призводять до погіршення роботи високочастотного зв'язку і систем автоматики, а також викликають помилкові спрацьовування деяких релейних захистів.

Системи керування. Вплив ВГ на СІФК вентиляльних перетворювачів може призвести до виникнення так званої гармонічної нестійкості, що полягає в появі на шинах багатопульсного ВП великої напруги парних гармонік або кратних трьом. Водночас в інверторному режимі ВП можливі

порушення комутації; робота СІФК також може виявитися нестійкою у випадку увімкнення ВП до енергосистеми, потужність КЗ якої сумірна з потужністю ВП. Спостерігалось виникнення автоколивань в системах керування ВП внаслідок проникнення в СІФК 30 – 40-х гармонік струму. Водночас виникали значні коливання струму навантаження.

Результати впливу інтергармонік. Найбільш поширеними наслідками впливу інтергармонік є: тепловий ефект; низькочастотні коливання механічних систем; проблеми в роботі флюорисцентних ламп і електронного устаткування; створення перешкод сигналам захисту і керування в проводах електричної мережі; перевантаження пасивних фільтрів ВГ; перешкоди для телекомунікацій; акустичний вплив; насичення вимірювальних трансформаторів. Чим ширший спектр частот складових струму, тим більший ризик виникнення небажаних резонансних явищ, які можуть збільшити спотворення напруги і призвести до перевантаження або порушення роботи обладнання споживача.

Колівання напруги негативно відображається на роботі електроустановок. За $\delta U_t > 10\%$ може відбутися погасання газоразрядних ламп. За $\delta U_t > 12\%$ виникає брак продукції установок високочастотного нагріву і руйнування осердь індукційних плавильних печей, вимикаються системи автоматичного керування режимом СД. За $\delta U_t > 15\%$ можуть відпадати контакти магнітних пускачів і можливий вихід з ладу конденсаторів та вентильних перетворювачів.

Короточасні КН в мережі живлення установок дугового електрозварювання практично не впливають на якість зварного шва, що пояснюється інерційністю теплових процесів в металі. Водночас коливання і відхилення напруги в мережах, що живлять машини контактного зварювання, істотно позначаються на якості зварювання.

У разі КН знижується продуктивність електролізних установок і підвищується знос електродів.

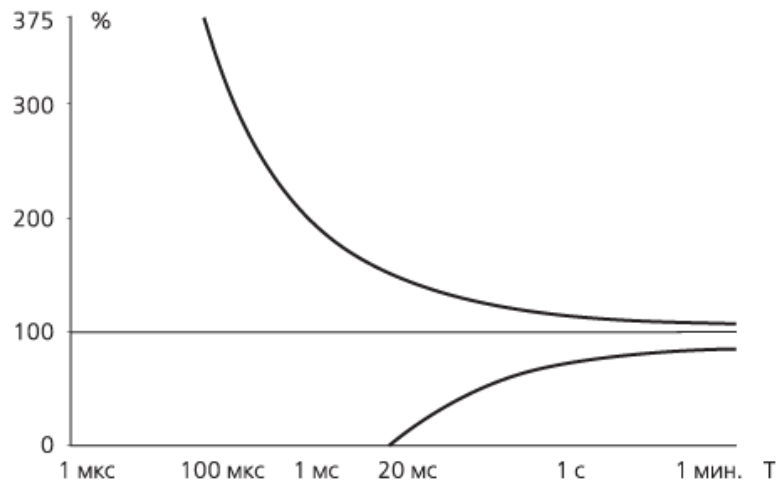
Колівання амплітуди і, більшою мірою, фази напруги викликають вібрації електродвигунів, механічних конструкцій, трубопровідної арматури. В останньому випадку знижується втомна міцність металу, скорочується термін його служби. Так, за амплітуд КН з частотою приблизно 1 Гц термін служби трубопроводів внаслідок пульсацій напору насоса скорочується на 5–7 %.

Колівання напруги негативно відображається на зоровому сприйнятті предметів, деталей, графічних зображень, знижує продуктивність праці, викликає стомлюваність працівників.

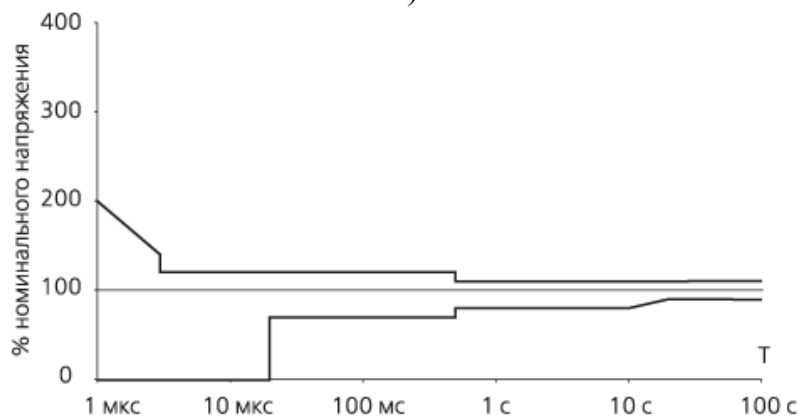
Провали напруги. Найбільшою мірою негативні наслідки провалів напруги впливають на пристрої РЗА. Їх прийнято називати завадочутливими елементами, оскільки їх спрацювання під впливом ЕМЗ в ряді випадків призводить до зупинки технологічного процесу. Як правило,

допустимий час перерви електропостачання для промислових споживачів знаходиться в межах 0,1 – 0,3 с.

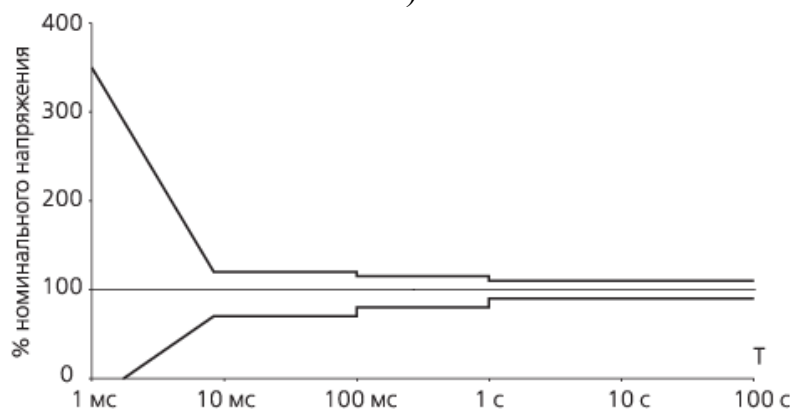
Для забезпечення надійного функціонування комп'ютерної техніки через незрозумілу безліч випадкових відмов методом проб і помилок було створено так звані криві СВЕМА (Computer and Business Equipment Manufacturers Association), які нині відомі як криві ІТІС (Information Technology Industry Council), внесені в стандарти IEEE 446 ANSI (рис. 2.10).



а)



б)



в)

Рисунок 2.10 – Криві допустимих значень напруг:
а) СВЕМА (Computer and Business Equipment Manufacturers Association),
б) ІТІС (Information Technology Industry Council), в) ANSI

Інтервал тривалості відхилення значення напруги від номінального значення обмежений двома збіжними кривими, що утворюють сегмент, в межах якого за відповідних відхилень від номінальної напруги протягом певного інтервалу часу комп'ютерне обладнання має працювати без втрати даних. Для провалів напруги інтерес становить нижня крива. Ця лінія є межею між допустимими і недопустимими провалами напруги за величиною і тривалістю для комп'ютерного обладнання.

Контрольне завдання 2.1. За наявності 5-ої, 7-ої, 11-ої та 13-ої гармонік, які відповідно становлять: 5 %, 4 %, 3 % та 2,5 %, а також небалансу напруги 2 % розв'язати такі задачі.

Задача 1. Розрахувати додаткові втрати потужності в трансформаторі заданої потужності за несиметрії та несинусоїдності напруги живлення за варіантами: 1) Т-100, 2) Т-160, 3) Т-250, 4) Т-400, 5) Т-630, 6) Т-1000, 7) Т-1600, 8) Т-2500.

Задача 2. Розрахувати додаткові втрати потужності в асинхронному двигуні заданої потужності за несиметрії та несинусоїдності напруги живлення за варіантами: 1) АД-15, 2) АД-25, 3) АД-30, 4) АД-40, 5) АД-55, 6) АД-75, 7) АД-100, 8) АД-160.

Задача 3. Розрахувати додаткові втрати потужності в синхронному двигуні заданої потужності за несиметрії та несинусоїдності напруги живлення за варіантами: 1) СД-200, 2) СД-250, 3) СД-300, 4) СД-400, 5) СД-500, 6) СД-560, 7) СД-630, 8) СД-750.

3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ НАПРУГИ

3.1 Розрахунок режимів напруги в радіальній мережі

Основними засобами регулювання напруги в електричних мережах є трансформатори. Трансформатори за способом зміни коефіцієнта трансформації (K_T) можна розділити на дві групи:

- з регулюванням під навантаженням (РПН) – зміни K_T здійснюються без вимкнення трансформатора від мережі та без зняття навантаження;

- з перемиканням без збудження (ПБЗ), для зміни K_T необхідним є зняття навантаження та відключення трансформатора від мережі.

Пристроями РПН обладнують понижувальні трансформатори з вищою напругою 35, 110 кВ, які здійснюють регулювання напруги в усій приєднаній до центру живлення мережі. Такий спосіб регулювання називають централізованим. Регульовальні відгалуження на трансформаторах з РПН розташовані в обмотці вищої напруги з боку заземленої нейтралі. Для зниження напруги на нижчому боці трансформатора потрібно збільшити кількість витків обмотки, а щоб підняти напругу – зменшити K_T . Діапазон зміни напруги на вторинних шинах трансформатора з РПН становить $\pm(10-16)\%$ у разі ступенів регулювання (1,25–2,5) %. Так, наприклад, трансформатор 110/10 кВ має ± 9 ступенів по 1,78 %, що забезпечують діапазон регулювання $\pm 16\%$.

На вузлових підстанціях електричної мережі реалізується закон зустрічного регулювання напруги, відповідно до якого на шинах вузлової підстанції підтримується номінальна напруга $U_{\text{ном}}$ за мінімальних навантажень, а зі зростанням навантаження з метою компенсації втрат напруги в елементах мережі цю напругу підвищують до $1,05U_{\text{ном}}$.

За допомогою РПН можливо перемикати відгалуження, змінюючи тим самим коефіцієнт трансформації під навантаженням, тобто протягом доби. Водночас можливо вибрати в режимах найбільших і найменших навантажень необхідні відгалуження, щоб виконувались вимоги зустрічного регулювання.

За допомогою розподільних трансформаторів ТП 10(6)/0,4кВ (з огляду на їх «масовість») з економічних міркувань здійснюють сезонні перемикання без збудження (ПБЗ). Перемикання відгалужень (відпайок) здійснюється після вимкнення трансформатора від мережі.

Розрахунок відхилень напруги виконують для режимів максимальних і мінімальних навантажень. Спочатку за відомими значеннями напруги на шинах 10 (6) кВ підстанції (рис. 3.1), від якої здійснюється живлення ТП, визначають втрати напруги в лінії електропередавання 10 (6) кВ та трансформаторі ТП і знаходять приведену до високої сторони напругу U'_2 на вторинній обмотці трансформатора. Потім розраховують дійсне

значення напруги U_2 за заданого або різних коефіцієнтів трансформації (залежно від вибраного відгалуження трансформатора) для обох режимів.

Алгоритм розрахунку в обох режимах однаковий:

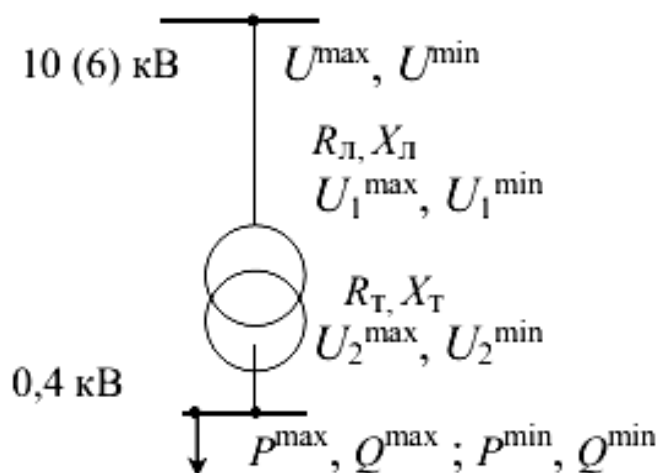


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема

$$\begin{aligned}
 U'_2 &= U - \Delta U_{\text{Л}} - \Delta U_{\text{Т}}; \\
 \Delta U_{\text{Л}} &\approx \frac{PR_{\text{Л}} + QX_{\text{Л}}}{U}; \\
 \Delta U_{\text{Т}} &\approx \frac{PR_{\text{Т}} + QX_{\text{Т}}}{U_1}; \\
 U_2 &= \frac{U'_2}{K_{\text{Т}}}, \tag{3.1}
 \end{aligned}$$

де U – напруга на шинах підстанції живлення;

$\Delta U_{\text{Л}}, \Delta U_{\text{Т}}$ – втрати напруги відповідно в ЛЕП і трансформаторі;

$R_{\text{Л}}, X_{\text{Л}}; R_{\text{Т}}, X_{\text{Т}}$ – активний і реактивний опори лінії та трансформатора, приведені до високої сторони;

P, Q – активна та реактивна потужності навантаження;

$K_{\text{Т}}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора;

$U_1 = U - \Delta U_{\text{Л}}$ – напруга на високій стороні трансформатора;

$U'_2 = U_1 - \Delta U_{\text{Т}}$ – напруга на низькій стороні трансформатора, що приведена до високої сторони.

Коефіцієнт трансформації трансформатора (табл. 3.1) знаходять для кожної відпайки так: 10(6) $\pm 2 \times 2,5\%$ / 0,4 кВ. Наприклад, для відпайки 1 (+5 %) трансформатора 6/0,4 кВ коефіцієнт трансформації

$$K_{\text{Т}} = \frac{6 + 0,05 \cdot 6}{0,4} = 15,75.$$

Таблиця 3.1 – Коефіцієнт трансформації трансформаторів

Регульовальне відгалуження		Значення K_T		$U_2, \text{В}$ за умови $U'_2 = U_{1\text{НОМ}}$	$DU_T, \%$
Номер відгалуження	%	$U_{1\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{1\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$		
1	+5	15,75	26,25	381	-5
2	+2,5	15,37	25,63	390	-2,5
3	0	15	25	400	0
4	-2,5	14,63	24,38	410	+2,5
5	-5	14,25	23,75	421	+5

Збільшення номера відпайки забезпечує підвищення напруги приблизно на 10 В, що становить 2,5 % від номінальної напруги.

Приклад 3.1. На ТП встановлено два трансформатори ТМ–1000/10. ТП живиться від ГПП по кабельній лінії 2ААБ-10-3×70 ($l=1,2$ км). Визначити напругу на шинах 0,4 кВ ТП в максимальному режимі, якщо вибрана перша відпайка трансформаторів, а на ГПП передбачене зустрічне регулювання напруги $U = 10,5$ кВ. Розрахункове навантаження ТП $S_p=1360$ кВ·А, $\cos \varphi_p=0,8$.

Розв'язування. Розрахункові активна та реактивна потужності навантаження

$$P_p = S_p \cos \varphi_p = \frac{1360 \cdot 0,8}{2} = 544 \text{ кВт};$$

$$Q_p = S_p \sin \varphi_p = \frac{1360 \cdot 0,6}{2} = 408 \text{ квар.}$$

Втрати напруги в ЛЕП розраховуємо за формулою:

$$\Delta U_{\text{Л}} = \frac{P_p \cdot R_{\text{Л}} + Q_p \cdot X_{\text{Л}}}{U} = \frac{0,536 \cdot 544 + 0,072 \cdot 408}{10500} = 0,031 \text{ кВ},$$

де $R_{\text{Л}}, X_{\text{Л}}$ – активний та індуктивний опори лінії:

$$R_{\text{Л}} = \frac{l}{\gamma S} = \frac{1200}{32 \cdot 70} = 0,536 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{Л}} = X_0 \cdot l = 0,06 \cdot 10^{-3} \cdot 1200 = 0,072 \text{ Ом.}$$

Втрати напруги в трансформаторі ТП розраховують таким чином:

$$U_{\text{ка}} \% = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} \cdot 100 = \frac{12,2}{1000} \cdot 100 = 1,22\%,$$

$$U_{\text{кр}} \% = \sqrt{U_{\text{к}}^2 - U_{\text{ка}}^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,22^2} = 5,39\%,$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{Т}} &= \frac{U}{S_{\text{НОМ.Т}}} \cdot (U_{\text{ка}} \cdot P_p + U_{\text{кр}} \cdot Q_p) = \\ &= \frac{10,5}{1000} \cdot (0,012 \cdot 544 + 0,0539 \cdot 408) = 0,294 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Напругу на шинах 0,4 кВ ТП за коефіцієнта трансформації

$$K_T = \frac{10(1+0,05)}{0,4} = 26,25$$

знаходимо за формулами

$$U'_2 = U - \Delta U_L - \Delta U_T = 10,5 - 0,031 - 0,294 = 10,175 \text{ кВ},$$

$$U_2 = \frac{U'_2}{K_T} = \frac{10,175}{26,25} = 387,6 \text{ В}.$$

3.2 Врахування статичних характеристик вузла навантаження

Під час розрахунків рівнів напруги потрібно враховувати статичні характеристики вузла навантаження.

Статичною характеристикою навантаження називається залежність споживаної потужності від напруги. У загальному випадку вона є нелінійною. Однак в області, близькій до номінальної напруги, можна замінити її лінійною залежністю. Регулювальний ефект навантаження за напругою – це відношення зміни потужностей навантаження у відносних одиницях до зміни напруги також у відносних одиницях. Статичні характеристики вузла навантаження можуть бути описані степеневим виразом [15]:

$$S(k_P, k_Q) = P_H \left(\frac{U}{U_H} \right)^{k_P} + jQ_H \left(\frac{U}{U_H} \right)^{k_Q}, \quad (3.2)$$

де U, U_H , – фактичне та номінальне значення лінійної напруги у вузлі навантаження;

P_H, Q_H – активна та реактивна потужності навантажень, що відповідають номінальній напрузі;

k_P, k_Q – характеристичні коефіцієнти, що визначають залежності потужностей навантаження від напруги (діапазон їх зміни знаходиться в таких межах: $k_P=0...2, k_Q=0...4$).

Наприклад, якщо $k_P = 1$, це означає, що в разі зміни напруги на 1 % активне навантаження електроприймача змінюється на 1 %, а за $k_Q = 3$ це означає, що в разі зміни напруги на 1 % реактивне навантаження електроприймача змінюється на 3 %.

Характеристичні коефіцієнти навантаження наведено в табл. 3.2 [16].

Таблиця 3.2 – Характеристичні коефіцієнти навантаження

Показник	Вид споживання				
	Двигуни	Опір	Освітлення	КБ	Втрати н.х. трансформаторів
k_{Pi}	0,2	2	1,5	-	-
k_{Qi}	3	-	3	2	6,5

Попередньо необхідно розбити всі електроприймачі на групи з виділенням їхньої частки в загальній сумі споживання. Підсумковий регулювальний ефект такої групи приймачів визначають за формулами [16]:

$$k_P = \sum_i \alpha_i k_{Pi}; k_Q = \sum_i \beta_i k_{Qi} - 2\beta_{кб}, \quad (3.3)$$

де α_i, β_i – частка активного і реактивного навантаження i -ї групи в загальному навантаженні;

$\beta_{кб}$ – частка реактивної потужності КБ (характеристичний коефіцієнт для КБ дорівнює двом).

До сумарного навантаження вузла, приведеного до шин центру живлення, входять і втрати в електричних мережах. Їх розглядають як окрему групу споживання зі своїм регулювальним ефектом [16]:

$$k_{P.в} = k_{Q.в} \approx 2 \left[(k_P - 1) \cos^2 \varphi + (k_Q - 1) \sin^2 \varphi \right]$$

в окрему групу виділяють втрати неробочого ходу в трансформаторах, що мають свій регулювальний ефект $k_Q = 6,5$.

Приклад 3.2. У табл. 3.3 наведено групи навантажень вузла електричної мережі з їх часткою в сумарному навантаженні.

Таблиця 3.3 – Склад навантаження вузла електричної мережі

Показник	Вид споживання				
	Двигуни	Опір	Освітлення	КБ	Втрати н.х. тр-рів
α_i	0,6	0,25	0,15	-	-
β_i	0,7	-	0,15	-	0,15

Розв'язування. Попередньо розраховують узагальнений регулювальний ефект навантаження за напругою без урахування втрат:

$$k_P = \sum_i \alpha_i k_{Pi} = 0,84; k_Q = \sum_i \beta_i k_{Qi} - 2\beta_{кб} = 4,53.$$

В подальшому уточнюють активне та реактивне навантаження за формулою (3.2) і визначають втрати напруги.

3.3 Розрахунок режимів напруги в магістральній мережі

Розрахунок режимів напруги в загальному випадку є складною задачею, оскільки результати розрахунків залежать від різноманітних факторів, таких як схема мережі з великим числом елементів і приєднаних навантажень, режимів електроспоживання, засобів регулювання напруги та їх характеристик. Нижче розглядається графо-аналітичний метод розрахунку режимів напруги, що дозволяє досить просто і наочно оцінити

рівень напруги для всіх споживачів, приєднаних до центру живлення, за будь-яких режимів їх роботи [14].

Розглянемо магістральну схему мережі, подану на рис. 3.2.

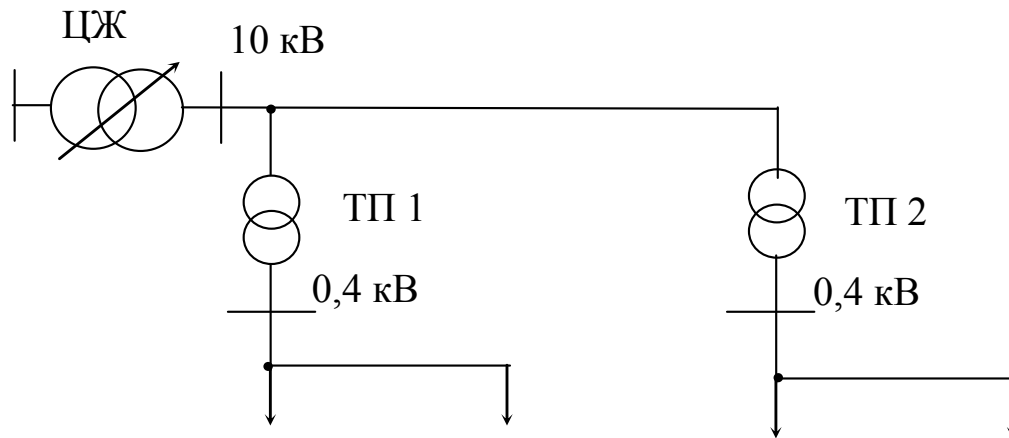


Рисунок 3.2 – Схема магістральної розподільної мережі

Передбачається, що ТП 10/0,4 кВ можуть бути приєднані в будь-якій точці лінії 10 кВ, а споживач – в будь-якому місці мережі напругою 0,38 кВ.

Для проведення розрахунків необхідно мати таку інформацію:

- розрахункові схеми мереж 10 та 0,38 кВ із зазначенням параметрів усіх елементів (ліній та трансформаторів), а також розрахункові навантаження $P_{pi} + jQ_{pi}$;
- результати розрахунку втрат напруги в режимі максимальних навантажень в мережі середньої напруги 10 кВ (ΔU_c), на розподільних трансформаторах (ΔU_T) (у розрахунках використовувати середні значення втрат) та допустимі втрати в мережі низької напруги ($\Delta U_n, \%$).

Припущення про однорідність споживачів за спрощеного аналізу дозволяє розглядати два граничні режими – режим максимальних і мінімальних навантажень. Якщо відхилення напруги у цих граничних режимах залишаються у межах норми, то і в усіх проміжних режимах напруга не перевищить граничних значень.

Тоді можна використати коефіцієнт мінімального завантаження:

$$\beta = P_{\min} / P_{\max} = \Delta U_{\min} / \Delta U_{\max}; \Delta U_{\min} = \beta \Delta U_{\max}, \quad (3.4)$$

де ΔU_{\max} , ΔU_{\min} – втрати напруги відповідно в режимах максимальних та мінімальних навантажень.

Для спрощення напругу на шинах 0,4 кВ ТП визначають у відсотках за формулою:

$$U_2 = U_1 - \sum_{j=1}^n \Delta U_j + \sum_{i=1}^m E_i, \%, \quad (3.5)$$

де U_1 – напруга на шинах ПС, від якої живиться ТП, %;

$\sum_{j=1}^n \Delta U_j$ – сума втрат напруги в елементах мережі, %;

$\sum_{i=1}^m E_i$ – сума додатків напруги за рахунок зміни коефіцієнтів

трансформації трансформаторів або потужності батареї конденсаторів (БК), %.

Трансформатор 10/0,4 кВ з ПБЗ має ± 2 ступені по 2,5 %, що забезпечують діапазон регулювання ± 5 %. Отже, на трансформаторі ТП можуть бути отримані добавки напруги: $E_T = \{0; 2,5; 5,0; 7,5; 10\}$ %. Трансформатор 110/10 кВ з РПН має ± 9 ступенів по 1,78 %, що забезпечують діапазон регулювання ± 16 %.

Відхилення напруги на затискачах найбільш віддаленого електроприймача в режимі максимальних навантажень

$$\delta U_{\max.i} = E_{\text{п.}\max} + E_{T.i} - (\Delta U_{\text{с.}i} + \Delta U_{\text{т.}i} + \Delta U_{\text{н.}i}), \% \quad (3.6)$$

відхилення напруги на затискачах найбільш віддаленого електроприймача в режимі мінімальних навантажень

$$\delta U_{\min.i} = E_{\text{п.}\min} + E_{T.i} - \beta \cdot (\Delta U_{\text{с.}i} + \Delta U_{\text{т.}i} + \Delta U_{\text{н.}i}), \% \quad (3.7)$$

У процесі аналізу режимів напруги можна вирішити такі завдання:

- вибір та розстановка відгалужень на розподільних трансформаторах 10/0,4 кВ з ПБЗ;

- визначення діапазону та закону регулювання напруги на шинах 10 кВ ЦЖ з трансформаторами, оснащеними РПН: $E_{\text{п.}\max}, E_{\text{п.}\min}, E_{\text{п}} = f(\beta)$.

Приклад 3.3. Визначити відхилення напруги на затискачах споживачів 0,38 кВ якщо найбільша втрата напруги на одній з ліній 10 кВ, приєднаній до шин ЦЖ, становить $\Delta U_{\text{с.нб}} = 10$ %, середня втрата напруги в трансформаторах $\Delta U_{\text{т}} = 4$ %, найбільша втрата напруги в низьковольтній мережі $\Delta U_{\text{н.нб}} = 5$ %, відношення мінімальної навантаження до максимального дорівнює $\beta = 0,25$. В ЦЖ передбачено зустрічне регулювання напруги $E_{\text{п.}\max} = 5$ %, $E_{\text{п.}\min} = 0$.

Відхилення напруги на низькій стороні найближчої ТП1

$$\delta U_{\max1} = 5 + E_{T1} - (0 + 4 + (0 \div 5)) = (1 \div -4) + E_{T1} \% ;$$

$$\delta U_{\min1} = 0 + E_{T1} - 0,25 \cdot (0 + 4 + (0 \div 5)) = (-1 \div -3,5) + E_{T1} \% .$$

У разі вибору першої відпайки $E_{T1} = 0$ відхилення напруги становитиме $\delta U_{\max1} = 1,0 \div -4,0$ % ; $\delta U_{\min1} = -1,0 \div -3,5$ %. У разі вибору другої відпайки $E_{T1} = 2,5$ % відхилення напруги $\delta U_{\max1} = 3,5 \div -1,5$ % ; $\delta U_{\min1} = 1,5 \div -1,0$ %.

З декількох розрахованих значень E_T вибирається таке, яке забезпечує виконання умови $\delta U_{\text{доп.}\max} > \delta U > \delta U_{\text{доп.}\min}$, де $\delta U_{\text{доп.}\max}$ – верхня

допустима межа відхилення напруги +5%; $\delta U_{\text{доп.мін}} = -5\%$ – нижня допустима межа відхилення напруги -5%.

Для найближчої ТП1 у такому випадку можливим є вибір обох відпайок, однак з економічного погляду кращим є вибір другої відпайки.

Відхилення напруги на низькій стороні найбільш віддаленої ТП2

$$\delta U_{\text{max2}} = 5 + E_{T2} - (10 + 4 + (0 \div 5)) = (-9 \div -14) + E_{T2} \% ;$$

$$\delta U_{\text{мін2}} = 0 + E_{T2} - 0,25 \cdot (10 + 4 + (0 \div 5)) = (-6 \div -8,5) + E_{T2} \% .$$

Оптимальним є вибір п'ятої відпайки $E_{T2} = 10\%$. У цьому випадку відхилення напруги становитиме $\delta U_{\text{max2}} = 1 \div -4\%$; $\delta U_{\text{мін2}} = 4 \div 1,5\%$.

3.4 Визначення діапазону регулювання трансформаторів з РПН

З погляду енергозбереження на шинах ЦЖ в режимі максимальних навантажень потрібно підтримувати вищий рівень напруги, який обмежується нормою $\delta U_{\text{доп.макс}} = +5\%$ у точці, що знаходиться на шинах 0,4 кВ найближчої ТП. Тоді граничне значення відхилення напруги на шинах ЦЖ у максимальному режимі $E_{п.макс}$ дорівнюватиме

$$E_{п.макс} = \delta U_{\text{доп.макс}} - E_T + \Delta U_c + \Delta U_T. \quad (3.8)$$

Беручи до уваги, що для найближчої ТП1 (трансформатор власних потреб ЦЖ) $\Delta U_{c1} = 0$ та $E_{T1} = 0$, дістанемо [14]:

$$E_{п.макс} = \delta U_{\text{доп.макс}} + \Delta U_{T1}. \quad (3.9)$$

Для режиму мінімальних навантажень потрібно розглядати два випадки: недопущення перевищення відхилень напруги понад +5% ($\delta U_{\text{доп.макс}} = +5\%$) і зниження напруги більш ніж -5% ($\delta U_{\text{доп.мін}} = -5\%$). Причому в режимі мінімальних навантажень критичними, відповідно, є точки найбільш віддаленої ТП, на якій напруга може перевищувати +5%, та найближчої ТП, на якій напруга може бути меншою -5%.

Для визначення верхнього допустимого рівня напруги на шинах ЦЖ в режимі мінімальних навантажень $E'_{п.мін}$ найбільш небезпечною (контрольною) точкою будуть шини 0,4 кВ ТП, що має найбільшу добавку напруги $E_{Т.нб}$ [14]:

$$E'_{п.мін} = \delta U_{\text{доп.макс}} - E_{Т.нб} + \beta (\Delta U_{c.нб} + \Delta U_T), \% \quad (3.10)$$

де $E_{Т.нб}$ – найбільша добавка напруги, яка використовується в цій мережі;

$\Delta U_{c.нб}$ – найбільша втрата напруги в максимальному режимі до трансформатора з найбільшою добавкою напруги $E_{Т.нб}$.

Під час визначення нижнього допустимого рівня напруги на шинах ЦЖ в режимі мінімальних навантажень найнебезпечнішою (контрольною) точкою буде найбільш віддалений споживач у мережі 0,38 кВ, який

отримує живлення від найближчої ТП з найменшою добавкою напруги $E_{Т.нм}$ [14]:

$$E''_{п.мін} = \delta U_{доп.мін} - E_{Т.нм} + \beta (\Delta U_{с.нм} + \Delta U_{Т} + \Delta U_{н}),\% \quad (3.11)$$

де $E_{Т.нм}$ – найменша добавка напруги, яка використовується в цій мережі;

$\Delta U_{с.нм}$ – найменша втрата напруги у максимальному режимі до останнього трансформатора з найменшою добавкою напруги $E_{Т.нм}$.

Приклад 3.4. Визначити діапазон регулювання в ЦЖ за таких умов: $\Delta U_{с.нб}=10\%$; $\Delta U_{с.нм}=0$; $\Delta U_{н}=5\%$; $\beta=0,25$. Найбільша втрата напруги на одній з ліній 10 кВ, приєднаній до шин ЦЖ, становить $\Delta U_{с.мак}=12,5\%$. Добавки напруги в максимальному та мінімальному режимах за формулами (3.9), (3.10), (3.11)

$$E_{п.мак} = \delta U_{доп.мак} + \Delta U_{Т} = 5 + 4 = +9\%;$$

$$E'_{п.мін} = \delta U_{доп.мак} - E_{Т.нб} + \beta (\Delta U_{с.нб} + \Delta U_{Т}) = 5 - 10 + 0,25 (10 + 4) = -1,5\%;$$

$$E''_{п.мін} = \delta U_{доп.мін} - E_{Т.нм} + \beta (\Delta U_{с.нм} + \Delta U_{Т} + \Delta U_{н}) = \\ = -5 - 0 + 0,25(0 + 4 + 5) = -2,25\%.$$

Діапазон зустрічного регулювання напруги:

$$E_{п.мак} = 9\%, E_{п.мін} = -1,875\%.$$

Відхилення напруги на низькій стороні найближчої ТП1

$$\delta U_{мак1} = 9 + E_{Т1} - (0 + 4 + (0 \div 5)) = (5 \div 0) + E_{Т1} \%;$$

$$\delta U_{мін1} = -1,875 + E_{Т1} - 0,25 \cdot (0 + 4 + (0 \div 5)) = (-2,875 \div -4,125) + E_{Т1} \% .$$

Вибравши відпайку 0 дістанемо:

$$\delta U_{мак1} = 5 \div 0 \%; \delta U_{мін1} = -2,0 \div -4,5 \% .$$

Відхилення напруги на низькій стороні найбільш віддаленої ТП2

$$\delta U_{мак2} = 9 + E_{Т2} - (10 + 4 + (0 \div 5)) = (-5 \div -10) + E_{Т2} \%;$$

$$\delta U_{мін2} = -1,875 + E_{Т2} - 0,25 \cdot (10 + 4 + (0 \div 5)) = (-5,375 \div -6,625) + E_{Т2} \% .$$

Вибравши відпайку 10% дістанемо: $\delta U_{мак2} = 5 \div 0\%$;
 $\delta U_{мін2} = 4,625 \div 3,375\% .$

Оскільки найбільша втрата напруги на одній з ліній 10 кВ, приєднаній до шин ЦЖ, становить $\Delta U_{с.мак} = 12,5\%$, то на цій лінії використовуються всі п'ять ступенів відгалужень трансформаторів, а розстановку $E_{Т}$ вздовж лінії наведено в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Розстановка $E_{Т}$ вздовж лінії

Номер відгалуження, n	1	2	3	4	5
Добавка, $E_{Т}, \%$	0	2,5	5,0	7,5	10
Втрати в лінії 10 кВ, $\Delta U_{с}, \%$	0...2,5	2,5...5,0	5,0...7,5	7,5...10	10...12,5

Таким чином, для мереж з однорідними навантаженнями за відсутності будь-яких обмежень під час визначення діапазону регулювання напруги на шинах ЦЖ, вдається тільки за допомогою основних засобів регулювання ($E_{\text{п}}$ і $E_{\text{т}}$) забезпечити нормовані величини відхилень напруги $\delta U = \pm 5\%$ для всіх споживачів, які отримують живлення по лінії 10 кВ, втрата напруги на якій може досягати $\Delta U_{\text{с}} = 12,5\%$. І лише наприкінці лінії, у віддалених споживачів мережі 0,38 кВ, відхилення напруги можуть знижуватися нижче $\delta U_{\text{доп}} = -5\%$ у максимальному режимі. Тут буде потрібне застосування додаткових заходів для приведення відхилень напруги в норму.

Приклад 3.5. Визначити діапазон регулювання в ЦЖ за таких умов: $\Delta U_{\text{с.нб}} = 10\%$; $\Delta U_{\text{с.нм}} = 2,5$; $\Delta U_{\text{т}} = 4\%$; $\Delta U_{\text{н}} = 7,5\%$; $\beta = 0,25$. Найбільша втрата напруги на одній з ліній 10 кВ, приєднаній до шин ЦЖ, становить $\Delta U_{\text{с.мак}} = 14\%$. Додатки напруги в максимальному та мінімальному режимах за формулами (3.9), (3.10), (3.11)

$$E_{\text{п.мак}} = \delta U_{\text{доп.мак}} + \Delta U_{\text{т}} = 5 + 4 = +9\%;$$

$$E'_{\text{п.мін}} = \delta U_{\text{доп.мак}} - E_{\text{т.нб}} + \beta (\Delta U_{\text{с.нб}} + \Delta U_{\text{т}}) = 5 - 10 + 0,25 (10 + 4) = -1,5\%;$$

$$E''_{\text{п.мін}} = \delta U_{\text{доп.мін}} - E_{\text{т.нм}} + \beta (\Delta U_{\text{с.нм}} + \Delta U_{\text{т}} + \Delta U_{\text{н}}) = \\ = -5 - 0 + 0,25(2,5 + 4 + 7,5) = -1,5\%.$$

Діапазон зустрічного регулювання напруги:

$$E_{\text{п.мак}} = 9\%, E_{\text{п.мін}} = -1,5\%.$$

Відхилення напруги на низькій стороні ТП1 ($\Delta U_{\text{с.1}} = 0$)

$$\delta U_{\text{мак1}} = 9 + E_{\text{т1}} - (0 + 4 + (0 \div 7,5)) = (+5 \div -2,5) + E_{\text{т1}}\% ;$$

$$\delta U_{\text{мін1}} = -1,5 + E_{\text{т1}} - 0,25 \cdot (0 + 4 + (0 \div 7,5)) = (-2,5 \div -4,375) + E_{\text{т1}}\% .$$

У разі вибору відпайки 0:

$$\delta U_{\text{мак1}} = +5 \div -2,5\% ; \delta U_{\text{мін1}} = -2,5 \div -4,375\% .$$

Відхилення напруги на низькій стороні найбільш віддаленої ТП2 ($\Delta U_{\text{с.2}} = 10\%$)

$$\delta U_{\text{мак2}} = 9 + E_{\text{т2}} - (10 + 4 + (0 \div 7,5)) = (-5 \div -12,5) + E_{\text{т2}}\% ;$$

$$\delta U_{\text{мін2}} = -1,5 + E_{\text{т2}} - 0,25 \cdot (10 + 4 + (0 \div 7,5)) = (-5,0 \div -6,875) + E_{\text{т2}}\% .$$

Вибравши відпайку +10% дістанемо:

$$\delta U_{\text{мак2}} = +5 \div -2,5\% ; \delta U_{\text{мін2}} = 5,0 \div 3,125\% .$$

Графіки, наведені на рис. 3.3 – картограми напруги, що характеризують зміни режиму напруги вздовж лінії на шинах 10 і 0,4 кВ трансформаторів, а також – вздовж ліній 0,38 кВ [14].

Зустрічне регулювання напруги можна інтерпретувати як підтримку постійного значення відхилення напруги – під час змінення навантаження

від максимального до мінімального значення – у віддаленій точці мережі. На рис. 3.3 – це точка М, яка знаходиться на перетині ліній 1 і 2.

Координати точки М [14]:

$$\Delta U_{c.M} = (E_{п.max} - E_{п.min}) / (1 - \beta) = (9 - (-1,5)) / (1 - 0,25) = 14 \%;$$

$$\delta U_M = (E_{п.max} - \Delta U_{c.M}) = (9 - 14) = -5 \%.$$

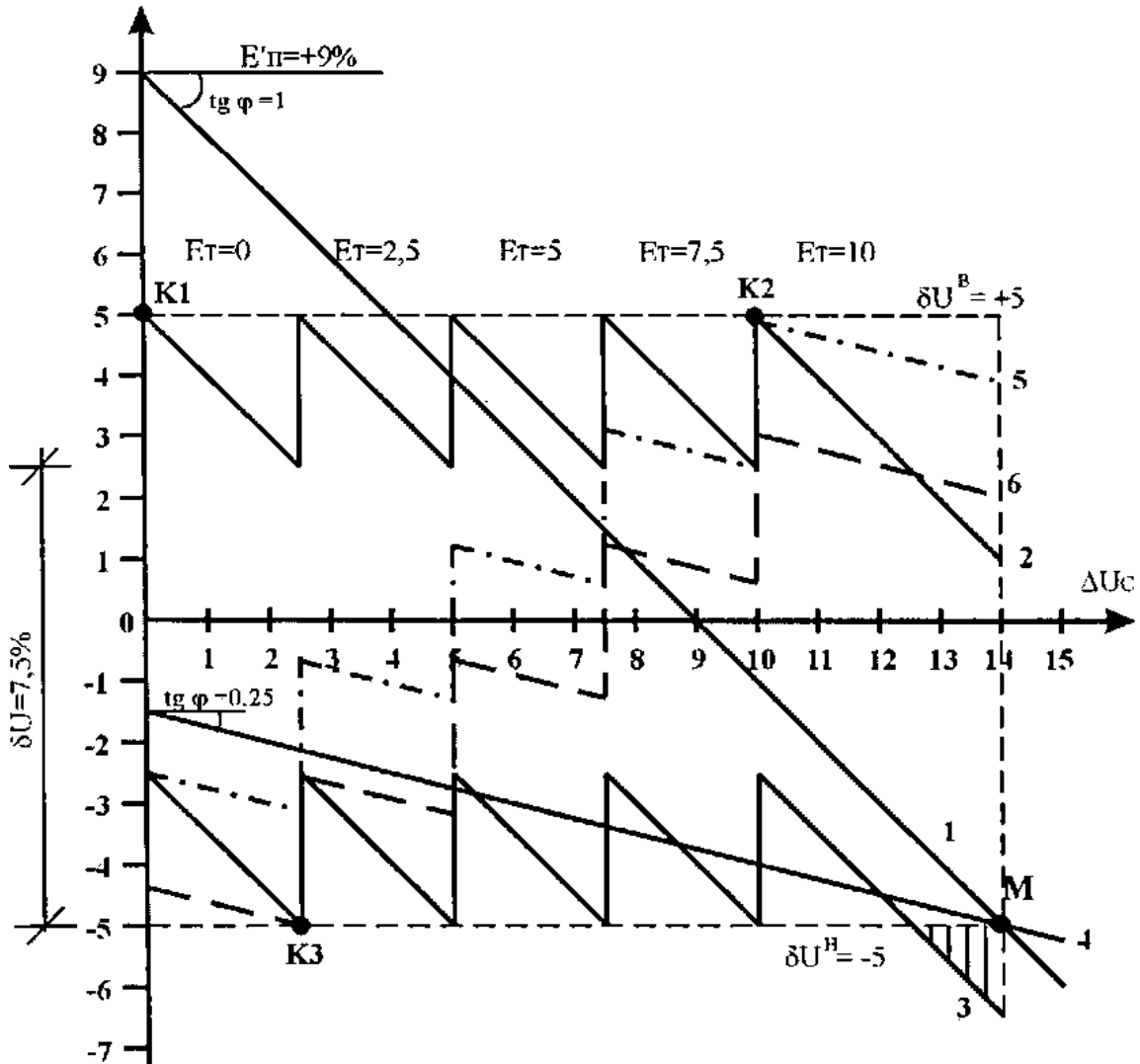


Рисунок 3.3 – Картограми напруги для максимального та мінімального навантажень [14]

1 та 4 – відхилення напруги на шинах 10 кВ трансформаторів відповідно за максимальних та мінімальних навантажень;

2 та 5 – відхилення напруги на шинах 0,4 кВ трансформаторів у режимах максимальних та мінімальних навантажень відповідно;

3 та 6 – відхилення напруги на затискачах віддаленого споживача в мережі 0,38 кВ у режимах максимальних та мінімальних навантажень.

Аналітичний вираз закону зустрічного регулювання напруги на шинах ЦЖ може бути поданий виразом:

$$E_{п} = \delta U_M + \beta(t) \cdot \Delta U_{c.M} = -5 + \beta(t) \cdot 14 \%.$$

Як видно з картограми напруги для мереж з однорідними навантаженнями і за відсутності будь-яких обмежень під час визначення діапазону регулювання напруги на шинах ЦЖ, вдається тільки за допомогою основних засобів регулювання ($E_{\text{п}}$ і $E_{\text{т}}$) забезпечити нормовані величини відхилень напруги $\delta U = \pm 5\%$ для всіх споживачів, які отримують живлення по лінії 10 кВ, втрата напруги на якій може досягати $\Delta U_{\text{с}} = 12,5\%$. І лише наприкінці лінії, у віддалених споживачів мережі 0,38 кВ, відхилення напруги опускаються нижче $\delta U_{\text{доп}} = -5\%$ у максимальному режимі (на рис. 3.3 – заштрихована ділянка). Тут буде потрібне застосування додаткових заходів для приведення відхилень напруги в норму.

Однак такі сприятливі умови витримуються далеко не завжди. Це можна показати на прикладі, коли режим зустрічного регулювання на шинах ЦЖ обмежений або заданий заздалегідь: $E_{\text{п.мак}} = +5\%$ і $E_{\text{п.мін}} = 0$, а втрати напруги взято такими: $\Delta U_{\text{с.нб}} = 8\%$; $\Delta U_{\text{т}} = 4\%$; $\Delta U_{\text{н}} = 7,5\%$; $\beta = 0,25$.

Оскільки діапазон регулювання на шинах ЦЖ задано, завдання полягає тільки у виборі відгалужень на трансформаторах з ПБЗ і оціненні відхилень напруги на затискачах споживачів електроенергії та, за необхідності, у виборі додаткових засобів регулювання напруги.

Розглянемо випадок розміщення відгалужень для умов максимального режиму. Для цього визначимо добавку напруги $E_{\text{т}}$ в режимі найбільших навантажень для найближчої ТП, у якого $\Delta U_{\text{с}} = 0$:

$$E_{\text{т1}} = \delta U_{\text{доп.мак}} - E_{\text{п.мак}} + \Delta U_{\text{с}} + \Delta U_{\text{т}} = 5 - 5 + 0 + 4 = 4\%.$$

Беремо найближче менше відгалуження $E_{\text{т}} = 2,5\%$.

Потім знаходимо відхилення напруги на шинах 0,4 кВ в режимі максимальних навантажень для цієї найближчої ТП:

$$\delta U^{0,4} = E_{\text{п.мак}} + E_{\text{т}} - \Delta U_{\text{с}} - \Delta U_{\text{т}} = 5 + 2,5 - 0 - 4 = 3,5\%.$$

Далі визначаємо втрати напруги лінії 10 кВ $\Delta U_{\text{с}}$, де можуть бути встановлені відгалуження $E_{\text{т}} = \{5\%; 7,5\%; 10\%\}$:

$$\text{для } E_{\text{т}} = 5\%: \Delta U_{\text{с}} = E_{\text{п.мак}} + E_{\text{т}} - \delta U_{\text{доп.мак}} - \Delta U_{\text{т}} = 5 + 5 - 5 - 4 = 1\%;$$

$$\text{для } E_{\text{т}} = 7,5\%: \Delta U_{\text{с}} = 5 + 7,5 - 5 - 4 = 3,5\%;$$

$$\text{для } E_{\text{т}} = 10\%: \Delta U_{\text{с}} = 5 + 10 - 5 - 4 = 6\%.$$

Становище із забезпеченням нормованих відхилень напруги ще більш ускладнюється у разі приєднання до одного центру живлення ліній з різнорідними навантаженнями, тобто коли періоди настання максимумів у споживачів не збігаються. У цих випадках потрібні додаткові засоби регулювання напруги.

3.5 Регулювання напруги за допомогою конденсаторних батарей

Конденсаторну батарею (КБ) збирають з окремих конденсаторів різної потужності від 10 до 100 квар. Конденсатори мають достатню перевантажувальну здатність за струмом (до 50 % від номінального значення) і напругою (до 10 % від номінального значення). КБ після обладнання комутаційною апаратурою, засобами захисту й керування утворює конденсаторну установку, яку приєднують паралельно навантаженню (рис. 3.4).

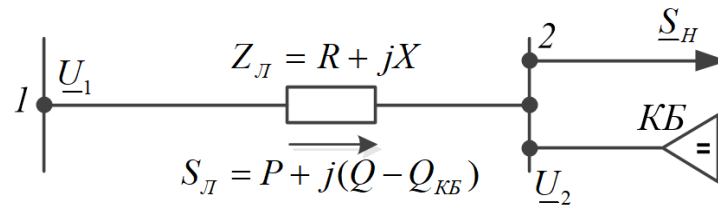


Рисунок 3.4 – Приєднання КБ до мережі за поперечної компенсації реактивної потужності

Напруга на приймальному кінці лінії:

$$U_2 = U_1 - \frac{PR + (Q - Q_{КБ})X}{U_2}. \quad (3.12)$$

Керування КБ переважно здійснюється за відхиленням фактичного значення реактивної потужності від її заданого значення на вході мережі. Процес керування за відхиленням має ітераційний характер. Інформативними параметрами, які використовуються під час керування КБ, можуть бути також реактивний струм або реактивна провідність навантаження.

Регульовальний ефект КБ, встановленої в різних точках електричної мережі, наведено в табл. 3.5, де вказано: добавки E_k % у разі встановлення БК потужністю $Q_k = 100$ квар і питома потужність БК $Q_{к.пит} = 10U^2/X$, квар/%.

Таблиця 3.5 – Регульовальний ефект КБ [16]

Ч.ч.	Місце встановлення БК, шини 0,4 кВ трансформатора, кВА	E_k при $Q_k = 100$ квар	$Q_{к.пит}$, квар/%
1	100	4,60	21,7
2	250	1,83	54,4
3	630	0,72	137,0
4	1000	0,46	217,0
5	ПЛ 1 км 0,38кВ	20,00	5,0
6	КЛ 1 км 0,38кВ	3,75	26,7
7	ПЛ 1 км 10 кВ	0,035	2857
8	КЛ 1 км 10 кВ	0,008	12500

За даними, наведеними в таблиці, можна судити про ефективність засобів компенсації реактивної потужності, встановлених у різних місцях мережі.

В установках поздовжньої компенсації (УПК) КБ приєднується в розсічку (послідовно) з повітряною лінією (рис. 3.5). Потужність КБ змінюється пропорційно квадрату струму

$$Q_{КБ} = X_{КБ} \cdot I^2. \quad (3.13)$$

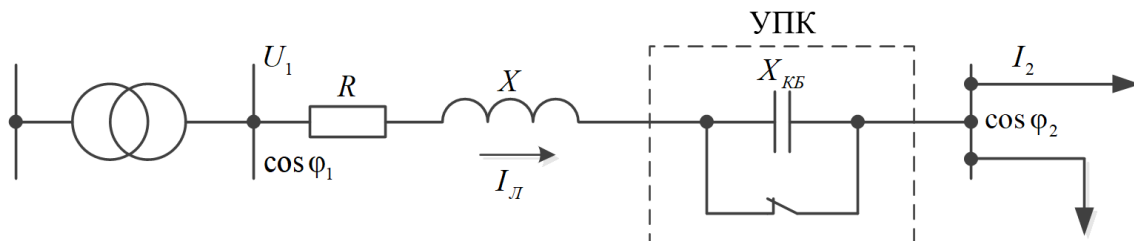


Рисунок 3.5 – Поздовжня компенсація реактивної потужності

Регулювання напруги за допомогою УПК досягається шляхом збільшення потужності КБ і зменшення реактивного опору лінії:

$$U_2 = U_1 - \frac{PR + (Q - Q_{КБ})(X - X_{КБ})}{U_2}. \quad (3.14)$$

Для УПК відношення опору конденсаторів $X_{КБ}$ до індуктивного опору лінії X , виражене у відсотках, називають ступенем компенсації

$$\alpha = (X_{КБ} / X) \cdot 100\% .$$

Установки поздовжньої компенсації призначені для збільшення пропускної здатності повітряних ліній. УПК забезпечують компенсацію частини поздовжнього індуктивного опору і, таким чином, роблять лінію електрично «коротшою». Пристрої поздовжньої компенсації застосовуються в системах електропостачання промислових підприємств, де вони встановлюються, наприклад, у коротких мережах потужних електротермічних установок.

Ступінь компенсації становить 25 і 70 % відносно індуктивного опору лінії. Повна або надлишкова, більша ніж 100 %, компенсація в мережах, як правило, не застосовується, оскільки це пов'язано з можливістю виникнення перенапруг на УПК, особливо за різкого збільшення струму, наприклад, під час кидків струму в електротермічних установках, пусків двигунів великої потужності, КЗ на лінії.

Контрольне завдання 3.1

Задача 1. Визначити відхилення напруги на затискачах споживачів 0,38 кВ найближчої ТП ПЛ1 (якщо найменша втрата напруги в лінії 10 кВ, приєднаній до шин ЦЖ, становить $\Delta U_{с.нм}=0$) та найдальшої ТП ПЛ1, якщо

найбільша втрата напруги в лінії 10 кВ, приєднаній до шин ЦЖ, становить $\Delta U_{c.нб}$, середня втрата напруги в трансформаторах ΔU_T , найбільша втрата напруги в низьковольтній мережі $\Delta U_{н.нб}$, відношення мінімальної навантаження до максимального дорівнює β (табл. 3.6). В ЦЖ передбачено зустрічне регулювання напруги $E_{п.мах}=5\%$, $E_{п.мін}=0$.

Задача 2. Для заданих найбільших втрат напруги $\Delta U_{c.нб}$ в двох лініях 10 кВ, приєднаних до шин ЦЖ, середніх втрат напруги в трансформаторах ΔU_T , втрат напруги в низьковольтних мережах $\Delta U_{н.нб}$, та відношень мінімальних навантажень до максимальних β (табл. 3.6) визначити закон регулювання напруги в ЦЖ, вибрати відпайки на найближчій і найдальшій ТП та побудувати картограми напруг.

Таблиця 3.6 – Вихідні дані для розрахунку режимів напруги

Варіант	Повітряна лінія 1 (ПЛ1)				Повітряна лінія 2 (ПЛ2)			
	$\Delta U_{c.нб}$	ΔU_T	$\Delta U_{н.нб}$	β	$\Delta U_{c.нб}$	ΔU_T	$\Delta U_{н.нб}$	β
1	9 %	4 %	7,5 %	0,25	8 %	2,5 %	6,5 %	0,35
2	5 %	3 %	5 %	0,35	8 %	4 %	5 %	0,25
3	7 %	2,5 %	5 %	0,5	8 %	4 %	3 %	0,25
4	9 %	3 %	6 %	0,35	7 %	4 %	5 %	0,35
5	7 %	3 %	5 %	0,25	9 %	4 %	5 %	0,25
6	8 %	4 %	7,5 %	0,35	7 %	2 %	3 %	0,25
7	9 %	4 %	7,5 %	0,25	6 %	3,5 %	6,5 %	0,35
8	6 %	3 %	5 %	0,35	9 %	4 %	5 %	0,25
9	8 %	3,5 %	5 %	0,5	8 %	4 %	3 %	0,25
10	7 %	3 %	6 %	0,35	9 %	4 %	5 %	0,35
11	8 %	3 %	5 %	0,25	9 %	3,5 %	5 %	0,25
12	9 %	4 %	7,5 %	0,35	7 %	2,5 %	3 %	0,25
13	9 %	4 %	7,5 %	0,25	6 %	3 %	6,5 %	0,35
14	7 %	3 %	5 %	0,35	8 %	4 %	5 %	0,25
15	6 %	3,5 %	5 %	0,5	8 %	4 %	3 %	0,25
16	7 %	3 %	6 %	0,35	8 %	4 %	5 %	0,35
17	7 %	3 %	5 %	0,25	9 %	4 %	5 %	0,25
18	8 %	4 %	7,5 %	0,35	7 %	2,5 %	3 %	0,25

Розв'язування задачі 2 виконуємо для такої умови: до ЦЖ приєднано дві лінії: 1) $\Delta U_{c.нб} = 15\%$; $\Delta U_T = 3\%$; $\Delta U_{н.нб} = 5\%$; $\beta = 0,25$; 2) $\Delta U_{c.нб} = 9\%$; $\Delta U_T = 4\%$; $\Delta U_{н.нб} = 5\%$; $\beta = 0,25$.

В режимі максимальних навантажень для першої та другої ліній, відповідно, дістанемо такі добавки:

$$E_{п.мах} = \delta U_{доп.мах} + \Delta U_T = 5 + 3 = 8\%;$$

$$E_{п.мах} = \delta U_{доп.мах} + \Delta U_T = 5 + 4 = 9\%.$$

Вибирається менше значення добавки: $E_{п.маx} = +8 \%$.

Вибираємо добавку в режимі мінімальних навантажень за параметрами першої лінії:

$$E'_{п.мин} = \delta U_{доп.маx} - E_{Т.нб} + \beta (\Delta U_{с.нб} + \Delta U_T) = 5 - 10 + 0,25(15 + 3) = -1,5 \%;$$

$$E''_{п.мин} = \delta U_{доп.мин} - E_{Т.нм} + \beta (\Delta U_{с.нм} + \Delta U_T + \Delta U_H) = -5 - 0 + 0,25(0 + 3 + 5) = -3 \%.$$

В режимі мінімальних навантажень для другої лінії будуть такі добавки:

$$E'_{п.мин} = \delta U_{доп.маx} - E_{Т.нб} + \beta (\Delta U_{с.нб} + \Delta U_T) = 5 - 7,5 + 0,25(9 + 4) = 0,75 \%;$$

$$E''_{п.мин} = \delta U_{доп.мин} - E_{Т.нм} + \beta (\Delta U_{с.нм} + \Delta U_T + \Delta U_H) = -5 - 0 + 0,25(0 + 4 + 5) = -2,5 \%.$$

Добавка за параметрами першої лінії: $E_{п.мин} = (-1,5 - 3,0) / 2 = -2,25 \%$.

Добавка за параметрами другої лінії: $E_{п.мин} = (0,75 - 2,5) / 2 = -1 \%$. Середнє значення $E_{п.мин} = -1,5 \%$.

Проводимо перевірку за параметрами першої лінії. Відхилення напруги на низькій стороні найближчої ТП1

$$\delta U_{маx1} = 8 + E_{Т1} - (0 + 3 + (0 \div 5)) = (5 \div 0) + E_{Т1} \%;$$

$$\delta U_{мин1} = -1,5 + E_{Т1} - 0,25 \cdot (0 + 3 + (0 \div 5)) = (-2,25 \div -4,75) + E_{Т1} \% .$$

Для відпайки 0 отримаємо: $\delta U_{маx1} = 5 \div 0 \%$; $\delta U_{мин1} = -2,25 \div -4,75 \%$.

Відхилення напруги на низькій стороні найбільш віддаленої ТП2

$$\delta U_{маx2} = 8 + E_{Т2} - (15 + 3 + (0 \div 5)) = (-10 \div -15) + E_{Т2} \%;$$

$$\delta U_{мин2} = -1,5 + E_{Т2} - 0,25 \cdot (15 + 3 + (0 \div 5)) = (-6,0 \div -7,25) + E_{Т2} \% .$$

Для відпайки 10 % отримаємо: $\delta U_{маx2} = 0 \div -5 \%$; $\delta U_{мин2} = 4,0 \div 2,75 \%$.

Проводимо перевірку за параметрами другої лінії. Відхилення напруги на низькій стороні найближчої ТП1

$$\delta U_{маx1} = 8 + E_{Т1} - (0 + 4 + (0 \div 5)) = (4 \div -1) + E_{Т1} \%;$$

$$\delta U_{мин1} = -1,5 + E_{Т1} - 0,25 \cdot (0 + 4 + (0 \div 5)) = (-2,5 \div -5,0) + E_{Т1} \% .$$

Для відпайки 0 отримаємо: $\delta U_{маx1} = 4 \div -1 \%$; $\delta U_{мин1} = -2,5 \div -5,0 \%$.

Відхилення напруги на низькій стороні найбільш віддаленої ТП2 другої лінії

$$\delta U_{маx2} = 8 + E_{Т2} - (9 + 4 + (0 \div 5)) = (-5 \div -10) + E_{Т2} \%;$$

$$\delta U_{мин2} = -1,5 + E_{Т2} - 0,25 \cdot (9 + 4 + (0 \div 5)) = (-3,5 \div -4,75) + E_{Т2} \% .$$

Для відпайки 7,5 % отримаємо: $\delta U_{маx2} = 2,5 \div -2,5 \%$; $\delta U_{мин2} = 4,0 \div 3,75 \%$.

У цьому випадку забезпечуються вимоги ГОСТ 13109-97.

4 РОЗРАХУНОК І ОБМЕЖЕННЯ КОЛИВАНЬ НАПРУГИ

4.1 Розрахунок коливань напруги

Завдання розрахунку рівнів коливань напруги (КН) для визначення їх допустимості виникає в процесі вирішення питання про підключення ударних навантажень до діючих мереж або під час визначення якості напруги в мережах з діючими навантаженнями.

Великі коливання напруги в мережі живлення виникають під час роботи потужних (відносно потужності КЗ) споживачів електроенергії, навантаження яких має різкозмінний характер. До таких споживачів можуть бути віднесені дугові печі, зварювальні апарати, прокатні стани і керовані тиристорні перетворювачі. Коливання напруги можуть виникати під час пуску потужних АД або СД в мережах обмеженої потужності.

Одним з основних параметрів ударного навантаження, що визначають значення коливань напруги, є накид реактивної потужності.

У разі живлення потужних АД та СД від достатньо потужної системи, коли потужність джерела перевищує більше ніж в 10 разів потужність, що споживається під час пуску найбільш потужного ЕД, зниження напруги у вузлі приєднання ЕД можна орієнтовно визначити за формулами:

$$\delta U_t \approx \frac{\delta Q}{S_K} = \frac{\delta Q \cdot X_c}{U^2}, \quad (4.1)$$

де δQ – збільшення (накид) реактивної потужності, Мвар;

S_K – потужність КЗ в точці, де визначають δU_t , МВ·А;

X_c – опір системи.

Значення короткочасного флікера знаходять за формулою

$$P_{st} = \frac{d}{d_0} F_E, \quad (4.2)$$

де d – відносна зміна напруги, виражена у процентному співвідношенні відносно номінальної напруги;

d_0 – допустиме значення відносної зміни напруги, яке залежить від частоти змін напруги (рис. 4.1);

F_E – коефіцієнт еквівалентності, що залежить від форми коливань напруги.

Коефіцієнт F_E є однією одиницею для прямокутних змін напруги, а його значення для інших форм (синусоїдні періодичні коливання, пандуси, подвійні щаблі, прямокутні та трикутні імпульси) може бути отримане з кривих, наведених у ІЕС 61000-3-7 (рис. 4.2 та 4.3).

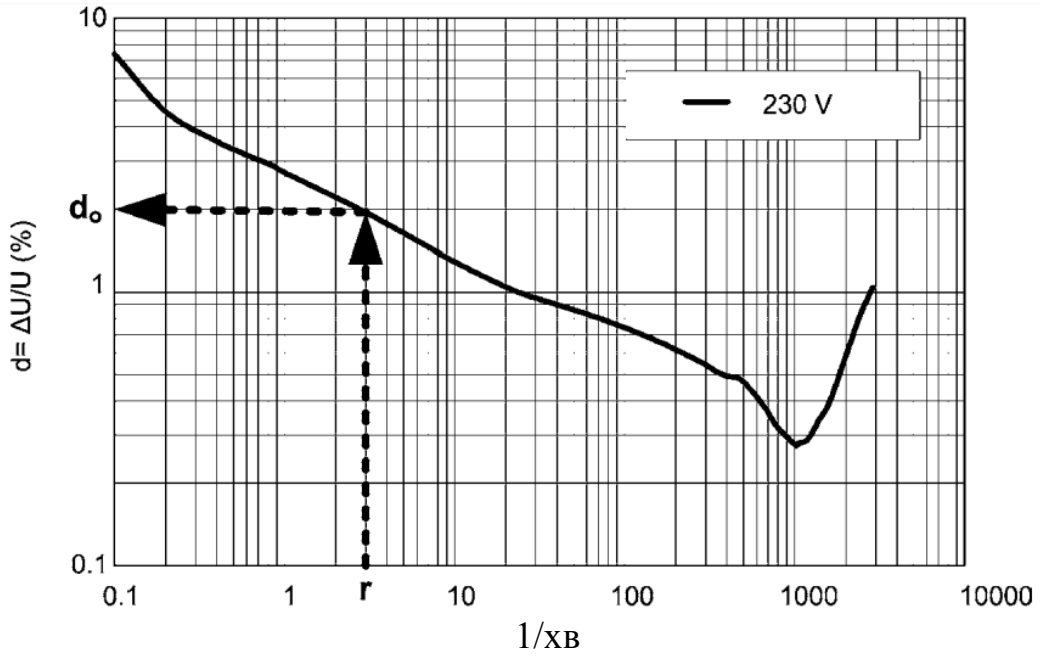


Рисунок 4.1 – Графік допустимих змін напруги прямокутної форми

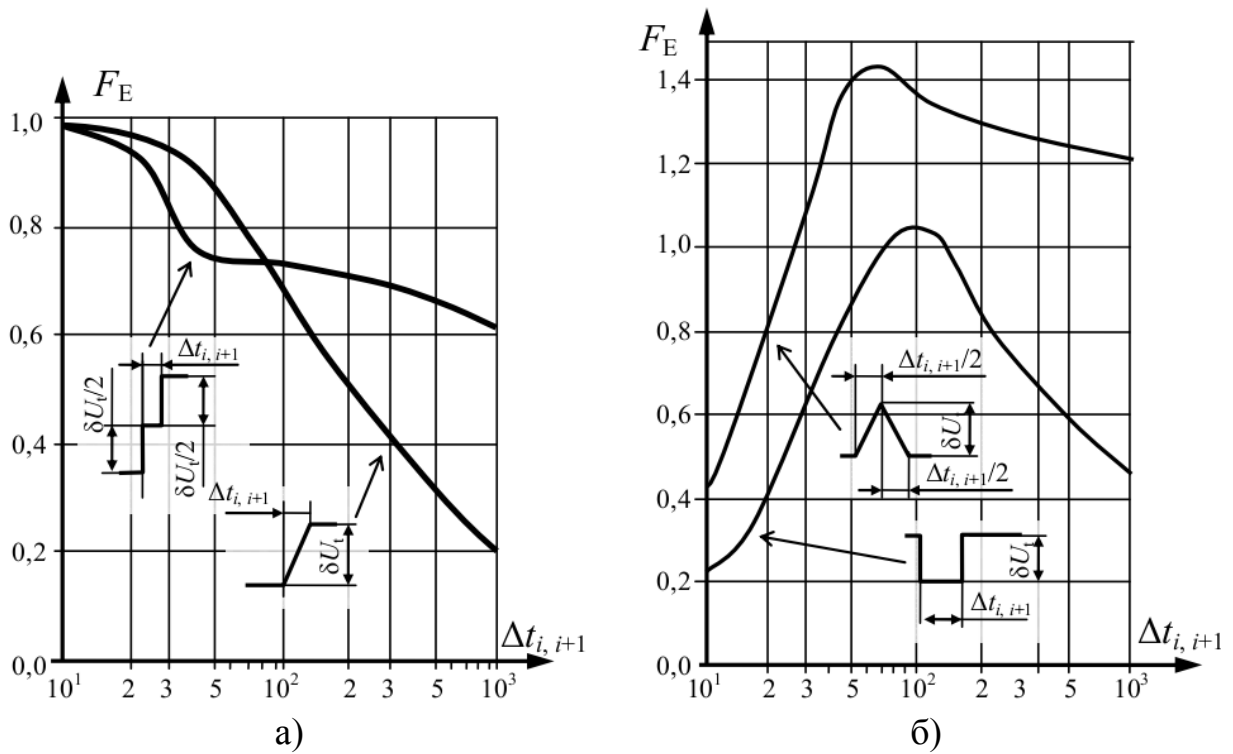


Рисунок 4.2 – Коефіцієнт F_E для періодичних коливань напруги з двоступінчастою та пілкоподібною формою (а), прямокутною та трикутною формою (б)

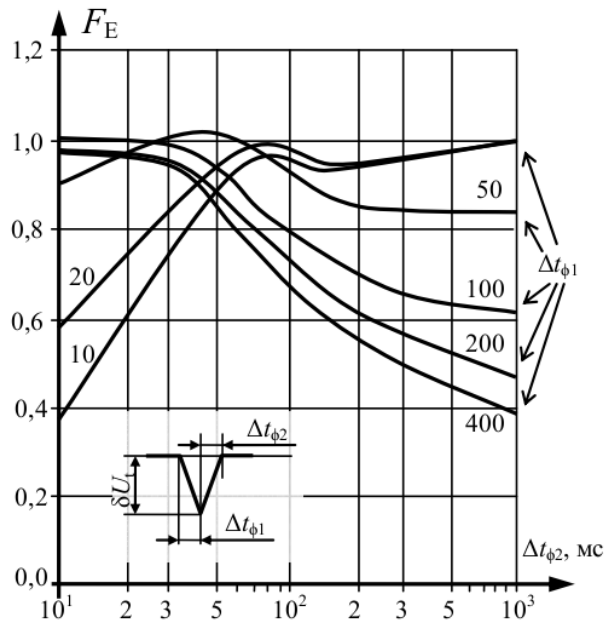


Рисунок 4.3 – Коефіцієнт F_E для періодичних коливань напруги, зумовлених пуском двигунів

Аналітичний метод. Цей метод подано в ІЕС 61000-3-3. Він оснований на обчисленні так званого часу флікера t_f , який є величиною з часовим виміром, що описує вплив флікера, викликаний одним коливанням напруги. Час флікера обчислюється за виразом:

$$t_f = 2,3(d \cdot F_E)^{3,2}, \quad (4.3)$$

де коефіцієнт 2,3 вноситься для досягнення відповідності кривій флікера (рис. 4.1).

Додавання всіх часів флікера, $\sum t_f$ всередині загального часового інтервалу T_p , є основою оцінки P_{st} :

$$P_{st} = \left(\frac{\sum t_f}{T_p} \right)^{1/3,2} = \left(\frac{2,3 \cdot \sum (d \cdot F_E)^{3,2}}{T_p} \right)^{1/3,2}. \quad (4.4)$$

Час T_p необхідно виразити в секундах, а для експериментального визначення P_{st} цей період спостереження має становити 10 хвилин.

Для розрахунку у разі однакових швидких змін напруги з частотою r коливань за хвилину розрахунковий інтервал спостереження можна взяти таким, що дорівнює одній хвилині, а формулу (4.4) можна записати у вигляді

$$P_{st} = \left(\frac{2,3 \cdot (d \cdot F_E)^{3,2} \cdot r}{60} \right)^{1/3,2} \quad \text{або} \quad P_{st} = 0,361 \cdot d \cdot F_E \cdot r^{1/3,2}. \quad (4.5)$$

Аналітичний метод рекомендується для вищезазначених форм зміни напруги і лише тоді, коли час, який минув між змінами напруги,

перевищує 1 с (тобто час між кінцем зміни напруги і початком наступної зміни напруги перевищує 1 с). В іншому випадку існує велика ймовірність збігу змін напруги і закон підсумовування флікера буде неправильним.

Приклад 4.1. На підприємстві різкозмінне навантаження ($\delta Q = 12$ Мвар) живлять напругою 6,3 кВ від трансформатора потужністю 63 МВА головної понижувальної підстанції (ГПП). Потужність системи $S_{кз} = 3200$ МВ·А. Необхідно визначити зниження напруги на шинах 6 кВ.

Розв'язування. Опір системи для $S_{кз} = 3200$ МВ·А становить

$$X_c = \frac{U^2}{S_{кз}} = \frac{6,3^2}{3200} = 0,012 \text{ Ом.}$$

Опір трансформатора

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{HT}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{6,3^2}{63} = 0,066 \text{ Ом.}$$

Накид навантаження $\delta Q = 12$ Мвар викликає зниження напруги на виводах НН трансформатора (до реактора)

$$\delta U = \frac{\delta Q (X_c + X_T)}{U^2} \cdot 100\% = \frac{12 \cdot 10^6 \cdot 0,078}{(6,3 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% \approx 2,4 \%$$

Припустимо, що коливання напруги має прямокутну форму з частотою $r=3$ за 1 хвилину. Для визначення флікера з кривої допустимих швидких змін напруги прямокутної форми (див. рис. 4.1) визначають допустиме значення $d_0 = 1,95$ %. Тоді $P_{st} = \frac{d}{d_0} F_E = \frac{2,4}{1,95} \cdot 1 = 1,23$.

Приклад 4.2. Розглянемо схему живлення двох АД 630 кВА з частими пусками, $\cos\varphi_n = 0,85$ ($\text{tg}\varphi_n = 0,62$), $I_n = 5I_n$, $\cos\varphi_n = 0,2$ (рис. 4.4).

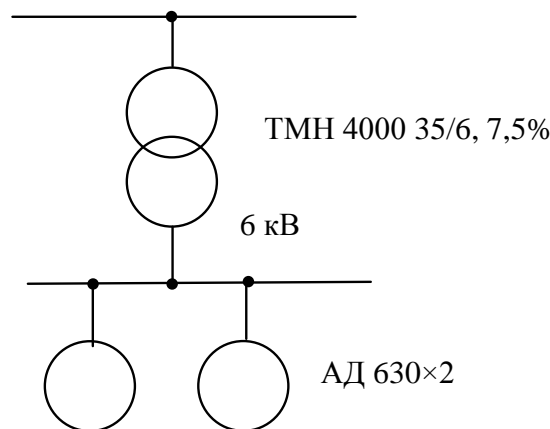


Рисунок 4.4 – Розрахункова схема живлення двох АД

Розв'язування. Опір трансформатора:

$$X_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{6,3^2}{4} = 0,744 \text{ Ом.}$$

Опори АД під час пуску:

$$R_{АД} = \frac{1}{k_{\Pi}} \cdot \frac{U_H^2}{S_H} \cdot \cos \varphi_{\Pi} = \frac{1}{5} \cdot \frac{6,3^2}{0,63} \cdot 0,2 = 2,52 \text{ Ом.}$$

$$X_{АД} = \frac{1}{k_{\Pi}} \cdot \frac{U_H^2}{S_H} \cdot \sin \varphi_{\Pi} = \frac{1}{5} \cdot \frac{6,3^2}{0,63} \cdot 0,98 = 12,35 \text{ Ом.}$$

Відносне зниження напруги при пуску АД:

$$d \approx \frac{X_T}{X_{АД} + X_T} \cdot 100\% = \frac{0,744}{12,35 + 0,744} \cdot 100\% = 5,7 \%$$

Час наростання пускового струму АД:

$$\Delta t_1 \approx \frac{3}{2\pi f} \cdot \frac{X_{АД}}{R_{АД}} = \frac{3}{314} \cdot \frac{12,35}{2,52} = 0,047 \text{ с.}$$

З рис. 4.3 коефіцієнт приведення $F_E = 0,85$.

У разі швидких змін напруги з частотою один пуск за 10 хвилин

$$P_{st} = \frac{d}{d_0} F_E \approx \frac{5,7}{7,1} \cdot 0,85 = 0,68.$$

У разі двох пусків протягом 10 хвилин отримаємо

$$P_{st} = \frac{d}{d_0} F_E \approx \frac{5,7}{4,5} \cdot 0,85 = 1,08.$$

Застосувавши аналітичний метод у разі швидких змін напруги з частотою один пуск за 10 хвилин отримаємо:

$$P_{st} = 0,361 \cdot d \cdot F_E \cdot r^{1/3,2} = 0,361 \cdot 5,7 \cdot 0,85 \cdot 0,1^{1/3,2} = 0,68.$$

У разі двох пусків протягом 10 хвилин:

$$P_{st} = 0,361 \cdot d \cdot F_E \cdot r^{1/3,2} = 0,361 \cdot 5,7 \cdot 0,85 \cdot 0,2^{1/3,2} = 1,08.$$

Приклад 4.3. Прокатний стан типу «слябінг» живиться від шин 10 кВ ПС 110/10 кВ, на якій встановлено трансформатор 40 МВ·А. Потужність КЗ на шинах 10 кВ становить 300 МВ·А. Графік накидів реактивного навантаження має період 8 с (табл. 4.1) [10, 11]. Розрахувати показник флікера.

Таблиця 4.1 – Графік накидів реактивного навантаження

ΔQ , Мвар	9	9	18	18	9	9	18	18
d , %	3	3	6	6	3	3	6	6
Δt , с	0	0,6	0	0,6	0	0,6	0	0,6
F_E	1	0,27	1	0,27	1	0,27	1	0,27

$$P_{st} := \left[\frac{2.3(3^{3.2} \cdot 2 + 3^{3.2} \cdot 0.272 + 6^{3.2} \cdot 2 + 6^{3.2} \cdot 0.272)}{8} \right]^{\frac{1}{3.2}} = 5.617$$

4.2 Методи обмеження коливань напруги

Найбільш простим і ефективним способом зменшення коливань напруги є розділення спокійних і різкозмінних навантажень з використанням зведеного реактора (рис. 4.5).

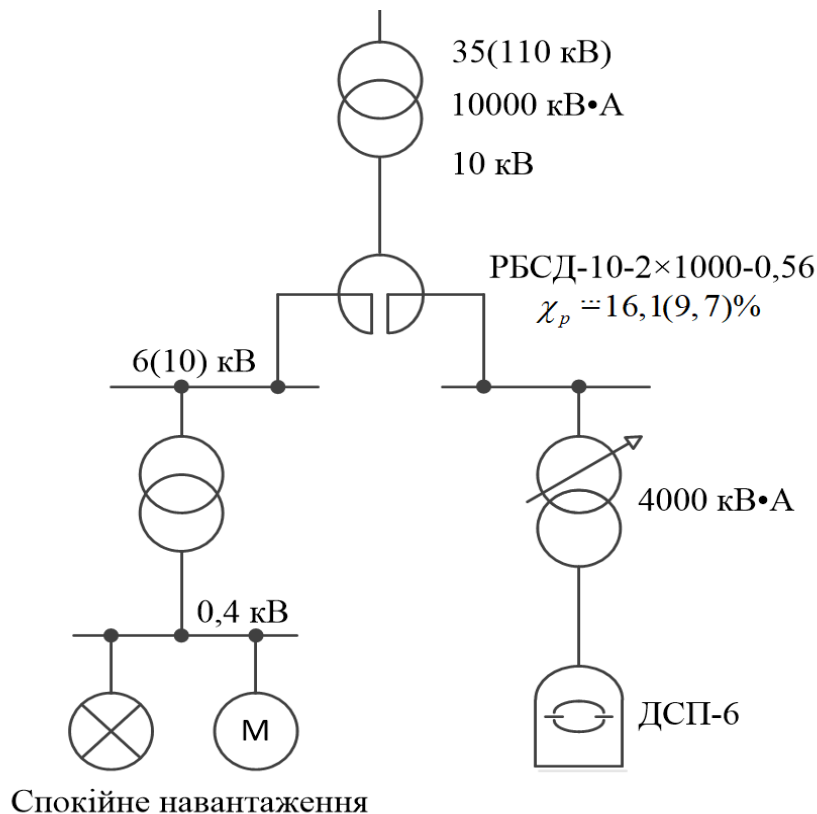


Рисунок 4.5 – Схема живлення спокійного і різкозмінного навантаження через зведений реактор

Втрати напруги на вітках реактора визначаються навантаженням віток, опором реактора і магнітним зв'язком між ними

$$\Delta U_1 = \left(\frac{Q_1 X_p}{U^2} - \frac{Q_2 k_{зв} X_p}{U^2} \right) \cdot 100\%;$$

$$\Delta U_2 = \left(\frac{Q_2 X_p}{U^2} - \frac{Q_1 k_{зв} X_p}{U^2} \right) \cdot 100\%,$$
(4.6)

де $k_{зв}$ – коефіцієнт зв'язку віток реактора ($k_{зв} \approx 0,5..0,6$).

Збільшення втрат напруги на вітках реактора у разі накиду різкозмінного навантаження на другій вітці реактора

$$\begin{aligned}\delta U_1 &= -\frac{\delta Q_2 k_{36} X_p}{U^2} \cdot 100\%; \\ \delta U_2 &= \frac{\delta Q_2 X_p}{U^2} \cdot 100\%.\end{aligned}\tag{4.7}$$

Швидкі зміни напруги δU_1 визначають частку коливань напруги, що гасяться на спокійному навантаженні за рахунок магнітного зв'язку між вітками здвоєного реактора, а δU_2 – частка коливань напруги, що додається за рахунок опору реактора на різкозмінному навантаженні.

Значення швидких змін напруги залежать від опору мережі живлення до шин, до яких приєднаний реактор. Для схеми, яка зображена на рис. 4.5, визначається опором трансформатора. Наприклад, опір трансформатора номінальною потужністю 10 МВ·А

$$X_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_{H.T}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{10} = 1,16 \text{ Ом.}$$

Накид навантаження $\delta Q_2 = 2$ Мвар викликає коливання напруги до реактора

$$\delta U'_1 = \frac{\delta Q_2 X_T}{U^2} = \frac{2 \cdot 1,16}{10^2} \cdot 100\% \approx 2,3\%.$$

Частка коливань напруги, що гаситься на шинах спокійного навантаження за рахунок магнітного зв'язку між вітками здвоєного реактора РБСД 10-2×1000-0,56, становить

$$\delta U''_1 = -\frac{2 \cdot 0,55 \cdot 0,56}{10^2} 100\% = -0,6\%.$$

Отже, швидкі зміни напруги на шинах спокійного навантаження будуть

$$\delta U_1 = \delta U'_1 + \delta U''_1 = 2,3 - 0,6 = 1,7\%.$$

Такий захід виявився недостатньо ефективним. Істотного зменшення КН можна досягти за більшої потужності трансформатора.

Застосування описаної схеми для підключення ДСП і потужних електродвигунів дозволяє в ряді випадків забезпечити на шинах «спокійне» навантаження КН, значення яких не перевищують допустимих значень.

Застосування здвоєного реактора більш ефективно в разі, коли коефіцієнт зв'язку між обмотками (секціями) дорівнює одиниці. Це можливо за використання реакторів зі сталевим магнітопроводом. В цьому випадку можна налаштувати параметри реактора таким чином, щоб

виключити вплив спаду напруги, зумовленого навантаженням суміжної секції в опорі електричної мережі. Налаштований реактор зі стрижневим магнітопроводом був встановлений у Великобританії на одній з підстанцій з навантаженням 13 МВ·А; вплив різкозмінного навантаження на «спокійне» було практично повністю усунуто. Однак у разі зміни опору системи, що завжди має місце на практиці, ефективність роботи реактора погіршується. Виключити експлуатаційну різкозмінність системи можливо, якщо обладнати реактор системою регулювання, наприклад, шляхом підмагнічування магнітопроводу постійним струмом.

Для різкозмінного і спокійних навантажень застосовуються також трансформатори з розщепленими обмотками. У разі підключення до однієї вітки обмотки НН трансформатора спокійного навантаження, а до іншої різкозмінного – зв'язок між значеннями швидких змін напруги на відповідних шинах δU_1 і δU_2 можна прдати у вигляді

$$\delta U_1 = \frac{4 - k_{рщ}}{4 + k_{рщ}} \cdot \delta U_2, \quad (4.8)$$

де $k_{рщ}$ – коефіцієнт розщеплення, дорівнює 3,34 ... 3,64. В середньому береться $k_{рщ} = 3,5$.

У разі використання трансформаторів з розщепленими обмотками для мереж 6–10 кВ з ДСП невеликої потужності КН на шинах «спокійного» навантаження можуть бути в допустимих межах.

Застосування установок поздовжньої компенсації для зниження КН найбільш ефективно за переважання реактивного опору лінії, тобто коли відношення X/R велике, а також у випадку низьких значень коефіцієнта потужності. У європейській практиці установки поздовжньої компенсації застосовуються досить широко. Відома, наприклад, установка поздовжньої компенсації в мережі 30 кВ металургійного заводу в Бельгії, яка живить кілька прокатних станів з вентильними приводами, зокрема широкосмуговий стан і обжимний стан блюмінг-слябінг. Розкиди КН в мережі знизилися на 36 %.

Застосування УПК виявляється ефективним засобом зменшення КН, що широко використовується для електропостачання зварювальних установок і руднотермічних печей. Зазвичай пристрої поздовжньої компенсації вмикаються послідовно із зварювальними або пічними трансформаторами, тобто паралельно вітці намагнічування трансформатора.

Однак в утвореному ферорезонансному контурі за різких змін навантаження, шунтування або дешунтування БК можливе виникнення ферорезонансу струмів і субгармонічних коливань. Внаслідок критичного ефекту в цьому випадку виникають 8–10-кратні збільшення струму і перенапруги на БК з кратністю 2–2,5. Поява субгармонік може призвести до виникнення субгармонічного резонансу, за якого спостерігаються

періодичні КН; стає помітним мигтіння ламп, виникають періодичні коливання частоти обертання роторів електродвигунів.

Контрольне завдання 4.1

Задача 1. На підприємстві різкозмінне навантаження ($r = 2$ коливання за хвилину) з реактивною потужністю $\Delta Q_1 = 20$ Мвар (1...4 варіанти) і $\Delta Q_2 = 12$ Мвар (5...8 варіанти) живлять напругою 10 кВ від трансформатора номінальною потужністю по варіантах: 1), 5) – 25 МВ·А, 2), 6) – 40 МВ·А, 3), 7) – 63 МВ·А, 4), 8) – 2×25 МВ·А підстанції 110/10 кВ. Потужність короткого замикання на шинах 10 кВ підстанції $S_{кз} = 200$ МВ·А. Необхідно визначити амплітуду коливань напруги на шинах 10 кВ.

Задача 2. АД 400 кВ·А (варіанти 1–4), 630 кВ·А (варіанти 5–8) з частими пусками, $\cos\varphi_H = 0,85$ ($\text{tg}\varphi_H = 0,62$), $I_{\Pi} = 6I_H$, $\cos\varphi_{\Pi} = 0,2$ живиться від шин 6 кВ ПС 35/6 кВ, на якій встановлено трансформатор 2500 кВ·А (варіанти 1, 5), 4000 кВА (варіанти 2, 6), 6300 кВ·А (варіанти 3, 7), 10000 кВ·А (варіанти 4, 8). Розрахувати показник флікера.

Задача 3. Прокатний стан живиться від шин 6 кВ ПС 110/6 кВ, на якій встановлено трансформатор 40000 кВ·А (варіанти 1–4) 63000 кВ·А (варіанти 5–8). Потужність КЗ на шинах 110 кВ становить 2000 МВ·А (варіанти 1, 5), 3000 МВ·А (варіанти 2, 6), 4000 МВ·А (варіанти 3, 7), 5000 МВ·А (варіанти 4, 8). Графік накидів реактивного навантаження має період 9 с (табл. 4.2). Розрахувати показник флікера.

Таблиця 4.2 – Графік накидів реактивного навантаження прокатного стану

ΔQ , Мвар	5	15	10	5	15	10	5	15	10
Δt , с	0,3	0,1	0,6	0,3	0,1	0,6	0,3	0,1	0,6

5 РОЗРАХУНОК І ОБМЕЖЕННЯ НЕСИМЕТРІЇ НАПРУГИ

5.1 Розрахунок режимів несиметричних навантажень

Особливої актуальності в останні роки набула проблема розрахунку несиметрії напруги та обмеження впливу несиметричних споживачів на погіршення якості електроенергії в розподільних електричних мережах.

З розвитком промисловості розширюється коло електричних споживачів, які негативно впливають на несиметрію напруг. Особливо це характерно для мереж, що забезпечують живлення несиметричних споживачів, наприклад, тягових залізничних мереж з двофазним навантаженням, дугових сталеплавильних печей та інших, які є причиною виникнення несиметрії напруг. Несиметрія навантажень зумовлює виникнення додаткових втрат потужності та електричної енергії в лініях і трансформаторах, а також призводить до зменшення їх пропускну здатності.

У будь-якій точці електричної мережі напруги і струми характеризують векторами фазних значень та симетричних складових, відповідно:

$$\dot{\mathbf{U}} = \begin{bmatrix} \dot{U}_A \\ \dot{U}_B \\ \dot{U}_C \end{bmatrix}, \quad \dot{\mathbf{I}} = \begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \end{bmatrix}; \quad \dot{\mathbf{U}}_s = \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \dot{U}_0 \end{bmatrix}, \quad \dot{\mathbf{I}}_s = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_0 \end{bmatrix}.$$

Перехід від симетричних складових до фазних координат здійснюється з використанням матриці Фортеск'ю за формулами

$$\dot{\mathbf{U}} = \mathbf{s}\dot{\mathbf{U}}_s, \quad \dot{\mathbf{I}} = \mathbf{s}\dot{\mathbf{I}}_s.$$

Зворотний перехід від фазних координат до симетричних складових здійснюється з використанням оберненої матриці Фортеск'ю за формулами

$$\dot{\mathbf{U}}_s = \mathbf{s}^{-1}\dot{\mathbf{U}}, \quad \dot{\mathbf{I}}_s = \mathbf{s}^{-1}\dot{\mathbf{I}}.$$

Матриці переходу

$$\mathbf{s} = [\mathbf{s}_1 \quad \mathbf{s}_2 \quad \mathbf{s}_0] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix}; \quad \mathbf{s}^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}.$$

У разі застосування методу фазних координат напруга на кінці ЛЕП:

$$\dot{\mathbf{U}} = \dot{\mathbf{E}} - \underline{\mathbf{Z}}_{\phi} \cdot \dot{\mathbf{J}},$$

де $\dot{\mathbf{E}}$ – вектор фазних ЕРС (напруг на початку лінії);

$\dot{\mathbf{J}}$ – вектор фазних струмів навантаження;

$\underline{\mathbf{Z}}_{\phi}$ – матриця опорів фаз ЛЕП:

$$\underline{\mathbf{Z}}_{\phi} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_A & \underline{Z}_{AB} & \underline{Z}_{CA} \\ \underline{Z}_{AB} & \underline{Z}_B & \underline{Z}_{BC} \\ \underline{Z}_{CA} & \underline{Z}_{BC} & \underline{Z}_C \end{bmatrix}.$$

Такий підхід внаслідок взаємозалежності фазних координат істотно ускладнює розрахунки несиметричних режимів навантажень.

Напругу в будь-якій точці радіальної мережі у разі несиметричного навантаження можна визначити за методом симетричних складових

$$\dot{\mathbf{U}}_s = \dot{\mathbf{E}}_s - \underline{\mathbf{Z}}_s \dot{\mathbf{J}}_s, \quad (5.1)$$

або

$$\dot{\mathbf{U}} = \dot{\mathbf{E}} - \mathbf{s} \cdot \underline{\mathbf{Z}}_s \cdot \dot{\mathbf{J}}_s,$$

де $\dot{\mathbf{E}}_s = \begin{bmatrix} \underline{E}_1 \\ \underline{E}_2 \\ \underline{E}_0 \end{bmatrix}$, $\underline{\mathbf{Z}}_s = \begin{bmatrix} \underline{Z}_1 & & \\ & \underline{Z}_2 & \\ & & \underline{Z}_0 \end{bmatrix}$ – вектор симетричних складових

ЕРС джерела та матриця симетричних складових опорів ЛЕП.

Матриці опорів пов'язані формулою

$$\underline{\mathbf{Z}}_s = \mathbf{s}^{-1} \underline{\mathbf{Z}}_{\phi} \mathbf{s}. \quad (5.2)$$

Несиметричне навантаження, як правило, задається матрицями комплексних потужностей фаз у разі їх з'єднання у зірку або трикутник, відповідно:

$$\underline{\mathbf{S}}_{Y_d} = \begin{bmatrix} \underline{S}_A & & \\ & \underline{S}_B & \\ & & \underline{S}_C \end{bmatrix}, \quad \underline{\mathbf{S}}_{\Delta_d} = \begin{bmatrix} \underline{S}_{AB} & & \\ & \underline{S}_{BC} & \\ & & \underline{S}_{CA} \end{bmatrix}.$$

У разі з'єднання фаз в зірку вектор струмів навантаження у фазних координатах [17]

$$\dot{\mathbf{J}} = \frac{\sqrt{3}}{U_H} \hat{\underline{\mathbf{S}}}_{Y_d} \mathbf{s}_1 = \frac{\sqrt{3}}{U_H} \begin{bmatrix} \hat{\underline{S}}_A \\ a^2 \hat{\underline{S}}_B \\ a \hat{\underline{S}}_C \end{bmatrix}.$$

У системі симетричних складових

$$\dot{\mathbf{J}}_s = \frac{\sqrt{3}}{U_H} \mathbf{s}^{-1} \hat{\underline{\mathbf{S}}}_{Y_d} \mathbf{s}_1 = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U_H} \begin{bmatrix} \hat{\underline{S}}_A + \hat{\underline{S}}_B + \hat{\underline{S}}_C \\ \hat{\underline{S}}_A + a \hat{\underline{S}}_B + a^2 \hat{\underline{S}}_C \\ \hat{\underline{S}}_A + a^2 \hat{\underline{S}}_B + a \hat{\underline{S}}_C \end{bmatrix}. \quad (5.3)$$

У такому випадку можна довести, що струм зворотної і нульової послідовностей будуть дорівнювати нулю лише за умови виконання рівності комплексних навантажень фаз. Для доведення потрібно відняти та додати вирази для цих струмів.

У разі з'єднання фаз навантаження в трикутник вектор струмів в лініях формується з урахуванням фазових зсувів напруг на фазах навантаження [17]

$$\mathbf{J} = \frac{e^{j30^\circ}}{U_H} \mathbf{m} \hat{\mathbf{S}}_{\Delta_d} \mathbf{s}_1 = \frac{e^{j30^\circ}}{U_H} \begin{bmatrix} \hat{S}_{AB} - a\hat{S}_{CA} \\ a^2\hat{S}_{BC} - \hat{S}_{AB} \\ a\hat{S}_{CA} - a^2\hat{S}_{BC} \end{bmatrix},$$

де $\mathbf{m} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}$ – матриця інциденцій фаз навантаження,

увімкненого в трикутник.

Вектор симетричних складових струмів можна записати у такому вигляді

$$\mathbf{j}_s = \frac{e^{j30^\circ}}{U_H} \mathbf{s}^{-1} \mathbf{m} \hat{\mathbf{S}}_{\Delta_d} \mathbf{s}_1 = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U_H} \begin{bmatrix} \hat{S}_{AB} + \hat{S}_{BC} + \hat{S}_{CA} \\ e^{j60^\circ} \hat{S}_{AB} - \hat{S}_{BC} + e^{-j60^\circ} \hat{S}_{CA} \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (5.4)$$

Для всіх трансформаторів характерною є трансформація електроенергії без зміни відносного значення напруги та струму зворотної послідовності.

Приклад 5.1. Оцінити несиметрію напруги у випадку, коли однофазне навантаження $\underline{S}_{HO} = 8 + j6$ МВ·А живиться через трансформатор У/Δ повітряною лінією напругою 110 кВ, що виконана проводом АС-240/56 довжиною 50 км.

Розв'язування. Вектор симетричних складових струмів навантаження, що приєднане до фаз BC трансформатора, за формулою (5.4)

$$\mathbf{j}_s = \frac{e^{j30^\circ}}{U_H} \mathbf{s}^{-1} \mathbf{m} \hat{\mathbf{S}}_{\Delta_d} \mathbf{s}_1 = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U_H} \begin{bmatrix} 8 - j6 \\ -8 + j6 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 63,1 - j47,2 \\ -63,1 + j47,2 \\ 0 \end{bmatrix} \text{ А.}$$

Матриця опорів повітряної лінії 110 кВ в системі симетричних складових

$$\underline{\mathbf{Z}}_s = \begin{bmatrix} 6,23 + j20,5 & 0 & 0 \\ 0 & 6,23 + j20,5 & 0 \\ 0 & 0 & 13,7 + j69,1 \end{bmatrix} \text{ Ом.}$$

Напруга на шинах несиметричного споживача

$$\dot{\mathbf{U}}_s = \dot{\mathbf{E}}_s - \underline{\mathbf{Z}}_s \mathbf{j}_s = \begin{bmatrix} 110/\sqrt{3} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 1,36 + j1,0 \\ -1,36 - j1,0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 62,2 - j1,0 \\ 1,36 + j1,0 \\ 0 \end{bmatrix} \text{ кВ.}$$

Небаланс напруг становить $U_2 = 2,7\%$.

Приклад 5.2. Розрахувати напруги фаз на шинах ТП 10/0,4 кВ потужністю 100 кВ·А (рис. 5.1) зі схемою з'єднання обмоток Y/Y-0, якщо навантаження чисто активне і задане несиметричною системою струмів $\dot{I}_A = 80 \text{ А}$; $\dot{I}_B = 60e^{-j120^\circ} \text{ А}$; $\dot{I}_C = 100e^{j120^\circ} \text{ А}$. Значення фазної напруги взяти відповідно до ГОСТ 13109-97 $U_\phi \leq 1,05 U_{\phi.\text{ном}} = 231 \text{ В}$.

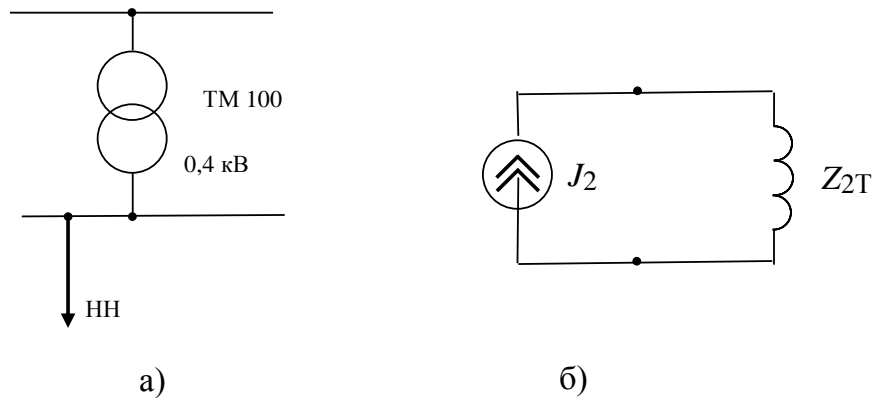


Рисунок 5.1 – Розрахункова схема та заступна схема зворотної послідовності несиметричного навантаження ТП

Розв'язування. Розраховуємо струми прямої, зворотної та нульової послідовностей, відповідно: $\dot{I}_1 = 80 \text{ А}$, $\dot{I}_2 = 11,5e^{-j90^\circ}$ та $\dot{I}_0 = 11,5e^{j90^\circ} \text{ А}$. Напруги прямої, зворотної та нульової послідовностей відповідно будуть:

$$\dot{U}_1 = U_\phi - Z_T \dot{I}_1 = 231 - (31,5 + j65) \cdot 10^{-3} \cdot 80 = 228,5e^{-j1^\circ} \text{ В};$$

$$\dot{U}_2 = -Z_T \dot{I}_2 = -(31,5 + j65) \cdot 10^{-3} \cdot 11,5e^{-j90^\circ} = 0,8e^{j154^\circ} \text{ В};$$

$$\dot{U}_0 = -Z_{0T} \dot{I}_0 = -(254 + j582) \cdot 10^{-3} \cdot 11,5e^{j90^\circ} = 7,3e^{-j24^\circ} \text{ В}.$$

Фазні напруги

$$\dot{U}_A = \dot{U}_1 + \dot{U}_2 + \dot{U}_0 = 234,6e^{-j2^\circ} \text{ В};$$

$$\dot{U}_B = a^2 \dot{U}_1 + a \dot{U}_2 + \dot{U}_0 = 228,4e^{-j119^\circ} \text{ В};$$

$$\dot{U}_C = a \dot{U}_1 + a^2 \dot{U}_2 + \dot{U}_0 = 222,9e^{j117^\circ} \text{ В}.$$

Напруга фази А перевищує задане значення напруги, що потребує перемикавання вибраної відпайки трансформатора ТП на одне положення вниз. Внаслідок цього всі напруги зменшаться приблизно на 5,5 В.

Приклад 5.3. Розглянемо схему живлення несиметричного навантаження $I_2=690 \text{ А}$, приєднаного до шин 10 кВ ГПП у разі змішаного навантаження (рис. 5.2): за наявності двох СД 1000 кВА, $\cos\phi=0,9$ (ємн), КБ 1600 квар та чотирьох ТП 1000 кВА, коефіцієнт завантаження 0,75, $\cos\phi=0,8$ (інд).

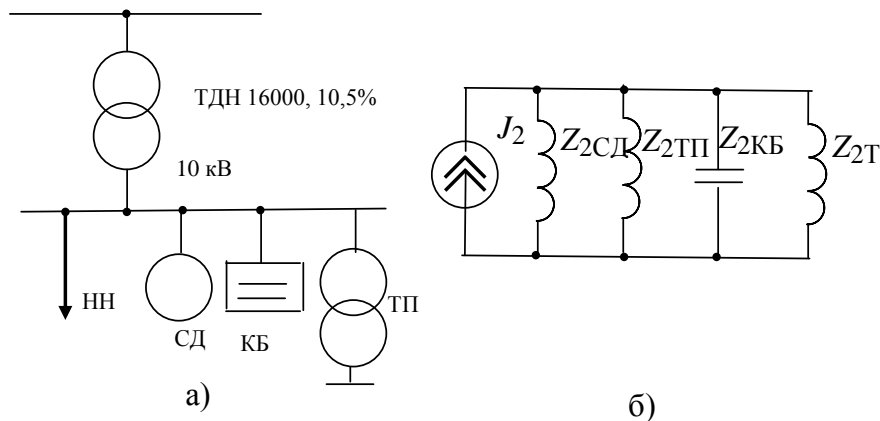


Рисунок 5.2 – Розрахункова та заступна схеми несиметричного навантаження ГПП у разі змішаного навантаження

Розв’язування. Опори зворотної послідовності трансформатора, двох СД та КБ (табл. 5.1):

$$X_{2Т} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10^2}{16} = 0,656 \text{ Ом};$$

$$X_{2СД} = X_d'' \cdot \frac{U_H^2}{S_H} = 0,24 \cdot \frac{10^2}{2} = 12,0 \text{ Ом};$$

$$X_{2КБ} = -\frac{U_H^2}{Q_{КБ}} = -\frac{10^2}{1,6} = -62,5 \text{ Ом}.$$

Опір зворотної послідовності чотирьох ТП 1000 кВА визначаємо з рис. 5.3 $X_{2ТП} = 20/4 = 5 \text{ Ом}$.

Сумарний опір зворотної послідовності шин 10 кВ ГПП:

$$X_2 = \frac{1}{\sum Y_{2k}} = \frac{1}{Y_{2Т} + Y_{2СД} + Y_{2ТП} - Y_{2КБ}} =$$

$$= \frac{1}{1/0,656 + 1/12 + 1/5 - 1/62,5} = 0,55 \text{ Ом},$$

де $Y_{2k} = 1/Z_{2k}$ – провідність зворотної послідовності елементів СЕП.

Напруга зворотної послідовності на шинах ГПП

$$U_2 = X_2 \cdot I_2 = 0,55 \cdot 690 = 382 \text{ В (3,82 \%)}.$$

Контрольне завдання 5.1

Оцінити несиметрію напруги у випадку якщо однофазне навантаження по варіантах: $\underline{S}_{НО} = 10 + j6 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ (1...4 варіанти) $\underline{S}_{НО} = 12 + j8 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ (5...8 варіанти), що живиться через трансформатор У/Δ 16 МВА (непарні варіанти) і 25 МВА (парні варіанти) повітряною лінією напругою 110 кВ довжиною 10 км і 80 км.

Таблиця 5.1 – Опори струмам зворотної послідовності та вищих гармонік

Елемент СЕП	Опір струму зворотної послідовності	Опір струму вищої гармоніки
Система	$X_2 = 0,65X_K$	$X_n = nX_2$
Силовий трансформатор	$X_2 = X_T = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$	$X_n = 0,88nX_2$
Синхронна машина	$X_2 = X_d'' \cdot \frac{U_H^2}{S_H}$	$X_n = 0,88nX_2$ НЯП СМ $X_n = 0,71nX_2$ ЯП СМ
Асинхронний двигун з короткозамкнутим ротором	$X_2 = \frac{1}{k_{\Pi}} \cdot \frac{U_H^2}{S_H} \cdot \sin \varphi_{\Pi}$	$X_n = 0,78nX_2$
Асинхронний двигун з фазним ротором	$X_2 = X_s + X_r'$	$X_n = 0,88nX_2$
Реактор	$X_2 = X_p$	$X_n = nX_2$
Здвоєний реактор	$X_2 = X_{1p}$	$X'_n = -k_{3\theta}nX_2$ $X''_n = (1 + k_{3\theta})nX_2$
Повітряна лінія	$X_2 = X_{\text{ПЛ}}$	$X_n = nX_2$
Кабельна лінія	$X_2 = -1/\sum b_k$	$X_n = X_2/n$
Батарея конденсаторів	$X_2 = -U_H^2/Q_{\text{КБ}}$	$X_n = X_2/n$
Цехова ТП з АД	Криві на рис. 5.3	$X_n = 0,83nX_2$

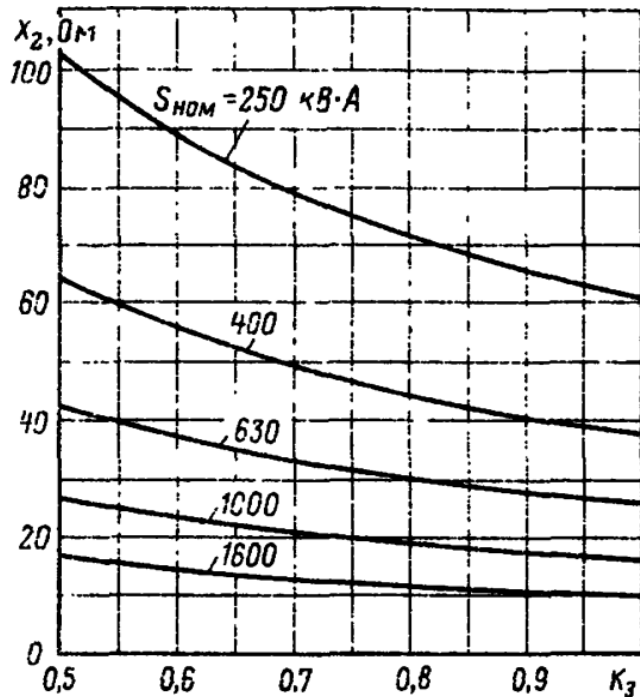


Рисунок 5.3 – Опір цехової підстанції струму зворотної послідовності (навантаження – асинхронні двигуни)

5.2 Симетрувальні пристрої

В ГОСТ 13109-97 регламентовано значення коефіцієнтів несиметрії напруг зворотної та нульової послідовностей K_{2U} , K_{0U} , які визначають як відношення діючих значень напруги відповідно зворотної та нульової послідовностей до діючого значення напруги прямої послідовності. Допустимі та гранично допустимі значення цих коефіцієнтів 2 і 4 %. Якщо $K_{2U} \geq 2\%$ ($K_{0U} \geq 2\%$), то обов'язковим є симетрування навантажень, яке полягає у використанні заходів і засобів, що призначені для зменшення струму зворотної (нульової) послідовності навантаження.

Симетрування може бути внутрішнім або зовнішнім. Внутрішнє симетрування полягає у перерозподіленні несиметричного навантаження між фазами якнайбільш рівномірно. Перерозподілення навантажень можна використовувати для симетрування навантажень систем освітлення, комунального господарства та інших однофазних навантажень з практично незмінним графіком роботи споживачів.

Зовнішнє симетрування полягає у використанні спеціальних симетрувальних пристроїв (СП), які приєднані у вузлах трифазного несиметричного навантаження.

Симетрування за допомогою СП зводиться до компенсації еквівалентного струму зворотної послідовності несиметричних навантажень і зумовленої ним напруги зворотної послідовності. Залежно від місця встановлення СП розрізняють індивідуальний, груповий і централізований способи симетрування. Індивідуальні СП встановлюються безпосередньо біля несиметричних ЕП. У випадку групового симетрування в різних точках мережі встановлюється декілька СП, кожний з яких симетрує певну ділянку мережі з підключеною до нього групою несиметричних електроприймачів. У разі централізованого симетрування в розподільній мережі встановлюється один СП.

Кожен із способів симетрування має свої особливості. Індивідуальний спосіб дозволяє усунути несиметрію струмів і напруг безпосередньо біля споживача, але при цьому встановлена потужність силових елементів СП використовується нерационально. У випадку централізованого способу потрібна менша встановлена потужність елементів СП, але в мережі з несиметричними навантаженнями несиметрія струмів зберігається. Груповий спосіб симетрування поєднує переваги і недоліки індивідуального і централізованого способів. Вибір способу симетрування визначається переважно параметрами мережі і характером навантажень.

Симетрувальні пристрої виконуються некерованими або керованими – залежно від особливостей графіка навантаження. Відома велика кількість схем СП, які мають як електричні, так і електромагнітні зв'язки між елементами. Кожне конкретне схемне і технічне рішення СП має певні переваги і недоліки, що обмежують область їх застосування. Розглянемо деякі з відомих СП.

Симетрувальні пристрої трансформаторного типу дуже різноманітні. Симетрувальні пристрої трансформаторного типу є індивідуальними і нерегульованими, а їх симетрувальні властивості залежать від характеру навантаження. За допомогою декількох трансформаторів або спеціального трансформатора, увімкненого певним чином між мережею і несиметричним навантаженням, отримують необхідну напругу на навантаженні і домагаються деякого вирівнювання лінійних струмів.

Індуктивно-ємнісні СП підключаються до мережі паралельно з несиметричним навантаженням; вони є комбінацією індуктивних і ємнісних елементів. Найбільшого поширення набула схема Штейнметца, показана на рис. 5.4. Векторна діаграма, яка пояснює роботу пристрою, наведена на цьому самому рисунку.

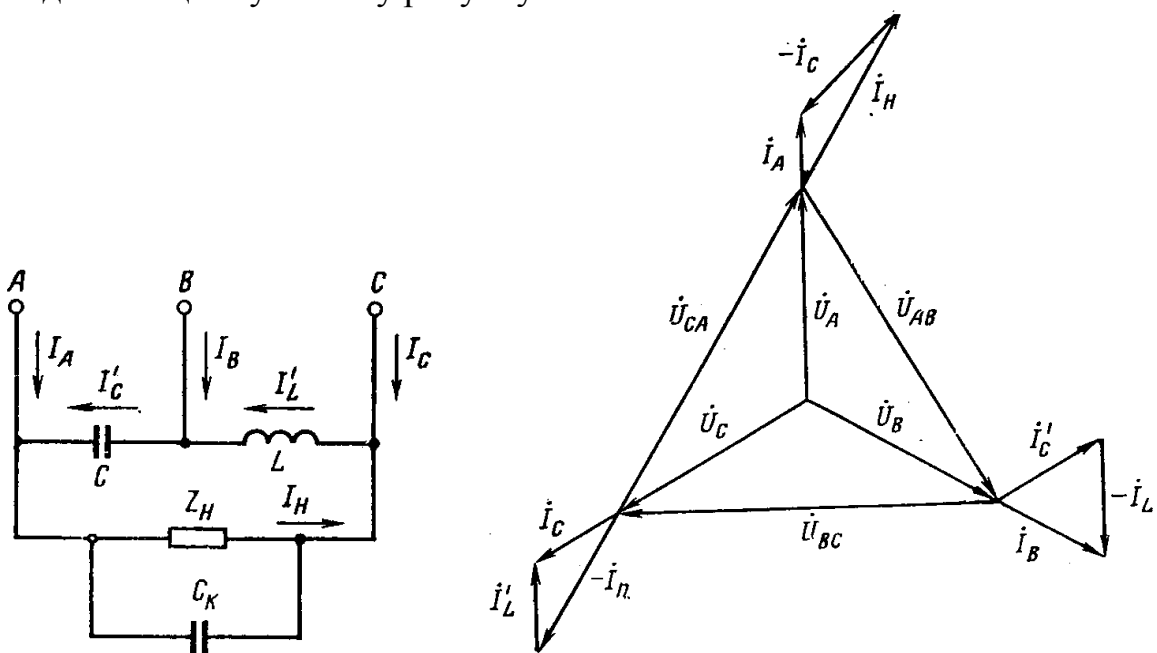


Рисунок 5.4 – Симетрувальний пристрій Штейнметца

Симетрувальний пристрій Штейнметца найбільш ефективний за коефіцієнту потужності навантаження, що дорівнює одиниці. Тому у разі активно-індуктивного навантаження паралельно до нього приєднується БК C_K . Потужність реактора L і БК C в цьому випадку вибирається з умови

$$Q_L = Q_C = P_H / \sqrt{3}.$$

Симетрувальний пристрій Штейнметца забезпечує симетрування і активно-індуктивного навантаження. Однак у цьому випадку коефіцієнт потужності знижується до значень, менших від коефіцієнта потужності навантаження. У такому випадку потужність симетрувальних елементів вибирається з умови

$$Q_L = 2S_H \cos(\varphi_H - \pi/3) / \sqrt{3};$$

$$Q_C = 2S_H \cos(\varphi_H + \pi/3) / \sqrt{3},$$

де S_H – повна потужність однофазного навантаження;

φ_H – аргумент опору навантаження.

Симетрування у випадку незмінних значень симетрувальних елементів забезпечується тільки за одного значення потужності навантаження. Якщо можлива зміна параметрів навантаження призводить до перевищення допустимої несиметрії, виникає необхідність застосування керованих СП. Однак застосування керованих СП не завжди необхідно за змінного несиметричного навантаження; потрібно, щоб несиметрія напруг не виходила за допустиму межу з інтегральною ймовірністю 95 %. Для обґрунтування можливості застосування некерованих СП в мережах зі змінним навантаженням необхідно проведення статистичних досліджень параметрів несиметрії.

В останні роки за кордоном для симетрування двофазних навантажень поширення набула схема Скотта (рис. 5.5). Співвідношення витків трансформаторів вибираються таким чином, щоб їх вторинні напруги були однакові. За цією схемою живляться індукційні плавильні печі, тягові мережі залізниць.

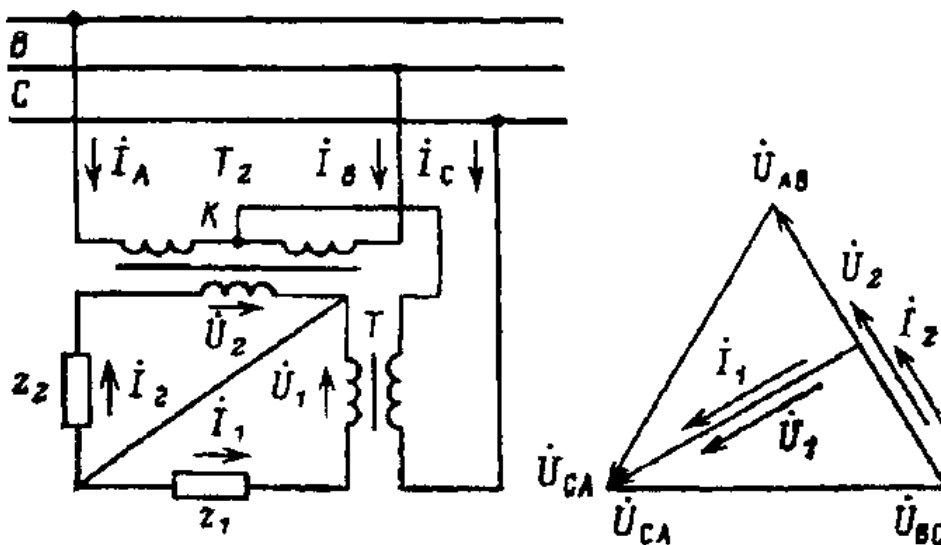


Рисунок 5.5 – Схема і векторна діаграма струмів і напруг у разі живлення двофазного навантаження від трансформатора Скотта

Схема Скотта складається з двох трансформаторів: базисного та висотного з коефіцієнтами трансформації, відповідно:

$$k_3 = \frac{W_2}{W_1} = k; \quad k_e = \frac{W_2}{\frac{\sqrt{3}}{2}W_1} = \frac{2}{\sqrt{3}}k.$$

Напруги U_1 та U_2 виразимо через напруги мережі живлення

$$\dot{U}_1 = -j \cdot \dot{U}_{BC} \cdot k_3; \quad \dot{U}_2 = \dot{U}_{A0} \cdot k_3.$$

Якщо навантаження плеч позначити відповідно через \dot{S}_1 та \dot{S}_2 , то можна знайти струми:

$$I_1 = \frac{\dot{S}_1}{U_1}; \quad I_2 = \frac{\dot{S}_2}{U_2}. \quad (5.5)$$

Струми з високого боку I_A , I_B , I_C визначимо з умови рівноваги магніторушійних сил: у замкнутому магнітному колі сума ампер-витків дорівнює нулю. Нехтуючи струмом намагнічування для базового та висотного трансформаторів, можна записати

$$I_A \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot W_1 - I_2 \cdot W_2 = 0;$$

$$I_B \cdot \frac{W_1}{2} - I_C \cdot \frac{W_1}{W_2} - I_1 \cdot W_2 = 0,$$

звідки

$$I_A = I_2 \cdot k \cdot \frac{2}{\sqrt{3}}; \quad I_B = I_1 \cdot k - I_2 \cdot \frac{k}{\sqrt{3}}; \quad I_C = -I_1 \cdot k - I_2 \cdot \frac{k}{\sqrt{3}}. \quad (5.6)$$

З урахуванням (5.5) із (5.6) знайдемо симетричні складові струмів в мережі живлення:

$$I_1^C = \frac{1}{3} \left(\frac{\dot{S}_2}{U_1 + U_2} + \frac{\dot{S}_1}{U_1 - U_2} \right);$$

$$I_2^C = \frac{1}{3} \left(\frac{\dot{S}_2}{U_1 + U_2} - \frac{\dot{S}_1}{U_1 - U_2} \right). \quad (5.7)$$

У випадку $\dot{S}_1 = \dot{S}_2$

$$I_1^C = \frac{1}{3} \left(\frac{\dot{S}_1 + \dot{S}_2}{U_1} \right); \quad I_2^C = 0. \quad (5.8)$$

У разі однаковості навантажень плеч струм зворотної послідовності до мережі не надходить і система струмів I_A , I_B , I_C є симетричною системою. Таким чином, схема Скотта є системою, що перетворює двофазну мережу на трифазну.

Компенсаційні СП. Одними з найбільш простих, дешевих, а тому поширених засобів зменшення несиметрії навантажень є використання компенсаційних СП. Вони складаються із секцій конденсаторних батарей, що з'єднані за схемою «несиметричний трикутник» і приєднані до вузлів електричної мережі з несиметричним навантаженням. Окрім симетрування навантажень призначенням таких установок є компенсація реактивної потужності. Нині на ринку представлені пристрої з пофазною компенсацією реактивної потужності виробництв Іспанії (CIRCUTOR), Німеччини (BELUK), Чехії (BMR), Австрії (BENEDIKT) та ін.

Розрахункову схему вузла навантаження з приєднанням компенсаційного СП наведено на рис. 5.6. На схемі прийнято такі позначення: \dot{E}_1, \dot{E}_2 – комплексні ЕРС (напруги) прямої та зворотної послідовностей джерела живлення; $\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dot{I}_1, \dot{I}_2$ – комплексні напруги та струми прямої, зворотної послідовностей вторинної обмотки трансформатора; $\underline{Z}_Л, \underline{Z}_Т$ – комплексні опори відповідно лінії електропередавання та трансформатора.

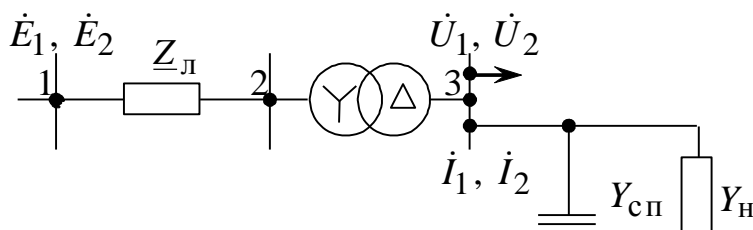


Рисунок 5.6 – Розрахункова схема вузла навантаження

Зв'язок між струмами і напругами прямої та зворотної послідовностей у вузлі навантаження описується за допомогою виразу

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \end{bmatrix}, \quad (5.9)$$

де $\underline{Y}_{11}, \underline{Y}_{12}, \underline{Y}_{21}, \underline{Y}_{22}$ – комплексні провідності навантаження, які пов'язують напруги і струми прямої та зворотної послідовностей.

За відсутності електричних машин комплексні провідності навантаження визначаються за формулами

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{11} &= \underline{Y}_{BC} + \underline{Y}_{CA} + \underline{Y}_{AB}; & \underline{Y}_{12} &= -(\underline{Y}_{BC} + a^2 \underline{Y}_{CA} + a \underline{Y}_{AB}); \\ \underline{Y}_{21} &= -(\underline{Y}_{BC} + a \underline{Y}_{CA} + a^2 \underline{Y}_{AB}); & \underline{Y}_{22} &= \underline{Y}_{BC} + \underline{Y}_{CA} + \underline{Y}_{AB}, \end{aligned} \quad (5.10)$$

де $\underline{Y}_{BC}, \underline{Y}_{CA}, \underline{Y}_{AB}$ – комплексні провідності фаз навантаження;

$a = e^{j120^\circ}$ – оператор повороту трифазної системи.

У випадку наявності електричних машин вказані співвідношення порушуються, зокрема, $\underline{Y}_{22} \neq \underline{Y}_{11}$.

За наявності несиметрії ЕРС джерела у випадку використання серійного трансформатора зі схемою з'єднання обмоток «трикутник–зірка з нулем» напруга та струм зворотної послідовності на навантаженні, приєднаному до вторинної обмотки трансформатора, визначаються з виразів [18]

$$\dot{U}_2 = \frac{\dot{E}_2 [1 + \underline{Y}_{11} \underline{Z}] - \dot{E}_1 \underline{Y}_{21} \underline{Z}}{[1 + \underline{Y}_{22} \underline{Z}] [1 + \underline{Y}_{11} \underline{Z}] - \underline{Z}^2 \underline{Y}_{21} \underline{Y}_{12}}; \quad (5.11)$$

$$i_2 = \frac{\dot{E}_1 \underline{Y}_{21} + \dot{E}_2 \underline{Y}_{22} + \dot{E}_2 \underline{Z} (\underline{Y}_{22} \underline{Y}_{11} - \underline{Y}_{12} \underline{Y}_{21})}{[1 + \underline{Y}_{22} \underline{Z}] [1 + \underline{Y}_{11} \underline{Z}] - \underline{Z}^2 \underline{Y}_{21} \underline{Y}_{12}}, \quad (5.12)$$

де \dot{E}_1, \dot{E}_2 – фазні комплексні ЕРС прямої та зворотної послідовностей джерела;

$\underline{Z} = \underline{Z}_L + \underline{Z}_T$ – комплексний опір лінії електропередавання та трансформатора (тут і в подальшому для зручності вважається, що всі параметри приведені до напруги високої сторони трансформатора).

У випадку симетричної ЕРС джерела ($\dot{E}_2 = 0$) останні вирази будуть:

$$\dot{U}_2 = \frac{-\dot{E}_1 \underline{Y}_{21} \underline{Z}}{[1 + \underline{Y}_{22} \underline{Z}] [1 + \underline{Y}_{11} \underline{Z}] - \underline{Z}^2 \underline{Y}_{21} \underline{Y}_{12}}; \quad (5.13)$$

$$i_2 = \frac{\dot{E}_1 \underline{Y}_{21}}{[1 + \underline{Y}_{22} \underline{Z}] [1 + \underline{Y}_{11} \underline{Z}] - \underline{Z}^2 \underline{Y}_{21} \underline{Y}_{12}}, \quad (5.14)$$

звідки випливає, що критерій забезпечення повного симетрування навантаження буде мати такий вигляд:

$$\underline{Y}_{21} = g_{21} - jb_{21} = 0. \quad (5.15)$$

У цьому випадку $U_2 = 0, I_2 = 0$.

Розглянемо функціональну схему компенсаційного СП (рис. 5.7).

Для симетрування навантажень достатньо ввімкнути симетрувальний пристрій з такими провідностями фаз:

$$b_{BC} = \frac{2b_{21}}{3}; \quad b_{CA} = \frac{-b_{21} - \sqrt{3}g_{21}}{3}; \quad b_{AB} = \frac{-b_{21} + \sqrt{3}g_{21}}{3} \quad (5.16)$$

або з такими потужностями фаз:

$$Q_{BC} = \frac{2\text{Im}N_2}{3}; \quad Q_{CA} = \frac{-\text{Im}N_2 - \sqrt{3}\text{Re}N_2}{3}; \quad Q_{AB} = \frac{-\text{Im}N_2 + \sqrt{3}\text{Re}N_2}{3}, \quad (5.17)$$

де $\underline{N}_2 = 3\dot{U}_1 \dot{I}_2$ – комплексна пульсуюча потужність зворотної послідовності.

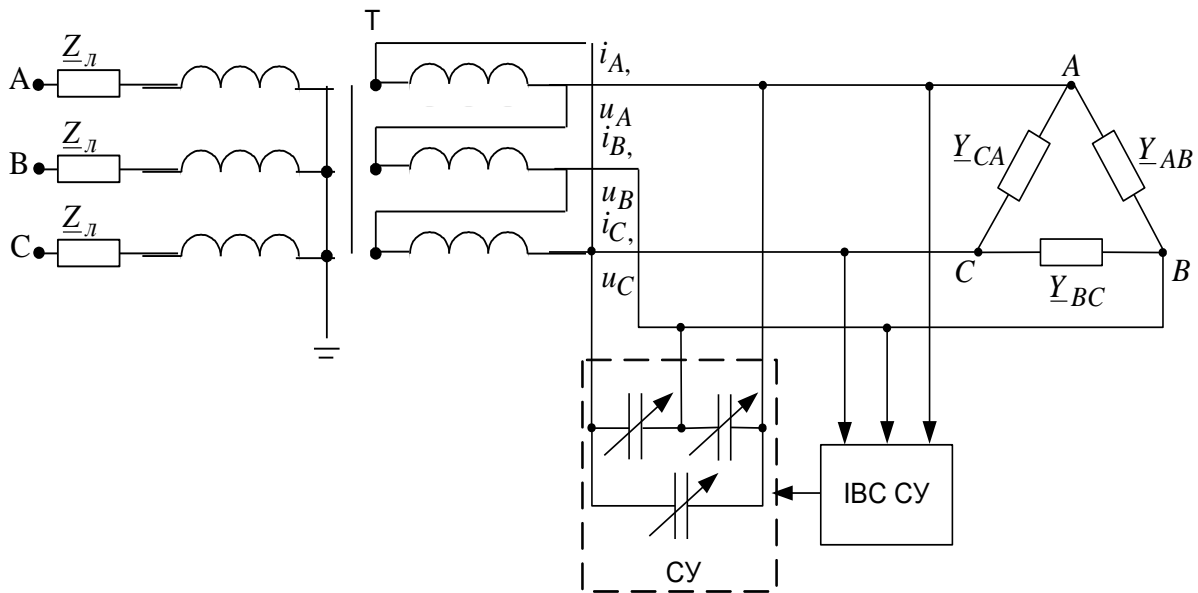


Рисунок 5.7 – Функціональна схема компенсаційного СП

Приклад 5.3. Розрахувати потужності фаз компенсаційного СП і струми після компенсації несиметрії навантажень, якщо в трифазній мережі напругою 10 кВ існує несиметрична система струмів $\dot{I}_A = 40e^{-j20^\circ}$ А; $\dot{I}_B = 30e^{-j145^\circ}$ А; $\dot{I}_C = 33,5e^{j112,86^\circ}$ А. Струм зворотної послідовності ($I_2 = 6,04$ А) становить 17,6 % від струму прямої послідовності ($I_1 = 34,25$ А). Напруга фаз симетрична.

Розв’язування. Значення комплексних повної та пульсуючої потужностей несиметричного навантаження відповідно будуть

$$\underline{S} \approx 3\dot{U}_1 I_1 = 566 + j176 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \quad \underline{N}_2 = 3\dot{U}_1 \dot{I}_2 = 85 - j61 \text{ квар},$$

звідки $P = 566$ кВт; $Q = 176$ квар; $\text{Re } \underline{N}_2 = 85$ квар; $\text{Im } \underline{N}_2 = -61$ квар. Оптимальні значення потужностей фаз компенсаційного СП за формулами (5.17) такі: $Q_{BC} = 18$ квар; $Q_{CA} = 30$ квар; $Q_{AB} = 128$ квар.

За оптимальної компенсації в мережі встановиться симетрична система струмів $\dot{I}_A = 32,7$ А; $\dot{I}_B = 32,7e^{-j120^\circ}$ А; $\dot{I}_C = 32,7e^{j120^\circ}$ А.

Симетрування напруг може бути здійснено також шляхом введення системи додаткових ЕРС. Суть цього способу симетрування полягає в тому, що між джерелом і приймачем в розрив лінійних проводів включаються додаткові джерела ЕРС, що утворюють систему зворотної послідовності. Внаслідок додавання ЕРС основного і додаткового джерел їх симетричні складові зворотної послідовності взаємно компенсуються, напруга на приймачі стає симетричною. На практиці як джерело додаткової системи ЕРС може бути використаний трансформатор з пофазним регулюванням коефіцієнта трансформації (рис. 5.8) або вольтододатковий трансформатор.

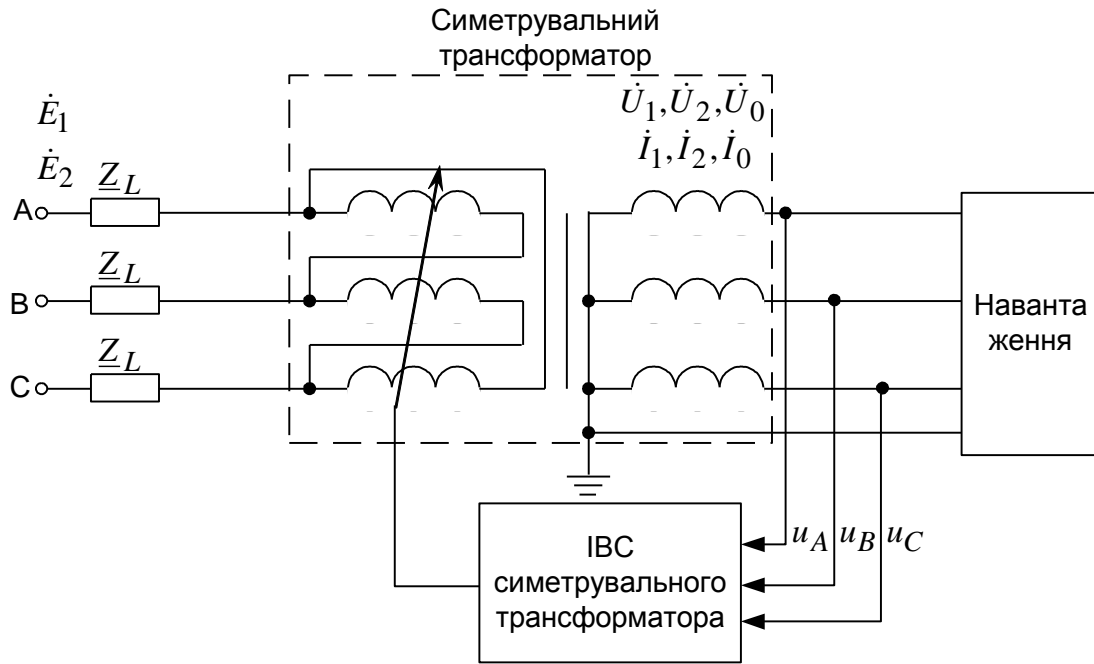


Рисунок 5.8 – Трансформатор з пофазним регулюванням

Якщо система підведених до трансформатора напруг симетрична, то за однакових коефіцієнтів трансформації система вторинних напруг симетрична. Якщо, наприклад, зменшити коефіцієнт трансформації в фазі, то напруга зросте, що призведе до спотворення системи лінійних напруг, тобто до появи складової зворотної послідовності. За допомогою цього СП можливо симетрувати напруги.

В [19] отримано рекурентні рівняння, згідно з якими відбувається пофазове регулювання коефіцієнтів передавання симетрувального трансформатора із схемою з'єднання обмоток Δ/Υ для забезпечення умов $\dot{U}_2 = 0$ та $\dot{U}_0 = 0$:

$$\left(\frac{\underline{K}_2}{\underline{K}_1}\right)_H = -\frac{\dot{U}_2}{\dot{U}_1} + \frac{\underline{K}_2}{\underline{K}_1}; \quad \left(\frac{\underline{K}_3}{\underline{K}_1}\right)_H = -\frac{\dot{U}_0}{\dot{U}_1} + \frac{\underline{K}_3}{\underline{K}_1}, \quad (5.18)$$

де $\underline{K}_1 = -\frac{1}{3}(k_A + k_B + k_C)$; $\underline{K}_2 = -\frac{1}{3}(k_A + ak_B + a^2k_C)$;

$\underline{K}_3 = -\frac{1}{3}(k_A + a^2k_B + ak_C)$ – комплексні коефіцієнти передавання трансформатора з пофазовим регулюванням напруги;

$\frac{\dot{U}_2}{\dot{U}_1}$; $\frac{\dot{U}_0}{\dot{U}_1}$ – відношення комплексних напруг, які вимірюють на стороні низької напруги симетрувального трансформатора;

$k_A = -\dot{U}_a / \dot{U}_{AB}$, $k_B = -\dot{U}_b / \dot{U}_{BC}$, $k_C = -\dot{U}_c / \dot{U}_{CA}$ – коефіцієнти передавання фаз трансформатора.

6 РОЗРАХУНОК І ОБМЕЖЕННЯ ГАРМОНІЧНИХ СПОТВОРЕНЬ

6.1 Розрахунок несинусоїдних режимів

Розрахунок несинусоїдних режимів рекомендують виконувати в такій послідовності [13].

1. Розраховують спектральний склад первинних струмів нелінійних навантажень.

2. Для кожної гармоніки струму, використовуючи принцип накладання і відомі методи розрахунку кіл, визначають діючі значення гармонік напруги у вузлах заступної схеми.

3. За результатами розрахунків діючих значень гармонік напруги визначають коефіцієнт спотворення синусоїдної форми кривої напруги K_U у вузлах.

Визначення струмів гармонік, що генеруються, зокрема, випрямлячами в мережу, виконується за наближеною формулою

$$I_{(n)} \approx I_{(1)} / n. \quad (6.1)$$

На величині канонічних гармонік позначається наявність пульсацій в колі постійного струму, які характеризуються коефіцієнтом пульсації λ (відношення амплітуди найбільшої гармоніки пульсуючого струму I_{6m} до середнього значення постійного струму I_d).

Канонічні ВГ струму більш точно можуть бути розраховані за виразами:

$$I_{(n)} = 0,2 + 0,9 \lambda \text{ (для } n=5); I_n = 0,14 + 0,21 \lambda \text{ (для } n=7);$$

$$I_{(n)} = 0,091 \text{ (для } n=11); I_n = 0,076 - 0,0087 \lambda \text{ (для } n=13).$$

Діюче значення основної гармоніки струму $I_{(1)} = I_d (1,10 + 0,14 \lambda)$, де I_d – постійний струм навантаження.

Гармоніки струму, як відомо, утворюють: пряму послідовність (гармоніки 7, 13 і т. д.), зворотну послідовність (гармоніки 5, 11 і т. д.) і нульову послідовність (гармоніки 3, 9, 15 і т. д.). Гармоніки, кратні трьом, взаємно не компенсуються (як інші гармоніки), а додаються та утворюють струм потроєної амплітуди в нейтральному проводі.

Опори прямої і зворотної послідовностей елементів електричних мереж однакові. Опори прямої і нульової послідовностей істотно відрізняються.

Активні опори ЛЕП струмам n -ї гармоніки визначаються з урахуванням поверхневого ефекту та ефекту близькості.

Індуктивні опори поздовжніх віток на вищих гармоніках

$$X_n = \begin{cases} k \cdot n \cdot X_1, & n = 2, 4, 5, 7, \dots \\ k \cdot n \cdot X_0, & n = 3, 6, 9, \dots \end{cases}$$

де X_1 – індуктивний опір прямої послідовності на основній частоті;
 X_0 – індуктивний опір нульової послідовності на основній частоті;
 k – поправковий коефіцієнт (див. табл. 5.1).

Комплексну напругу n -ї гармоніки в розрахунковій точці, наприклад, на шинах ТП за наявності нелінійного навантаження розраховують за виразом

$$\dot{U}_{(n)} \approx j \cdot k \cdot n \cdot X_T \cdot \dot{I}_{(n)}, \quad (6.2)$$

де $\dot{I}_{(n)}$ – комплексне значення фазного струму n -ї гармоніки;

X_T – опір трансформатора ТП.

Наявність вищих гармонік істотно впливає на прийняття рішень щодо КРП, оскільки на вищих гармоніках можливим є виникнення резонансу струмів, що може призвести до перевантаження конденсаторної батареї.

Приклад 6.1. Розглянемо схему живлення нелінійного навантаження (трифазний мостовий випрямляч з потужністю навантаження 800 кВ·А), приєднаного до шин 10 кВ ГПП (рис. 6.1): за наявності двох СД 1000 кВА, $\cos\phi=0,9$ (ємн), КБ 1600 квар та чотирьох ТП 1000 кВА, коефіцієнт завантаження 0,75, $\cos\phi=0,8$ (інд).

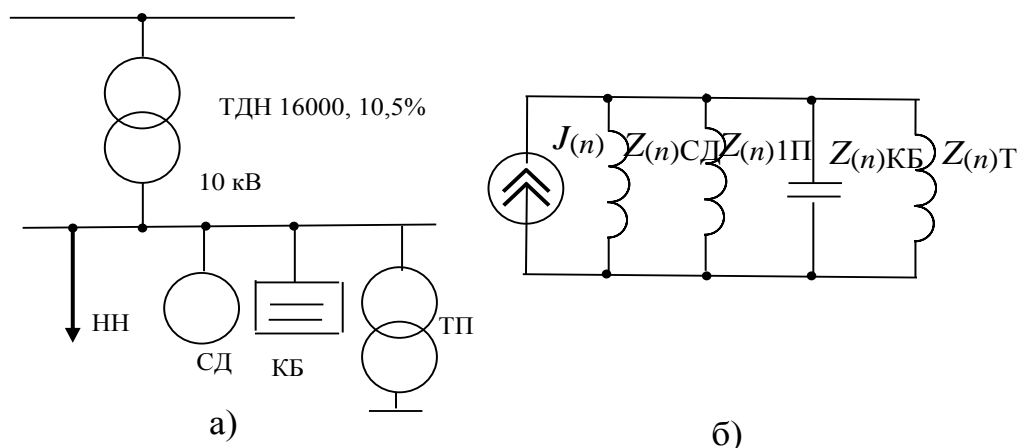


Рисунок 6.1 – Розрахункова та заступна схеми нелінійного навантаження ГПП

Струм першої гармоніки нелінійного навантаження

$$I_{(1)} = 800 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 46 \text{ А.}$$

Струм вищих гармонік нелінійного навантаження

$$I_{(5)} = 46/5 = 9,24 \text{ А; } I_{(7)} = 46/7 = 6,6 \text{ А.}$$

Напруга вищих гармонік на шинах ГПП за відсутності стороннього навантаження

$$U_{(5)} = 9,24 \cdot 0,88 \cdot 5 \cdot 0,656 = 27 \text{ В; } U_{(7)} = 6,6 \cdot 0,88 \cdot 7 \cdot 0,656 = 27 \text{ В.}$$

Сумарний опір шин 10 кВ ГПП з урахуванням стороннього навантаження на вищих гармоніках:

$$X_{(n)} = \frac{1}{Y_{(n)T} + Y_{(n)CD} + Y_{(n)ТП} - Y_{(n)КБ}} =$$

$$= \frac{1}{1/(0,88 \cdot n \cdot 0,656) + 1/(0,88 \cdot n \cdot 12) + 1/(0,83 \cdot n \cdot 5) - n/62,5}$$

Звідси можна визначити опір вузла навантаження на вищих гармоніках та частоту, на якій виникає резонанс струмів.

6.2 Пасивні фільтри вищих гармонік

Пасивні шунтувальні фільтри паралельного увімкнення прості в експлуатації і недорогі, тому вони отримали на промислових підприємствах значне поширення. Нині різні фірми випускають пасивні фільтри потужністю від 15 до 1250 квар на напругу 0,4 кВ та від 500 до 10 000 квар на напругу 6, 10 кВ.

Методика розрахунку пасивного фільтра. Розглянемо заступну схему пасивного фільтра (рис. 6.2).

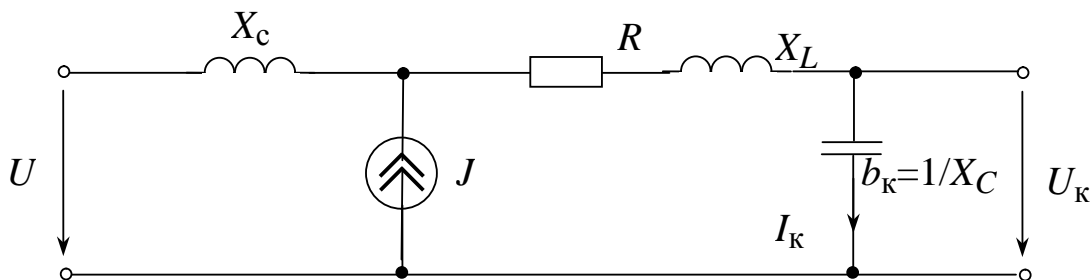


Рисунок 6.2 – Заступна схема пасивного фільтра

Напруга v -ої резонансної гармоніки на шинах підстанції після встановлення ФКП, налагодженого в резонанс на v -ту гармоніку:

$$\dot{U}_{(v)} \approx J_{(v)} / \left(\frac{1}{jvX_c} + \frac{1}{R} \right) = \frac{\dot{U}'_{(v)}}{1 + jvX_c q b_k} = \frac{\dot{U}'_{(v)}}{1 + jvq Q_k / S_c}, \quad (6.3)$$

де $\dot{U}'_{(v)} = jvX_c J_{(v)}$ – напруга на шинах ТП без ФКП;

$b_k = Q_k / (U_{с.н})^2$ – провідність конденсаторної установки;

R, q – активний опір та добротність фільтра.

Добротність фільтра $q = X_v / R$, де X_v – індуктивний опір фільтра, під час резонансу визначає точність його налаштування. Фільтр з високим рівнем добротності ($q = 30-60$) налаштовується строго на одну з найнижчих гармонічних частот (наприклад, на п'яту). Фільтр з низьким рівнем добротності має відносно малий опір в широкому діапазоні частот, особливо якщо його добротність не перевищує 5.

Напруга n -ої нерезонансної гармоніки на шинах підстанції за наявності ФКП, налагодженого в резонанс на v -ій гармоніці:

$$U_{(n)} \approx \frac{J_{(n)}}{\frac{1}{jnX_c} + \frac{1}{R + j(nX_L - X_C/n)}} = \frac{U'_{(n)}}{1 + jnq \frac{Q_K}{S_c} \left/ \left(1 + jq \frac{n^2 - v^2}{nv^2} \right) \right.}, \quad (6.4)$$

Струм v -ої резонансної гармоніки через фільтр

$$I_{K(v)} \approx \frac{U_{(v)}}{R} = U_{(v)} b_K q = U_{(v)} \cdot q \cdot \frac{Q_K}{U_{c.H}^2}. \quad (6.5)$$

Струм n -ої нерезонансної гармоніки через фільтр, налагоджений в резонанс на v -ій гармоніці:

$$\begin{aligned} I_{K(n)} &\approx \frac{U_{(n)}}{R + j(nX_L - X_C/n)} = U_{(n)} q b_K \left/ \left(1 + jq \frac{n^2 - v^2}{nv^2} \right) \right. = \\ &= U_{(n)} \cdot q \cdot \frac{Q_K}{U_{c.H}^2} \left/ \left(1 + jq \frac{n^2 - v^2}{nv^2} \right) \right. \end{aligned} \quad (6.6)$$

Струм основної гармоніки через фільтр, налагоджений в резонанс на v -ій гармоніці:

$$\begin{aligned} I_{K(1)} &\approx \frac{U_{(1)}}{R + j(X_L - X_C)} = U_{(1)} q b_K \left/ \left(1 + jq \frac{1 - v^2}{v^2} \right) \right. = \\ &= U_{(1)} \cdot q \cdot \frac{Q_K}{U_{c.H}^2} \left/ \left(1 + jq \frac{1 - v^2}{v^2} \right) \right. \end{aligned} \quad (6.7)$$

Номинальний струм конденсаторної батареї фільтра:

$$I_{K.ном} = \frac{Q_K}{\sqrt{3} \cdot U_{c.H}^2}. \quad (6.8)$$

Приклад 6.2. Вибрати ФКП для підстанції, яка живить електролізне виробництво. Вихідні дані: потужність системи $S_c = 217 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$; $U_{11} = 5,8 \%$; $U_{13} = 4,3\%$; оптимальне значення реактивної потужності ФКП $Q_K = 3,1 \text{ Мвар}$.

Розв'язування. Приймаються до установлення один ФКП, налаштований на частоту 11-ї гармоніки.

Напруга 11-ої резонансної гармоніки на шинах підстанції після встановлення ФКП, налагодженого в резонанс на 11-ту гармоніку:

$$U_{(11)} \approx \frac{U'_{(11)}}{1 + jvqQ_K/S_c} = \frac{5,8}{1 + j11 \cdot 20 \cdot 3,1/217} = 1,76\%,$$

Напруга 13-ої нерезонансної гармоніки на шинах підстанції за наявності ФКП, налагодженого в резонанс на 11-й гармоніці:

$$U_{(13)} \approx \frac{4,3}{\left| 1 + j13 \cdot 20 \frac{3,1}{217} / \left(1 + j20 \frac{13^2 - 11^2}{13 \cdot 11^2} \right) \right|} = \frac{4,3}{|1 + j3,71 / (1 + j0,61)|} = 1,136\%.$$

Струм 11-ої резонансної гармоніки через фільтр

$$I_{K(11)} \approx U_{(11)} \cdot q \cdot Q_K / (U_{c.n})^2 = 0,0176 \cdot \frac{10500}{\sqrt{3}} \cdot 20 \cdot 3,1 / 10,5^2 = 60,0 \text{ А.}$$

Струм 13-ої гармоніки через фільтр

$$I_{K(13)} \approx \left| 0,0136 \cdot \frac{10500}{\sqrt{3}} \cdot 20 \cdot \frac{3,1}{(10,5)^2} / \left(1 + j20 \frac{13^2 - 11^2}{13 \cdot 11^2} \right) \right| = 39,6 \text{ А.}$$

Струм першої гармоніки через фільтр:

$$I_{K(1)} \approx \left| \frac{10500}{\sqrt{3}} \cdot 20 \cdot \frac{3,1}{(10,5)^2} / \left(1 + j20 \frac{1 - 11^2}{11^2} \right) \right| = 171,7 \text{ А.}$$

Номінальний струм конденсаторної батареї фільтра:

$$I_{K.ном} = \frac{3100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 170,5 \text{ А.}$$

Струм через БК:

$$I_K = \sqrt{I_{K(1)}^2 + I_{K(11)}^2 + I_{K(13)}^2} = \sqrt{171,7^2 + 60^2 + 39,6^2} = 186 \text{ А (109 \%)}.$$

Практика показує, що найбільш оптимальним варіантом є одночасне застосування вузькосмугових і широкосмугових пасивних фільтрів. Це пов'язано з тим, що багато електроприймачів (електрозварювальні машини, дугові печі, прокатні стани, перетворювачі частоти та ін.) поряд з ВГ генерують інтергармоніки, які можна усунути тільки за допомогою широкосмугового фільтра. Його налаштовують на найменшу гармоніку, що генерується цими електроприймачами, визначають сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень напруги і, якщо його значення буде вищим допустимого, додатково встановлюють один або два вузькосмугових фільтри на найбільші за амплітудою гармоніки струму.

На рис. 6.3 зображено чотири типи широкосмугових фільтрів: першого, другого, третього порядків і С-типу. RC-фільтр першого порядку має великі втрати на основній частоті через застосування конденсатора великої ємності, що обмежує його використання. Фільтр другого порядку порівняно фільтром першого порядку має менші втрати на основній частоті. Тому такий фільтр широко використовується в промисловості.

Однак втрати на основній частоті, порівняно з фільтром третього порядку, великі. Фільтр третього порядку менш ефективний для фільтрації гармонічних складових в широкому діапазоні частот, ніж фільтр другого порядку. Через високу вартість рідко використовується в промисловості.

Ефективність фільтра С-типу займає проміжне положення між фільтрами другого і третього порядків. Основною перевагою такого фільтра є істотно менші втрати на основній частоті через послідовно налаштовані в резонанс індуктивності L і ємності C_2 . Такі фільтри найбільш чутливі до змін основної частоти і відхилень параметрів елементів.

Добротність q широкосмугових фільтрів вибирається такою, щоб забезпечити отримання заданої характеристики в певному діапазоні частот.

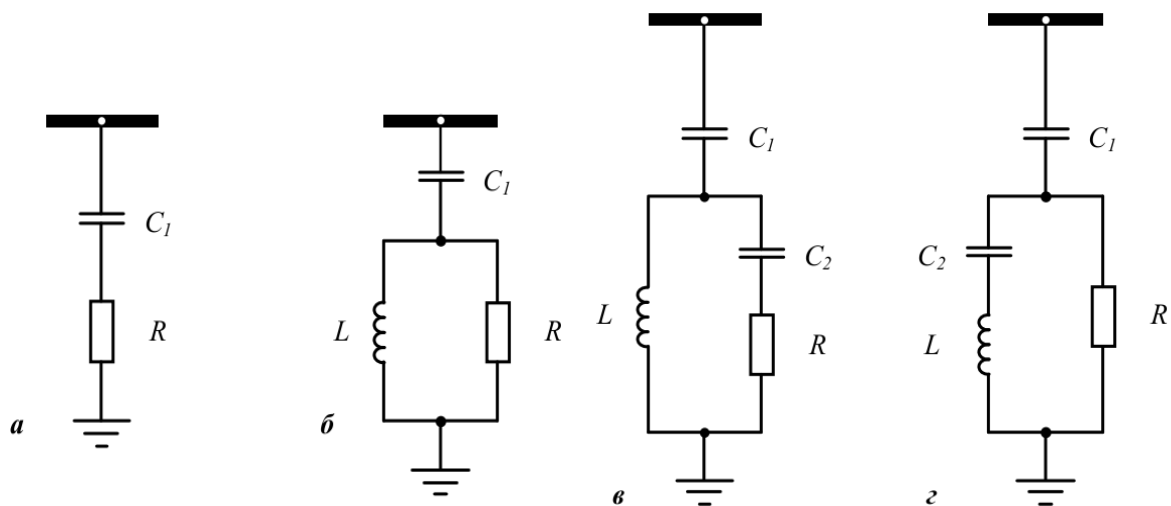


Рисунок 6.3 – Принципові схеми широкосмугових фільтрів:
a – першого порядку; **б** – другого порядку; **в** – третього порядку; **з** – С-типу

В останні роки в СЕП підприємств набувають поширення так звані комбіновані або складні фільтри ВГ. Вони є комбінацією ФКП і БК і мають властивості вузько- або широкосмугових фільтрів і джерел РП. Водночас зменшуються потужність реакторних груп, завантаження конденсаторів по струму і напрузі і в цілому втрати в фільтрі.

На практиці поширення набула система місцевої або локальної компенсації ВГ, коли коригувальні пристрої (як правило, ФКП) підключаються безпосередньо до вузла живлення нелінійних навантажень. Такий підхід забезпечує в низці випадків зниження рівнів ВГ до значень навіть менших, ніж допустимі, проте виявляється досить дорогим. В останні роки за рекомендацією СІГРЕ на підприємствах починає використовуватися принцип централізованої компенсації ВГ. Як впливає з назви, ідея централізованої компенсації полягає в розміщенні ФКП на

одній з підстанцій підприємства; параметри ФКП вибираються таким чином, щоб рівні ВГ на всіх підстанціях були в допустимих межах.

Завдання вибору місця установки, кількості і потужності ФКП в СЕП з декількома нелінійними навантаженнями вирішується методом послідовних наближень. На першому етапі проводять розрахунки несинусоїдності у разі послідовного устанавлення в кожному вузлі ідеальних ФКП 5, 7, 11 і 13-ї ВГ; потужності ФКП вибираються в припущенні, що через ФКП протікають тільки струми ВГ, на які вони налаштовані (іншими словами, розглядається режим КЗ в вузлах для кожної ВГ). Далі вибираються ті вузли, за устанавлення ідеальних ФКП в яких забезпечується зниження несинусоїдності до допустимого рівня. Операція повторюється; як правило, можна обмежитися другим наближенням.

Централізоване використання ФКП найбільш ефективно в СЕП зі стабільними конфігурацією і навантаженням. Витрати у разі централізованої корекції несинусоїдних режимів на 15–20 % менші порівняно з варіантом локального устанавлення ФКП.

Контрольне завдання 6.1. Розрахувати напруги ВГ на шинах 10 кВ ПС1 та ПС2 110/10 кВ (трансформатори 16000 кВА), навантаження кожної з яких складається з шести ТП 1000 кВА, $\cos\varphi=0,8$ (інд), та нелінійного навантаження (трифазні мостові випрямлячі з потужністю кожного 800 кВА), приєднаного до шин 10 кВ ПС1 та ПС2 (рис. 6.4). Потужність короткого замикання системи 200 МВА. Вибрати фільтри для компенсації вищих гармонік.

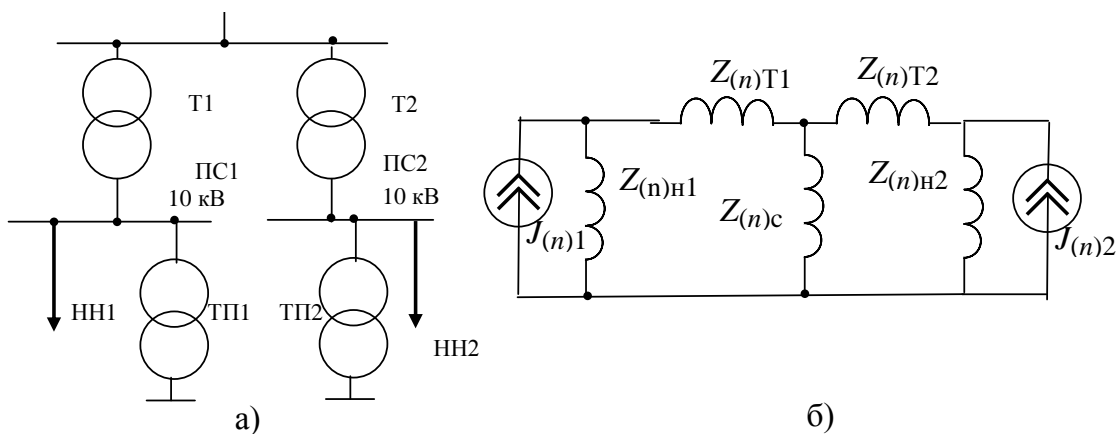


Рисунок 6.4 – Розрахункова та заступна схеми з двома нелінійними навантаженнями

7 СТАТИЧНІ ТИРИСТОРНІ КОМПЕНСАТОРИ

7.1 Принцип роботи СТК

У найпростішому випадку СТК складається з компенсатора (К), вимірювального каналу (ВК) і регулятора (Р). Компенсатор містить тиристорно-реакторну групу (ТРГ), яка складається з послідовно з'єднаних реакторів L_1, L_2, L_3 , що з'єднані в трикутник, і зустрічно-паралельно ввімкнених тиристорів (бітиристорних ключів) $VS_{11}, VS_{12}, VS_{21}, VS_{22}, VS_{31}, VS_{32}$, та фільтро-компенсувальну установку (ФКУ) (рис. 7.1).

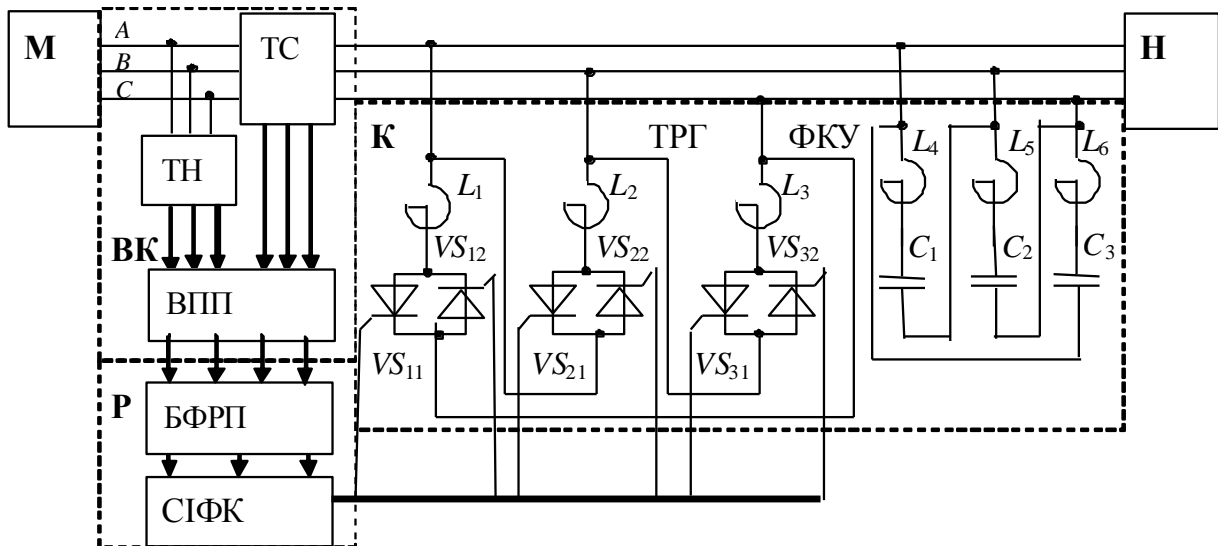


Рисунок 7.1 – Схема СТК

Конденсатори ФКУ генерують реактивну потужність, а ТРГ слугує для плавного її регулювання. Баланс потужностей СТК має такий вигляд:

$$Q_H - Q_K + Q_{ТРГ} \approx 0, \quad (7.1)$$

де $Q_H, Q_K, Q_{ТРГ}$ – реактивна потужність, відповідно, навантаження, конденсаторних батарей та тиристорно-реакторної групи.

В СТК зі схемою з'єднання тиристорно-регульованих реакторів (ТРР) ТРГ в «трикутник» струм через бітиристорний ключ в кожній фазі не залежить від струму інших фаз. Тому властивості та енергетичні характеристики СТК можна виявити, розглядаючи однофазний ТРР, фаза якого містить реактор, індуктивний опір якого становить X_p , активний опір R_p , і бітиристорний ключ, тиристори якого з'єднані зустрічно-паралельно (рис. 7.2). На схемі позначено активний та реактивний опори системи R_C, X_C , опір навантаження Z_H та конденсаторної батареї X_K .

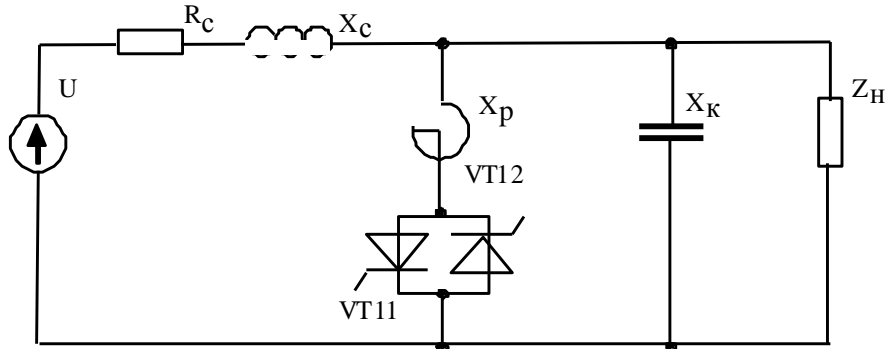


Рисунок 7.2 – Схема заміщення вузла мережі з СТК і навантаженням

Нехтуючи опорами навантаження Z_H та конденсаторної батареї X_K , можна отримати диференціальне рівняння

$$\omega(L_p + L_c) \frac{di}{d\omega t} + i \cdot (R_p + R_c) = U_m \cdot \cos(\omega t + \gamma),$$

де U_m – амплітудне значення лінійної напруги мережі;

γ – кут відкриття тиристорів;

L_c – індуктивність системи, справедлива для струму через тиристор в інтервалі $\gamma \leq \omega t \leq \gamma_e$, де γ_e – кут закриття тиристорів, що відповідає нульовому значенню струму через реактор.

Розв'язуючи це рівняння з врахуванням початкових умов $\omega t = \gamma, i = 0$, отримуємо вираз для миттєвого струму через ТРР, який справедливий для струму через тиристор в інтервалі $\gamma \leq \omega t \leq \gamma_e$:

$$i(\omega t) = I_m \cdot \left[\cos(\omega t - \varphi) - \cos(\gamma - \varphi) \cdot e^{-\frac{\omega t - \gamma}{\omega \tau}} \right], \quad (7.2)$$

де $I_m = \frac{U_m}{\sqrt{[R_p + R_c]^2 + [\omega \cdot (L_p + L_c)]^2}}$ – амплітуда струму через реактор за

$\gamma = 0$;

$\varphi = \arctg \frac{\omega(L_p + L_c)}{R_p + R_c}$ – кут зсуву фаз основної гармоніки струму через

реактор;

$\tau = \frac{L_p + L_c}{R_p + R_c}$ – стала часу кола.

Оскільки ТРР в загальному випадку є переважно індуктивним навантаженням ($\varphi \approx 90^\circ$), то форма струму в ТРР у разі збільшення кута увімкнення α , який відраховується від максимального значення міжфазної

напруги, зменшує свою амплітуду, практично не змінюючи зсув фаз (рис. 7.3). Після ввімкнення тиристора струм через ТРР протікає протягом інтервалу часу, який не перевищує половини періоду.

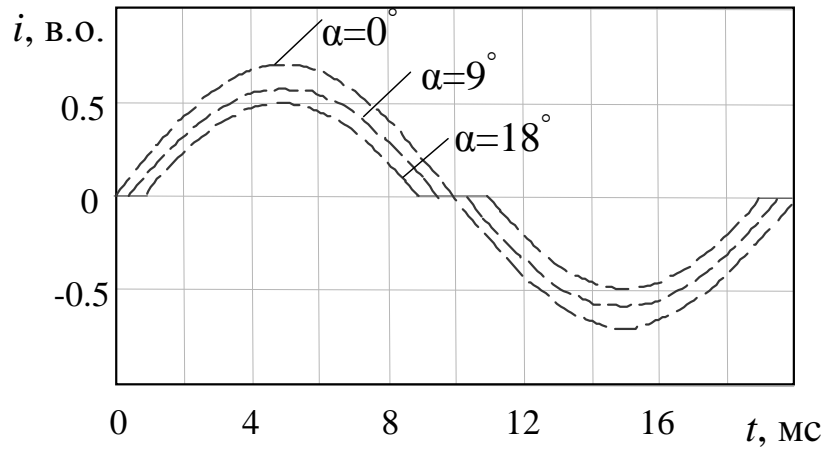


Рисунок 7.3 – Графік зміни струму через ТРР

Розкладаючи в ряд Фур'є вираз для струму (7.2), отримаємо активну та реактивну складові вищих гармонік

$$i_{(n)a} = \left[\frac{2}{\pi} \cdot \int_{\gamma}^{\gamma_{\theta}} i(\omega t) \cos n\omega t d\omega t \right]; \quad i_{(n)p} = \left[\frac{2}{\pi} \cdot \int_{\gamma}^{\gamma_{\theta}} i(\omega t) \sin n\omega t d\omega t \right],$$

де γ_{θ} – кут закриття тиристорів, який може бути визначений з рівняння

$$\cos(\gamma_{\theta} - \varphi) - \cos(\gamma - \varphi) \cdot e^{-\frac{\gamma_{\theta} - \gamma}{\omega\tau}} = 0,$$

яке можна отримати з виразу (7.2) за умови $i = 0$ за $\omega t = \gamma_{\theta}$.

На рис. 7.4 наведено залежності спектра струму ТРР від кута γ .

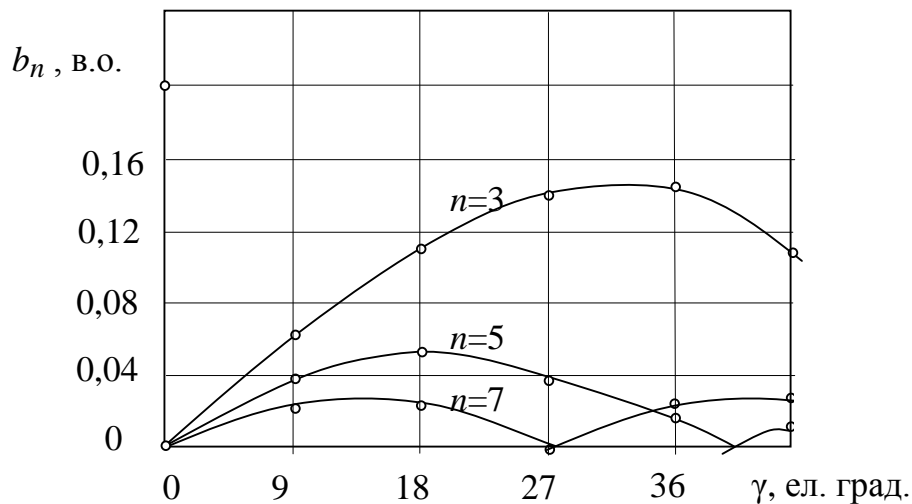


Рисунок 7.4 – Залежності спектра струму ТРР від кута γ

Найбільшим є амплітудне значення третьої гармоніки струму. Однак, оскільки вона замикається в трикутнику ТРР, вплив вищих гармонік буде менш помітним, оскільки амплітуда п'ятої гармоніки становить 5,1 %.

Для зменшення гармонічних спотворень в СТК використовується фільтро-компенсувальна установка (ФКУ), яка складається з декількох фільтрів, налаштованих на певні частоти. Конденсатори фільтрів ФКУ одночасно генерують реактивну потужність на основній гармоніці.

Залежність амплітудного значення струму ТРР від кута γ можна отримати з виразу (7.2), підставивши $\omega t = \varphi$:

$$I_m(\gamma) = I_m(0) \left[1 - \cos(\gamma - \varphi) \cdot e^{-\frac{\varphi - \gamma}{\omega \tau}} \right].$$

Аналітична залежність амплітудних значень першої гармоніки струму має такий вигляд [20]:

$$I_{1m}(\alpha) \approx \frac{I_m(\alpha = 0)}{\pi} \cdot [(\pi - 2\alpha) - \sin(\pi - 2\alpha)].$$

Залежність $I_m(\gamma)$ зображено на рис. 7.5 (крива а). Для порівняння на цьому ж рисунку зображено залежність амплітуди першої гармоніки $\tilde{I}_{1m}(\gamma)$ струму ТРР (крива б), яка проходить значно нижче від залежності амплітудного значення несинусоїдного струму $I_m(\gamma)$ [21].

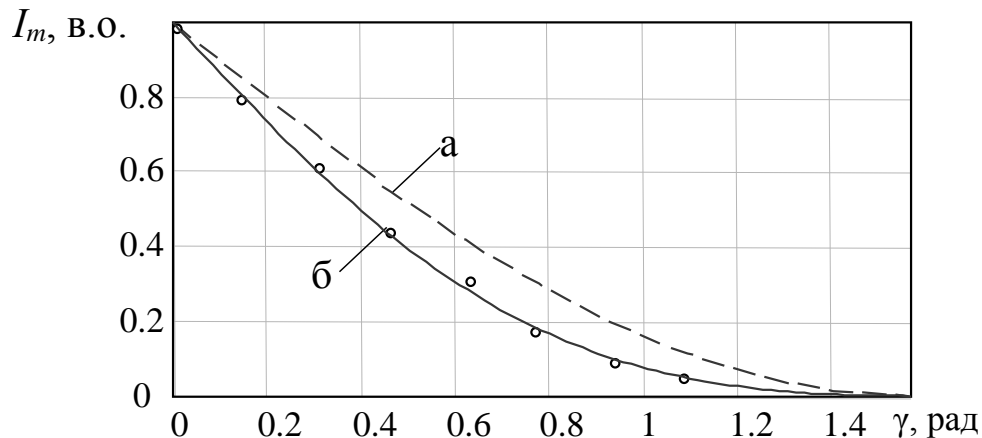


Рисунок 7.5 – Залежності амплітуд несинусоїдного струму (а) та його першої гармоніки (б) через ТРР

Отже, залежність реактивної потужності, яку споживає ТРГ, і вихідна характеристика реактивної потужності СТК можуть бути подані у вигляді (рис. 7.6):

$$Q_{\text{ТРГ}}(\alpha) \approx \frac{Q_{\text{ТРГ}}(\alpha = 0)}{\pi} \cdot [(\pi - 2\alpha) - \sin(\pi - 2\alpha)];$$

$$Q_{\text{СТК}}(\alpha) = Q_{\text{ФКП}} - \frac{Q_{\text{ТРГ}}(\alpha = 0)}{\pi} [(\pi - 2\alpha) - \sin(\pi - 2\alpha)]. \quad (7.3)$$

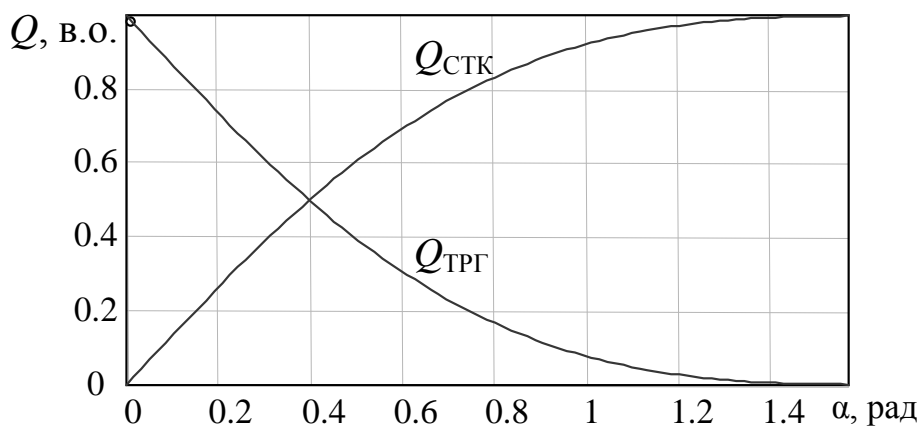


Рисунок 7.6 – Залежності реактивної потужності ТРГ і СТК

У процесі регулювання ТРГ його потужність буде знижуватися, і результуюча потужність компенсатора буде мати ємнісний характер (якщо встановлена потужність реактора і конденсаторних батарей рівні). Для того щоб компенсатор міг працювати в режимі споживання реактивної потужності, встановлена потужність реактора має перевищувати встановлену потужність КБ.

7.2 Регулювання напруги за допомогою СТК

СТК знаходять застосування в електричних мережах для вирішення ряду проблем, таких як:

- 1) компенсація реактивної потужності;
- 2) зменшення відхилень та коливань напруги;
- 3) симетрування навантажень;
- 4) збільшення пропускної спроможності ЛЕП;
- 5) забезпечення статичної та динамічної стійкості вузлів навантажень;
- 6) демпфування субсинхронних коливань потужності.

Регулювання напруги в вузлі електричної мережі є основним призначенням СТК. Частковою задачею є стабілізація напруги у вузлі приєднання або в частині електричної мережі.

Специфіка роботи споживачів з великою одиничною потужністю і різкозмінним графіком навантаження призводить до зниження якості електроенергії, яке проявляється у вигляді коливань і відхилень напруги від його значення в нормальному режимі. Установлення СТК в вузлах, що містять таке навантаження, дозволить підвищити якість електроенергії споживачів за рахунок швидкого і плавного регулювання реактивної потужності, і відповідно напруги в вузлі.

Для ілюстрування можливості підтримування заданого рівня напруги у вузлі приєднання СТК на рис. 7.7 наведено характеристики мережі та СТК [22].

Рівняння статичних режимів мережі має такий вигляд:

$$U = E - x_s \sqrt{3} I_K. \quad (7.4)$$

Залежність (7.4) показує, що ми знехтували активним опором мережі та поперечною складовою спаду напруги в мережі. Такий підхід обґрунтований для випадків застосування СТК, оскільки вони, як правило, застосовуються у вузлах потужних навантажень.

Рівняння статичних режимів компенсатора:

$$U = U_0 + k_s \sqrt{3} I_K. \quad (7.5)$$

Коефіцієнт статизму регулювання СТК визначається величиною:

$$k_s = \Delta U_C / \sqrt{3} I_{k \min} = \Delta U_L / \sqrt{3} I_{k \max} \quad (7.6)$$

і має розмірність опору. Залежно від вибраного статизму регулювання отримуємо бажаний закон регулювання напруги у вузлі приєднання СТК.

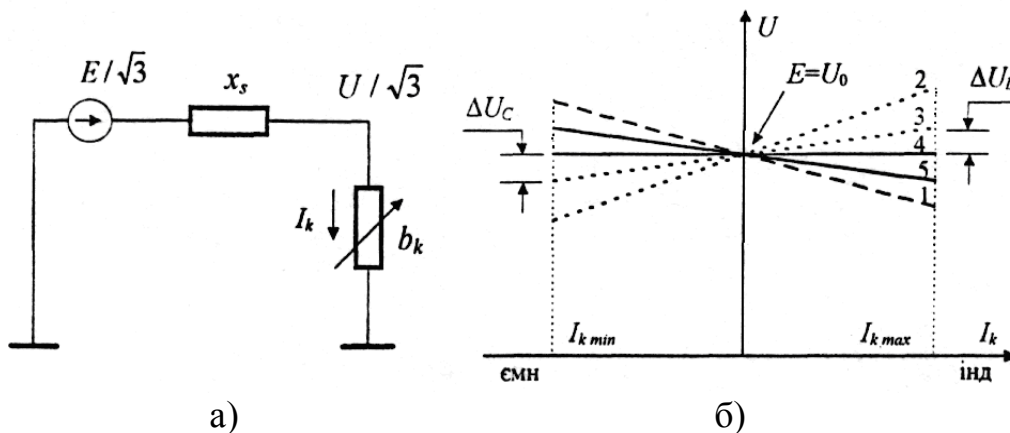


Рисунок 7.7 – Еквівалентна схема мережі з СТК (а) та статичні характеристики (б) мережі (1), СТК (2, 3) та вузла за астатичного (4 – одержана як 1 + 2) і зустрічного (5 – одержана як 1+3) регулювання

Рис. 7.7, б) показує два випадки. Якщо статизм характеристики СТК відповідає реактансу мережі (залежність 2), то характеристика вузла буде астатичною (залежність 4) і $k_s = x_s$. За умови $k_s \neq x_s$ характеристика вузла буде мати певний статизм (залежність 5).

Тоді у вказаних координатах, враховуючи інверсність (7.4) та (7.5), а також незначні відносні величини ΔU_L та ΔU_C напруги на шинах зі зростанням навантаження. Тому характеристики таких вузлів з пристроями регульованої компенсації за умови, що $k_s < x_s$, будуть виражатися залежністю:

$$U = U_0 - (x_s - k_s) \sqrt{3} I_K. \quad (7.7)$$

Тут потрібно зазначити, що у разі змін напруги, які спричинюють перехід СТК у нерегульований режим, його характеристика відповідає або нерегульованій ємності (струм реактора дорівнює нулю), або нерегульованій індуктивності (повністю відкриті тиристори, що регулюють струм реактора).

Нехай потрібно в умовах використання СТК з максимальним кутом регулювання ($\alpha=\pi/2$) забезпечити відхилення напруги на шинах підстанції у межах $\Delta U = U - U_0$ (рис. 7.8). Для $U_0 = U_{\text{НОМ}}$, отримаємо [22]:

$$\Delta U = (k_s - x_s) \frac{Q_{k.\min}}{U_{\text{НОМ}}}, \quad (7.8)$$

де $Q_{k.\min}$ – мінімальне значення потужності СТК (потужність КБ).

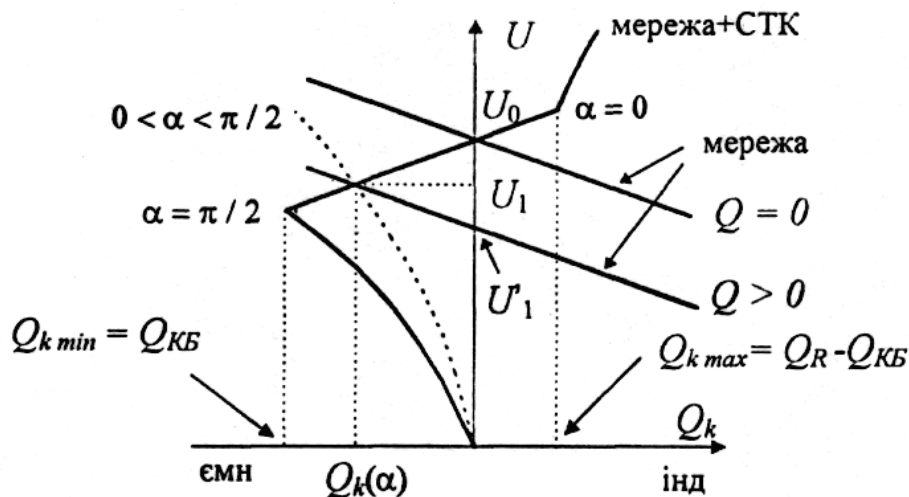


Рисунок 7.8 – Регулювання напруги у вузлі мережі за допомогою СТК

Звідси, підставивши $x_s = U_{\text{НОМ}}^2 / S_{\text{к.з.}}$, можна визначити необхідне відносне значення коефіцієнта статизму регулювання СТК:

$$k_s^* = \frac{U_0}{S_{\text{к.з.}}} + \frac{\Delta U}{Q_{k.\min}}. \quad (7.9)$$

Це означає, що для забезпечення потрібного статизму регулювання напруги в умовах конкретної підстанції ($S_{\text{к.з.}} = \text{const}$) у межах заданого допустимого відхилення напруги потрібно мати певну мінімальну встановлену потужність СТК.

За умови астатичного регулювання напруги на шинах підстанції ($k_s = x_s$) у мережі в кожний момент часу $U = U_0$.

За умови астатичного регулювання напруги на шинах підстанції ($k_s = x_s$) реактивна потужність дорівнює нулю, а, отже, втрати електроенергії будуть мінімальними.

Застосовуючи регулювання СТК з певним статизмом, будемо спостерігати збільшення втрат потужності в мережі. Взевши за базисну величину ΔW_k для $Q_k = 0$, можемо отримати залежність відносних втрат енергії в мережі, зумовлених передачею реактивної потужності, від статизму регулювання СТК [22]:

$$\Delta W = \Delta W_{\kappa} \left(1 - \frac{x_s}{k_s} \right)^2. \quad (7.10)$$

Видно, що збільшення чи зменшення статизму регулювання відносно $k_s / x_s = 1$ призводить до збільшення втрат енергії в мережі.

Однією з проблем компенсації впливу швидкозмінних навантажень на мережу живлення є забезпечення бажаної швидкодії компенсатора. Очевидно, що в реальних умовах завжди існує певний час запізнення компенсації, який зумовлений принципами вимірювання та обробки параметрів регулювання, а також особливостями силової схеми статичного компенсатора.

Для оцінення необхідної швидкодії компенсації реактивної потужності змінного навантаження за допомогою СТК в [22] розроблено частотний метод. Показано, що якщо коливання реактивної потужності навантаження відбуваються за гармонічним законом з частотою f і амплітудою ΔQ_f , то, маючи запізнення компенсації τ , можна визначити амплітуду залишкових відносних коливань реактивної потужності за формулою

$$R_Q = \frac{\Delta Q'_f}{\Delta Q_f} = \sqrt{1 + 1/\alpha^2 - (2/\alpha) \cos \omega \tau}, \quad (7.11)$$

де α – ступінь компенсації реактивної потужності;

$\Delta Q'_f$ – амплітуда коливань реактивної потужності після компенсації.

Показано, що зі збільшенням частоти коливань реактивної потужності навантаження у разі запізнення компенсації на час τ буде зростати величина некомпенсованих коливань реактивної потужності системи. Починаючи з деякої граничної частоти компенсатор буде підсилювати коливання реактивної потужності, і чим більшим є час запізнення компенсації τ , тим нижчим є значення граничної частоти. Це погіршує ефект компенсації загалом.

Вибір потужності СТК за значенням короткочасного флікера за методикою УІЕ здійснюють таким чином.

1) визначають необхідний коефіцієнт ослаблення флікера

$$K_{\text{оф}} = \frac{P_{St} - P_{St, \text{доп}}}{P_{St}}, \quad (7.12)$$

де $P_{St, \text{доп}}$ – допустиме значення короткочасного флікера (1,0);

2) за часом запізнення СТК, з рис. 7.9 визначають коефіцієнт фактичної компенсації $K_{\text{фк}}$;

3) визначають потужність СТК, ФКП та ТРГ

$$S_{\text{СТК}} = K_{\text{фк}} \Delta Q; \quad S_{\text{ФКП}} \geq S_{\text{СТК}}; \quad S_{\text{ТРГ}} \geq (1,1 \div 1,15) \cdot S_{\text{СТК}}. \quad (7.13)$$

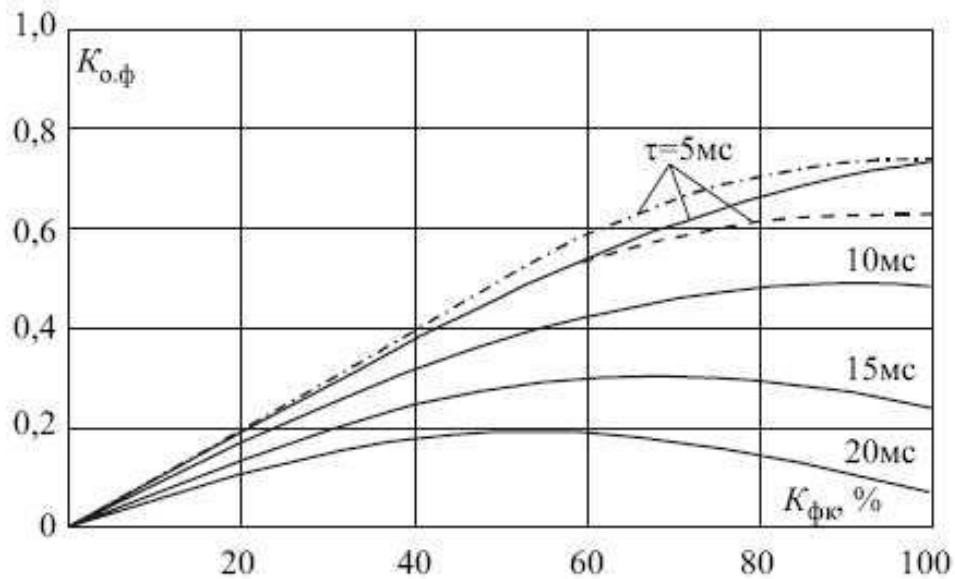


Рисунок 7.9 – Коефіцієнт ослаблення флікера залежно від ступеня його компенсації та затримки СТК

7.3 Системи керування СТК

Система керування СТК, що поставляються фірмою АВВ, є комбінованою і містить в собі прямий і зворотний канали (рис. 7.10) [23]. У прямому каналі розраховуються ортогональні d - q складові струму навантаження для прямої і зворотної послідовностей.

Ортогональні складові миттєвих струмів прямої послідовності в системі dq -координат:

$$\begin{aligned} i_d &= i_\alpha \cos(\omega t - \pi/2) + i_\beta \sin(\omega t - \pi/2); \\ i_q &= i_\alpha \sin(\omega t - \pi/2) - i_\beta \cos(\omega t - \pi/2). \end{aligned} \quad (7.14)$$

Ортогональні складові миттєвих струмів зворотної послідовності в системі dq -координат:

$$\begin{aligned} i_{d2} &= i_\alpha \cos(\omega t - \pi/2) - i_\beta \sin(\omega t - \pi/2); \\ i_{q2} &= i_\alpha \sin(\omega t - \pi/2) + i_\beta \cos(\omega t - \pi/2). \end{aligned} \quad (7.15)$$

Блоки фазового автоналаштування частоти (PLL 1–2) використовуються для коректної роботи перетворювачів ПК і СІФК в умовах спотворення форми напруги на секції 34,5 кВ.

Ортогональні складові прямих і зворотних послідовностей струмів і напруг розраховуються в блоках перетворення координат (ПК 1–4). Вихідні сигнали блоків ПК проходять через цифрові фільтри ковзного середнього (Ф1–Ф8), частота налаштування яких дорівнює 50 Гц.

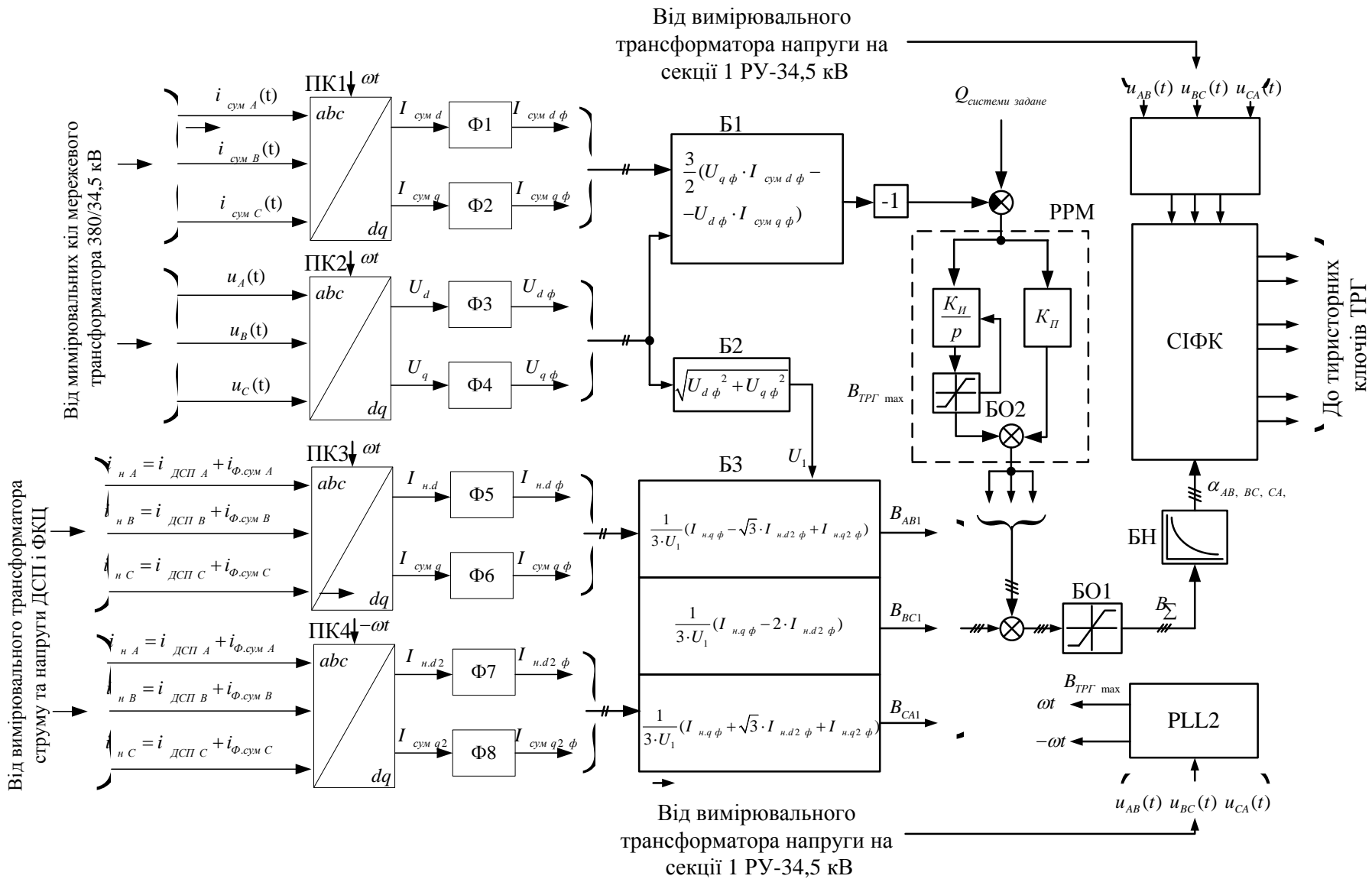


Рисунок 7.10 – Структурна схема системи керування СТК

Через несиметричний характер навантаження, статичному компенсатору необхідно мати пофазні регулювання для здійснення швидкодійного симетрування навантаження. Для цього формують необхідні значення реактивних провідностей фаз ТРГ за формулами Штейнметца:

$$\begin{aligned} V_{BC} &= \frac{1}{\sqrt{3}U_1} [(I''_1 - I''_{ex}) - 2I''_2]; \\ V_{CA} &= \frac{1}{\sqrt{3}U_1} [(I''_1 - I''_{ex}) + I''_2 - \sqrt{3}I'_2]; \\ V_{AB} &= \frac{1}{\sqrt{3}U_1} [(I''_1 - I''_{ex}) + I''_2 + \sqrt{3}I'_2], \end{aligned} \quad (7.16)$$

де I''_1, I''_{ex} – уявна складова струму прямої послідовності навантаження та його задане вхідне значення ($I''_{ex} = I'_1 \operatorname{tg} \varphi_{ex}$);

$\operatorname{tg} \varphi_{ex}$ – задане значення коефіцієнта реактивної потужності.

У прямому каналі здійснюється розрахунок необхідних значень реактивних провідностей фаз ТРГ ($V_{AB1}, V_{BC1}, V_{CA1}$) відповідно за поданими виразами. Обчислення цих провідностей проводиться в блоці Б1, на вхід якого надходять ортогональні складові прямої і зворотної послідовностей струму ДСП і ФКП. У блоці Б2 розраховується пряма послідовність фазної напруги U_1 , вона враховується під час розрахунку провідностей в блоці Б1.

Завдання на генерацію додаткової реактивної потужності реалізовано в каналі зворотного зв'язку, де формується коригувальний сигнал за різницею фактичної і заданої реактивної потужності. Завдяки каналу зворотного зв'язку з пропорційно-інтегральним регулятором є можливість змінювати задане значення реактивної потужності на вторинній стороні силових трансформаторів як в бік споживання Q з мережі, так і в бік її генерування.

Другий канал зі зворотним зв'язком містить в собі блок обчислення реактивної потужності за прямими послідовностям струмів і напруг (блок Б3) і ПІ-регулятор реактивної потужності. На виході регулятора формується додаткова складова реактивної провідності $V_{доп}$, яка підсумовується з вихідними сигналами блоку Б1. Величина $V_{доп}$ безпосередньо залежить від сигналу задання (уставки) на реактивну потужність комплексу $Q_{зад}$.

Сигнали сумарних реактивних провідностей $V_{сумAB,BC,CA}$ проходять через блоки обмеження (БО1) з уставкою $V_{ТРГmax}$ і надходять на входи блоків нелінійності (БТ), в яких реалізовано зворотну регулювальну характеристику ТРГ $\alpha=f(V)$. Сигнали задання на кути відмикання тиристорів ($\alpha_{AB}, \alpha_{BC}, \alpha_{CA}$) передаються в систему імпульсно-фазового

керування (СІФК), що працює на основі вертикального принципу. На виході СІФК формуються керівні імпульси, які подаються на входи керування тиристорних ключів ТРГ.

Застосування СТК для зменшення провалів напруги

В [24] запропоновано використати СТК 330 Мвар для зменшення провалів напруги у внутрішньозаводській мережі 34,5 кВ металургійного заводу ЗАТ «ММК Metalurji» в Туреччині. Завод отримує живлення по єдиній транзитній лінії електропередачі 380 кВ, що приходить від районної підстанції Erzin і відходить на інший великий металургійний комбінат Isdemir, розташований в декількох кілометрах від заводу ЗАТ «ММК Metalurji». Така ситуація є унікальною через те, що в своїй більшості великі металургійні підприємства мають як мінімум дві лінії живлення для здійснення функцій резервування електропостачання у разі виникнення аварій на одній з них.

Для безаварійного зупину виробництва за виникнення аварій в мережі живлення 380 кВ на заводі функціонує газотурбінна електростанція (ГТЕС) 15 МВ·А, потужності якої достатньо для живлення найбільш відповідальних електроприймачів. Синхронний генератор ГТЕС увімкнений постійно і працює паралельно з мережею живлення. В умовах відсутності резервної лінії 380 кВ будь-яке сильне збурення в мережі живлення передається на внутрішньозаводський рівень напругою 34,5 кВ і негативно впливає на режими роботи всіх електроприймачів.

Найбільш чутливими електроприймачами є потужні електроприводи клітей стану гарячої прокатки (2 чорнові кліті з високовольтними синхронними двигунами 6,6 МВт, 4 чистових кліті з двигунами 9,5 і 8,5 МВт). Всі синхронні двигуни клітей отримують живлення від перетворювачів частоти фірми АВВ, виконаних за силовою схемою з активним випрямлячем (система AFE – Active Front End). Досвід експлуатації різних систем ПЧ-АД і ПЧ-СД показує, що в умовах виникнення сильних провалів і несиметрії напруги має місце спрацювання захисту перетворювача і його вимкнення. Критичне значення рівня провалу напруги і його тривалість залежить від багатьох факторів, головними з яких є рівень напруги в колі постійного струму, а також значення струмів, які споживаються перетворювачем. За умови, що приводи клітей у разі виникнення провалу напруги працюють з номінальним навантаженням, критичні значення δU_t і $t_{\text{пров}}$ для перетворювачів АВВ становлять 15 % і 100 мс.

В умовах проходження повітряної лінії електропередачі 380 кВ через гірську місцевість провінції Натау, де нерідко виникають складні погодні умови, виникнення однофазних коротких замикань, що призводять до провалів напруги, відбувається досить часто. Аналіз статистики показує наявність великої кількості провалів напруги з глибиною $\delta U_t = 10\text{--}50\%$ і тривалістю $t_{\text{пров}} = 60\text{--}220$ мс. Більшість з них перевищують критичні

значення δU_t і $t_{\text{пров}}$ перетворювачів частоти стану гарячої прокатки і призводять до їх вимкнення.

Необхідно відзначити, що аварійне зупинення прокатного стану із застряганням смуги в прокатних клітках завдає серйозної шкоди металургійному виробництву. В середньому на усунення наслідків однієї аварії витрачається близько 1–2 годин часу. За умови, що стан гарячої прокатки працює в складі безперервного ливарно-прокатного комплексу, вимкнення електроприводів клітей призводить до зупинення і електросталеплавильного комплексу, що має серйозні наслідки для всього металургійного заводу.

Існує можливість зниження провалів напруги в мережі 34,5 кВ за рахунок використання резервів реактивної потужності СТК 330 Мвар, що функціонує в системі електропостачання заводу. Статичний тиристорний компенсатор за рахунок наявного пофазного регулювання здатний в потрібний момент часу виконати генерування реактивної потужності в тій фазі, де відбувся провал напруги.

Для дослідження цього явища в математичному пакеті MatLab з додатком Simulink було відтворено модель комплексу «ДСП-250 – СТК», на якій штучно відтворювалися провали напруги різної величини і тривалості. Дослідження на математичній моделі показали, що у разі використання традиційної системи керування СТК з регулятором реактивної потужності (див. рис. 7.10) має місце неправильна реакція СТК на несиметрію напруги і компенсатор у цьому випадку лише частково зменшує глибину провалу з 30 % до 18 %. У цьому випадку прямий канал керування, що відповідає за симетрування, реагує тільки на несиметрію струмів ДСП, а рівні напруги беруть участь в ньому тільки для розрахунку необхідних реактивних провідностей фаз ТРГ.

Для ефективної боротьби з провалами напруги було запропоновано використовувати вдосконалену систему керування СТК, в якій замість регулятора реактивної потужності використовують три незалежних пропорційно-інтегральних регулятори фазних напруг мережі 34,5 кВ. Завдяки новим елементам можна сформувати коригувальні сигнали на реактивні провідності фаз ТРГ $V_{\text{допАВ}}$, $V_{\text{С}}$, $V_{\text{СА}}$, які змінять підсумкові значення $V_{\Sigma\text{АВ}}$, $V_{\text{С}}$, $V_{\text{СА}}$ таким чином, щоб виключити несиметрію напруги.

Результати досліджень показали, що за використання вдосконаленої системи керування, СТК здатний усувати однофазні провали напруги глибиною до 30 % будь-якої тривалості.

Через інерцію системи керування СТК в початковий момент виникає провал 20 %, тривалість становить всього 30 мс. Після закінчення перехідного процесу напруга фази «А» стає такою, що дорівнює номінальному значенню. Зменшення значень δU_t і $t_{\text{пров}}$ до заданих рівнів є достатньою умовою для усунення вимкнень перетворювачів частоти головних електроприводів клітей стану гарячої прокатки.

Потрібно зазначити, що вищенаведені результати отримано з урахуванням того, що ДСП в момент виникнення провалу напруги було виведено з роботи, водночас СТК використовує всю свою наявну потужність для симетрування напруги. Під час роботи ДСП-250 із споживанням 150 МВт активної і 175 Мвар реактивної потужності, СТК може повністю компенсувати провал напруги 15 % або зменшити провал 30 % в два рази.

Існуюча система керування СТК MACH2 фірми АВВ передбачає можливість зміни закладених алгоритмів регулювання.

В [19] пропонується алгоритм прямого керування симетрувальними пристроями на основі вимірянних поточних значень реактивної потужності, дійсної та уявної складових умовної потужності зворотної послідовності:

$$\begin{aligned} Q_{BC}(t) &= \frac{1}{3}[Q(t) - 2Q_2(t)]; \\ Q_{CA}(t) &= \frac{1}{3}[Q(t) + Q_2(t) - \sqrt{3}P_2(t)]; \\ Q_{AB}(t) &= \frac{1}{3}[Q(t) + Q_2(t) + \sqrt{3}P_2(t)], \end{aligned} \quad (7.17)$$

де $Q(t)$, $P_2(t)$, $Q_2(t)$ – поточні значення відповідно реактивної потужності, дійсного і уявного складників умовної потужності зворотної послідовності навантаження.

Розглянуті вимірювальні перетворення покладено в основу системи керування СТК, розробленої в [25]. СТК (рис. 7.11) складається з компенсатора (К) і регулятора (Р).

Для отримання інформації про активну та реактивну потужності, дійсну та уявну складові умовної потужності зворотної послідовності використано підхід, оснований на використанні інтегрування ортогональних миттєвих потужностей на кожному інтервалі часу тривалістю півперіоду ($T/2$)

$$P(t) = \frac{1,5}{T/2} \int_{t-T/2}^t (u_\alpha i_\alpha + u_\beta i_\beta) dt; \quad Q(t) = \frac{1,5}{T/2} \int_{t-T/2}^t (u_\alpha' i_\alpha + u_\beta' i_\beta) dt, \quad (7.18)$$

$$P_2(t) = \frac{1,5}{T/2} \int_{t-T/2}^t (u_\alpha i_\alpha - u_\beta i_\beta) dt; \quad Q_2(t) = \frac{1,5}{T/2} \int_{t-T/2}^t (u_\alpha' i_\alpha - u_\beta' i_\beta) dt. \quad (7.19)$$

Компенсатор містить приєднані до мережі паралельно навантаженню трифазні силові фільтри (ТСФ), кожен з яких виконаний з послідовно з'єднаних конденсаторів і фільтрових реакторів, увімкнених в зірку, та тиристорно-реакторну групу (ТРГ), з'єднану в трикутник.

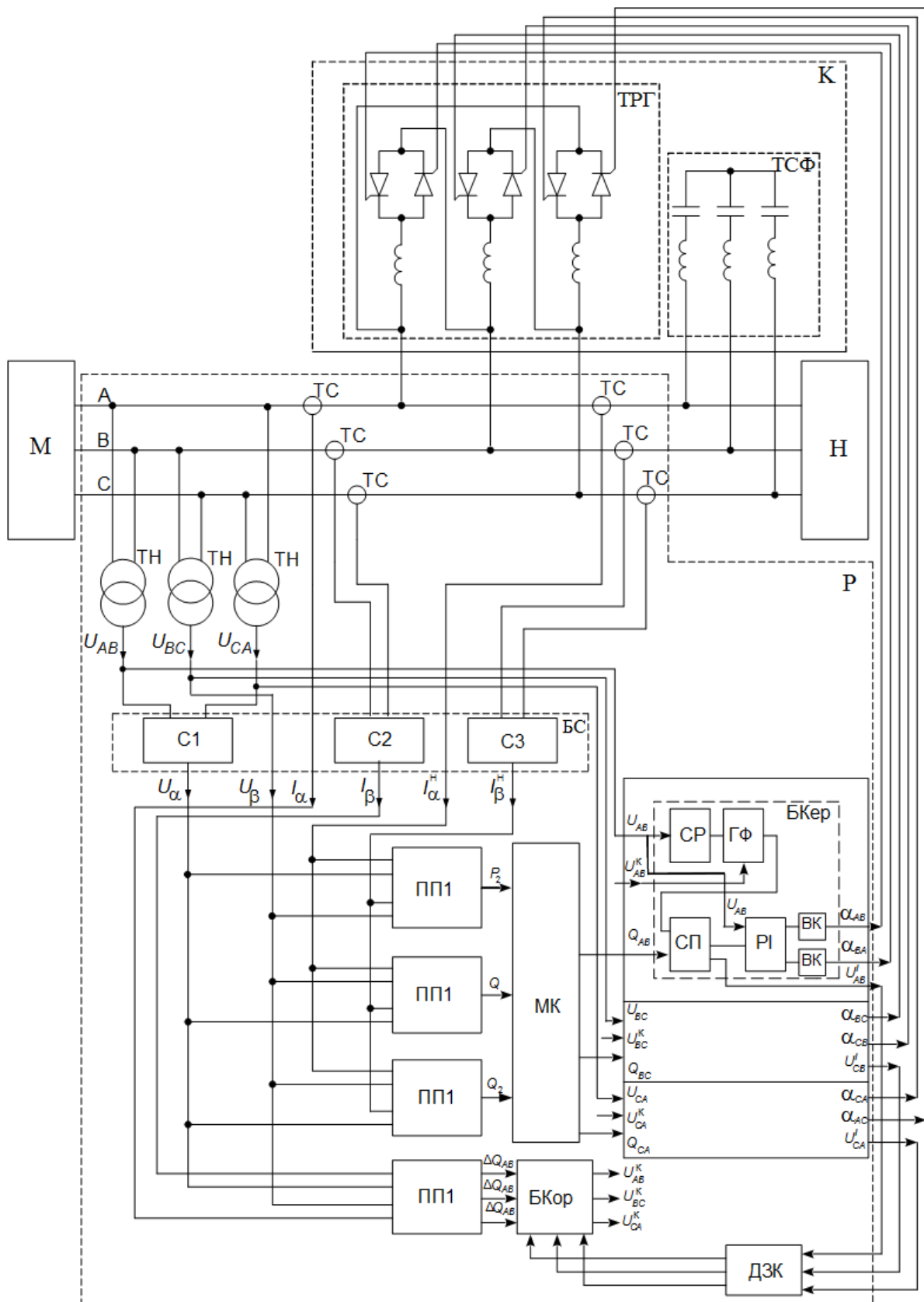


Рисунок 7.11 – Структурна схема системи керування СТК

Регулятор містить три трансформатори напруги ТН, шість трансформаторів струму мережі ТС1 та навантаження ТС2, блок суматорів

(БС), до складу якого входять три суматори (С), чотири перетворювачі потужності (ПП), датчик зони керування (ДЗК), блок корекції (Бкор) та блок керування (Бкер), в кожен із трьох каналів якого входить синхронізатор (СР), що виконує функцію фазового налаштування частоти, генератор функцій (ГФ), схема порівняння (СП), що задає для фази тиристорно-реакторної групи зону керування, за якої діапазон зміни сигналу відповідає діапазону зміни потужності тиристорно-реакторної групи, розподільник імпульсів (РІ) та два вихідних каскади (ВК), мікроконтролер (МК).

За допомогою трьох трансформаторів напруги мережі ТН, трьох трансформаторів струму мережі ТС1, трьох трансформаторів струму навантаження ТС2 та блока суматорів БС формуються ортогональні напруги та струми

$$\begin{aligned} u_{\alpha}(t) &= \frac{1}{3}(u_{AB}(t) - u_{CA}(t)); & u_{\beta}(t) &= \frac{1}{\sqrt{3}}u_{BC}(t); \\ i_{\alpha}(t) &= i_A(t); & i_{\beta}(t) &= \frac{1}{\sqrt{3}}(i_B(t) - i_C(t)); \\ i_{\alpha}^H(t) &= i_A^H(t); & i_{\beta}^H(t) &= \frac{1}{\sqrt{3}}(i_B^H(t) - i_C^H(t)), \end{aligned} \quad (7.20)$$

де $u_{AB}(t)$; $u_{BC}(t)$; $u_{CA}(t)$ – миттєві лінійні напруги;

$i_A(t)$; $i_B(t)$; $i_C(t)$ – струми мережі, отримані за допомогою ТС1;

$i_A^H(t)$; $i_B^H(t)$; $i_C^H(t)$ – струми навантаження, отримані за допомогою ТС2.

Недоліком вимірювальних кіл є те, що перехідні характеристики вимірювального каналу для величин P_2 , Q_2 , в основу реалізації якого покладено формули (7.19), мають значне перерегулювання (рис. 7.12), що негативно впливатиме на стійкість динамічної системи компенсації реактивної потужності. Хоча, разом з цим, перехідний процес закінчується за півперіоду напруги живлення, після чого встановлюється усталений режим, в якому результати вимірювань практично не залежать від часу.

Для вирішення цієї проблеми пропонується [26] використання інтегральних величин, які в усталеному режимі дають однаковий результат з (7.19), у такому вигляді:

$$P_2(t) = \frac{1,5}{T/2} \int_{t-T/2}^t (u_{\alpha} i_{\alpha} - u_{\beta} i_{\beta}') dt; \quad Q_2(t) = \frac{1,5}{T/2} \int_{t-T/2}^t (u_{\alpha} i_{\alpha}' + u_{\beta} i_{\beta}') dt, \quad (7.21)$$

Результат, як видно з рис. 7.13, на якому зображено перехідні процеси для величин P_2 , Q_2 , визначені за формулою (7.21), – за накиду навантаження перерегулювання вимірювального каналу істотно зменшується.

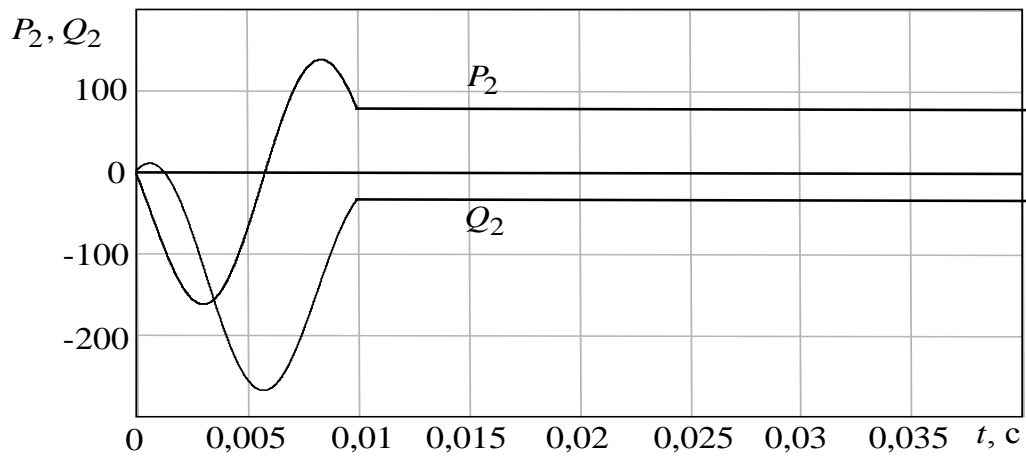


Рисунок 7.12 – Перехідні характеристики вимірювального каналу для величин P_2, Q_2 , визначених за формулою (7.17)

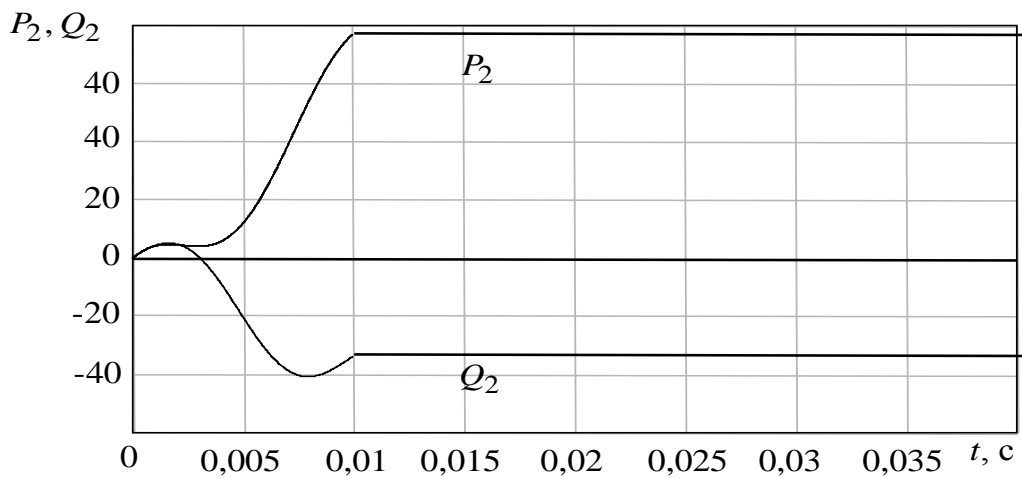


Рисунок 7.13 – Перехідні характеристики вимірювального каналу для величин P_2, Q_2 , визначених за формулою (7.19)

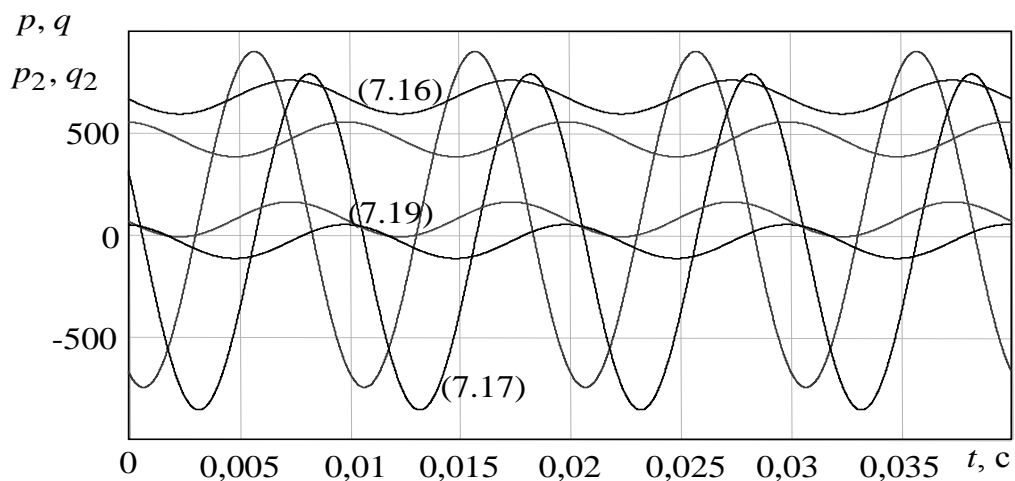


Рисунок 7.14 – Характер залежностей поточних значень підінтегральних величин p, q та p_2, q_2 , використаних в формулах (7.17), (7.17), (7.20)

Відсутність перерегулювання можна пояснити меншими амплітудами коливного процесу поточних значень підінтегральних величин p, q та p_2, q_2 (рис. 7.14), з використанням яких визначаються інтегральні значення P, Q та P_2, Q_2 за формулами (7.18) і (7.21), на відміну від поточних значень підінтегральних величин p_2, q_2 , з використанням яких визначаються інтегральні значення P_2, Q_2 за формулою (7.19).

Аналіз похибок, зумовлених несиметрією напруги живлення та несинусоїдністю струму навантаження, показує, що методична похибка визначення потужностей P, Q та P_2, Q_2 несиметричного навантаження відсутня.

Модель для дослідження СТК у середовищі Simulink пакета прикладних програм Matlab наведено на рис. 7.15 [27, 28]. Модель складається з джерела живлення, навантаження, компенсатора, вимірювального каналу та регулятора. Компенсатор виконаний на основі тиристорно-регульованого силового блока установки. Основою вимірювального каналу є багатоканальний вимірювальний перетворювач потужності (рис. 7.16). Для його реалізації використано підпрограму визначення ковзного інтеграла. Регулятор містить блок формування потужностей фаз (див. рис. 7.17), блок ПІ-регуляторів і систему імпульсно-фазового керування (рис. 7.18).

Графіки перехідних процесів активної та реактивної потужностей наведено на рис. 7.19, а дійсної та уявної складових умовної потужності зворотної послідовності – на рис. 7.20.

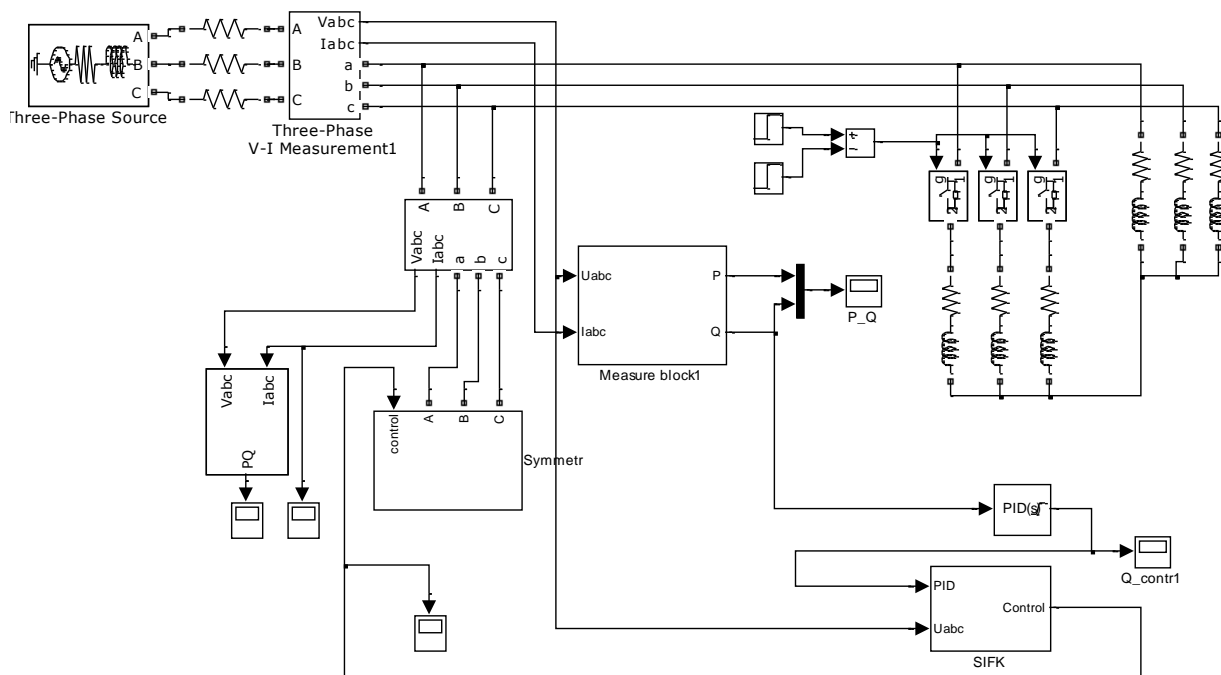


Рисунок 7.15 – Matlab-модель для дослідження СТК

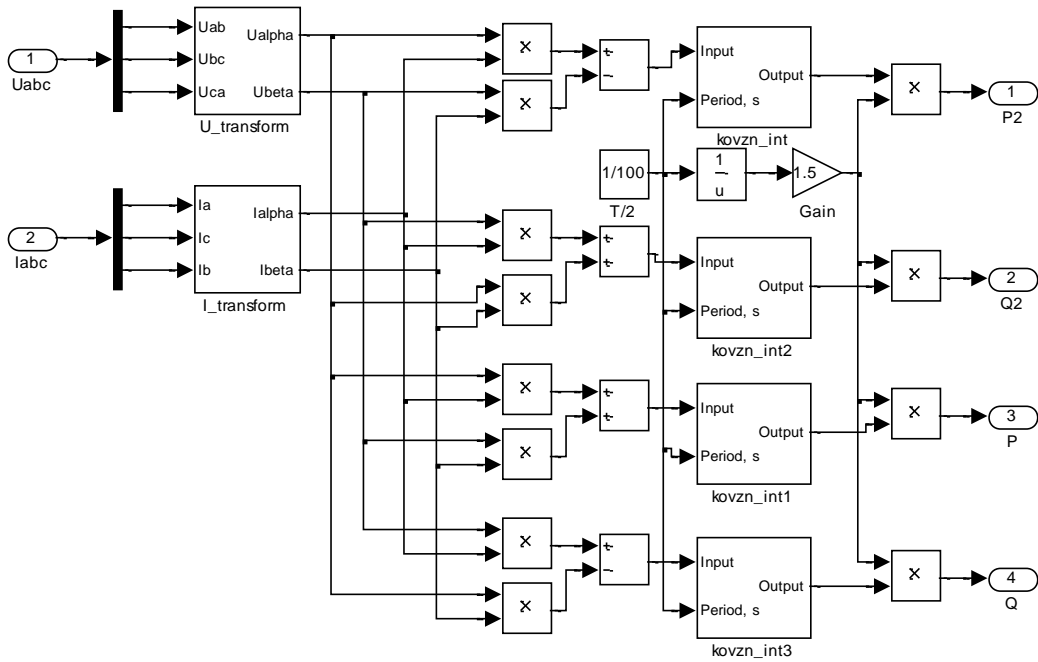


Рисунок 7.16 – Модель вимірювальних перетворень складових потужностей

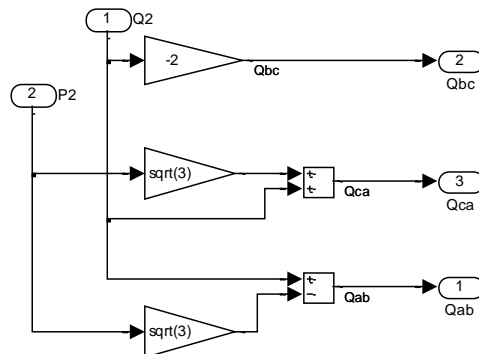


Рисунок 7.17 – Модель формування реактивних потужностей фаз симетрувального пристрою

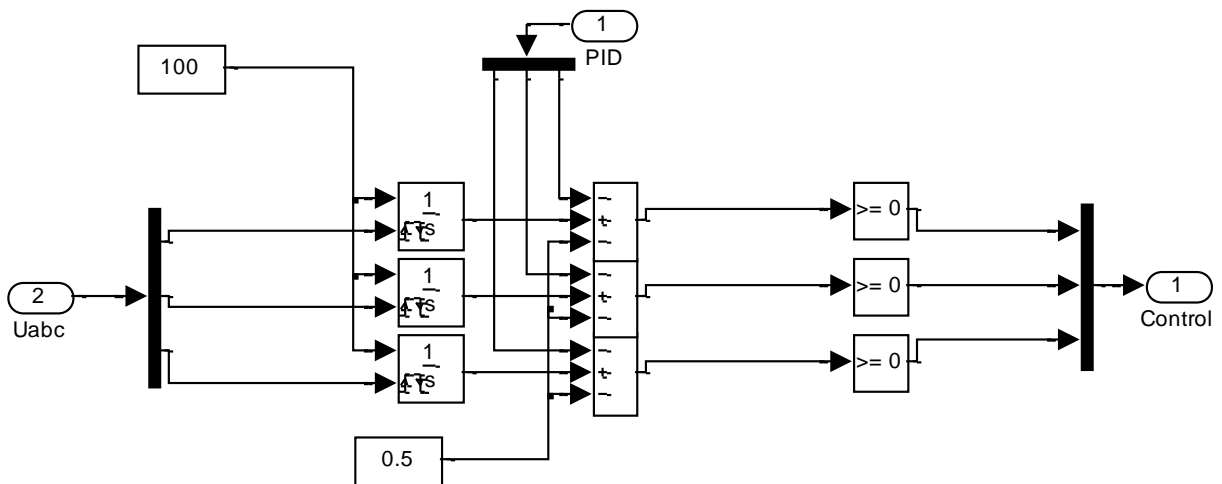


Рисунок 7.18 – Модель системи імпульсно-фазового керування

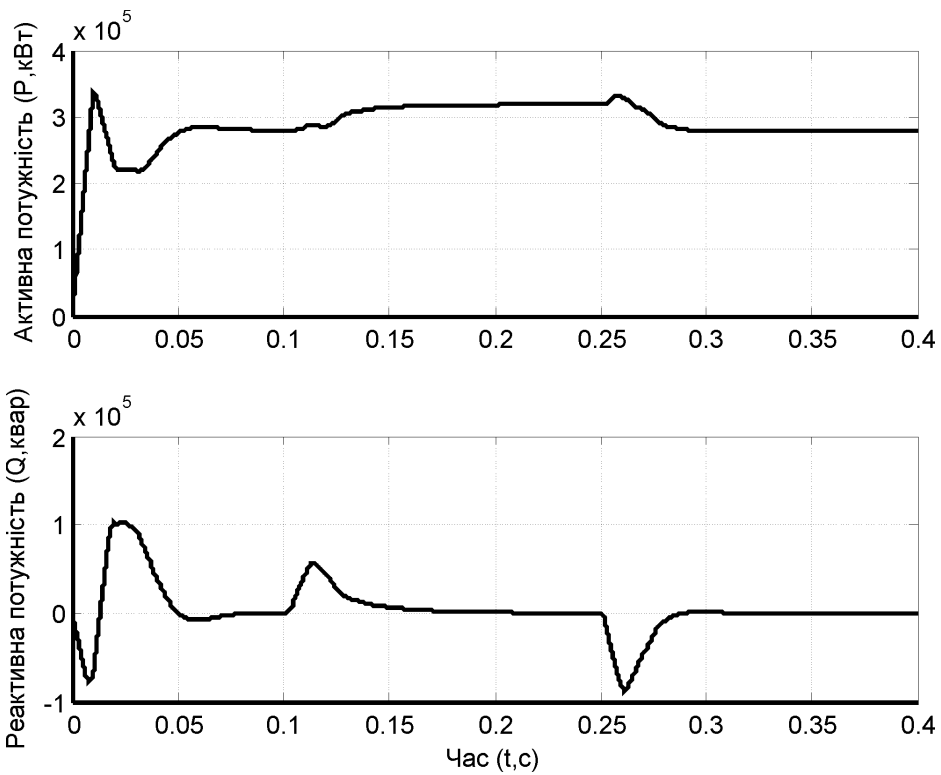


Рисунок 7.19 – Графіки перехідних процесів під час регулювання реактивної потужності за відхиленням з використанням ПІ-регулятора

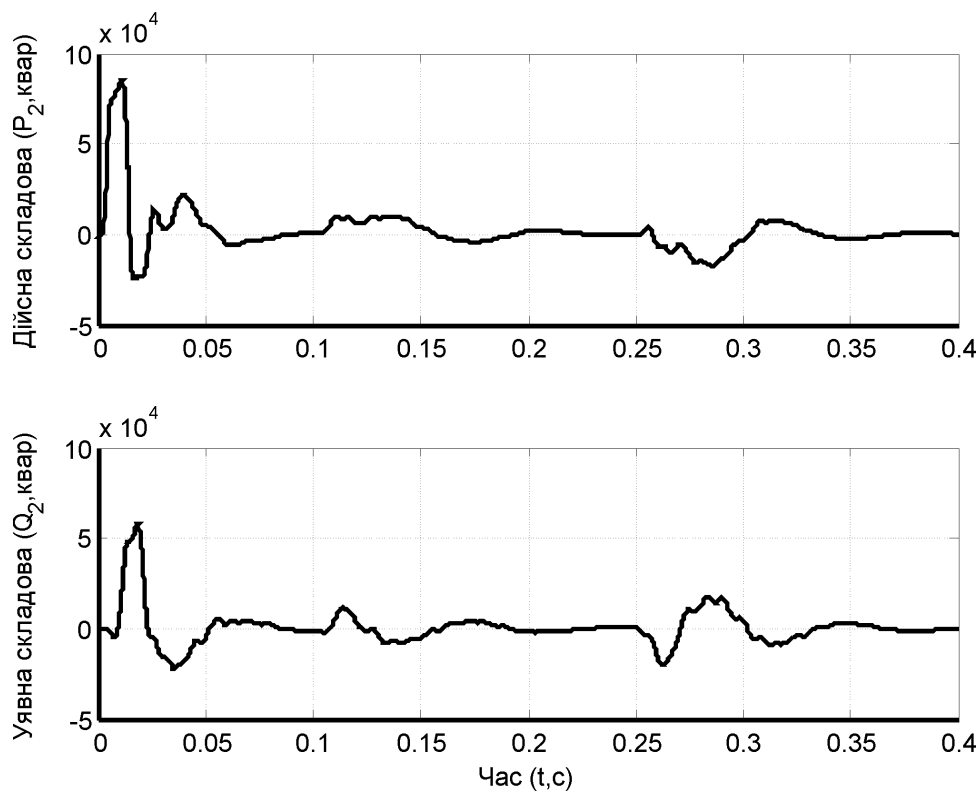


Рисунок 7.20 – Графіки перехідних процесів складових умовної потужності зворотної послідовності під час симетрування навантаження з використанням ПІ-регуляторів

Моделювання проводились за:

- накиду трифазного навантаження в момент часу $t=0$,
- накиду додаткового трифазного навантаження в момент часу $t=0,1$ с,
- скиду додаткового навантаження в момент часу $t=0,25$ с.

Критерієм регулювання є мінімум реактивної потужності.

Як видно з наведених рисунків, час запізнення установок динамічної компенсації реактивної потужності на базі СТК для контуру регулювання реактивної потужності за відхиленням становить приблизно 25 мс, а час запізнення для контуру симетрування становить приблизно 80 мс.

8 СТАТИЧНІ СИНХРОННІ КОМПЕНСАТОРИ

8.1 Принцип роботи СТАТКОМ

Наприкінці 1980-х рр. з'явилися повністю керовані тиристори ГТО з частотним діапазоном комутації до 300 Гц, малим спадом напруги в провідному стані за робочих напруг до 2 кВ, а на початку 1990-х з'явилися транзистори IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor – біполярні транзистори з ізолюваним затвором) з частотним діапазоном комутації до 8 кГц. Пізніше з'явилися тиристори IGCT (Insulated Gate Controlled Thyristor – керовані тиристори з ізолюваним затвором) і транзистори IEGT (Injection Enhanced Insulated Gate Bipolar Transistor).

В області напруг від 600 В до 1700 В кращими ключовими елементами вважаються транзисторні модулі IGBT [29]. В останні роки IGBT успішно конкурують з тиристорами різної модифікації і в області більш високих напруг. З потужних IGBT можна відзначити модулі типу FZ600R65KF1В фірми EUPEC, розраховані на струм 600 А і напруга 6500 В, модулі типу FZ3600R17KE3 тієї ж фірми, розраховані на струм 3600 А і напругу 1700 В, модулі типу SM900NB-90H фірми Mitsubishi, розраховані на струм 900 А і напругу 4500 В.

До недоліків IGBT відносять відносно великий спад напруги на відкритих транзисторах порівняно з тиристорами різного виконання. Однак це компенсується високою стійкістю до коротких замикань, меншими комутаційними втратами енергії, меншим часом перемикання, простішими снабберними колами. У випадках виконання монтажу з малими індуктивностями зв'язків снабберні кола можуть бути відсутніми.

Суттєва перевага приладів IGBT полягає також в тому, що вони мають модульну конструкцію. Причому елементи схеми модуля мають електричну ізоляцію щодо відводу тепла (ізолюваного корпусу). Це спрощує конструювання перетворювачів.

Необхідно відмітити створення транзисторів типу IEGT, які мають усі переваги IGBT приладів, але менші спади напруги в відкритому стані. Пакет IEGT 4,5 кВ, 2100 А використовується з 1999 року в трирівневому інверторі 8 МВ·А. Транзистори IEGT мають втричі менші розміри, ніж конкуруючі з ними ГТО-тиристори, компенсатор на них має вдвічі менші втрати, ніж на ГТО-тиристорах. Компанія Toshiba розробляє наступну версію транзисторів IEGT (trench-gate) із значно меншими втратами провідності та комутації. Зовсім недавно був розроблений IEGT пакет 4,5 кВ, 2600 А з використанням тієї самої кількості чипів (42), що і 2100 А пакет. Це дозволило ввести в експлуатацію інвертор 10 МВ·А.

Водночас повністю керовані тиристори, зокрема типу IGCT, також знаходять широке застосування в області високовольтних перетворювачів великої потужності. Основна перевага цих приладів полягає в тому, що вони мають малий спад напруги у відкритому стані.

Нова елементна база дала можливість створити новий клас перетворювачів – автономних інверторів напруги і статичних синхронних компенсаторів на їх основі [20]. В перетворювачах напруги використовують напівпровідникові прилади, які можна як увімкнути, так і вимкнути. Це відрізняє перетворювачі напруги від перетворювачів струму, в яких застосовуються тиристори, для комутації яких використовується природна (лінійна) комутація. В перетворювачах напруги використана штучна (схемна) комутація, яка може здійснюватися багато разів на кожному періоді частоти мережі, в той час як комутація тиристорів відбувається один раз за період. Ця особливість перетворювачів напруги дозволяє модулювати струм та напругу і забезпечувати майже синусоїдну напругу на затискачах змінного струму, а також регулювати коефіцієнт потужності. Більш того, зміна напрямку потоку потужності через перетворювач напруги може бути виконана не тільки шляхом змінення полярності напруги, як у перетворювачах струму, а й зміненням напрямку струму на стороні постійного струму.

На рис. 8.1 зображено схему СТАТКОМ на базі трифазного мостового інвертора напруги. Необхідними елементами інвертора є конденсатор C_d на затискачах постійного струму і реактори L_f на стороні змінного струму.

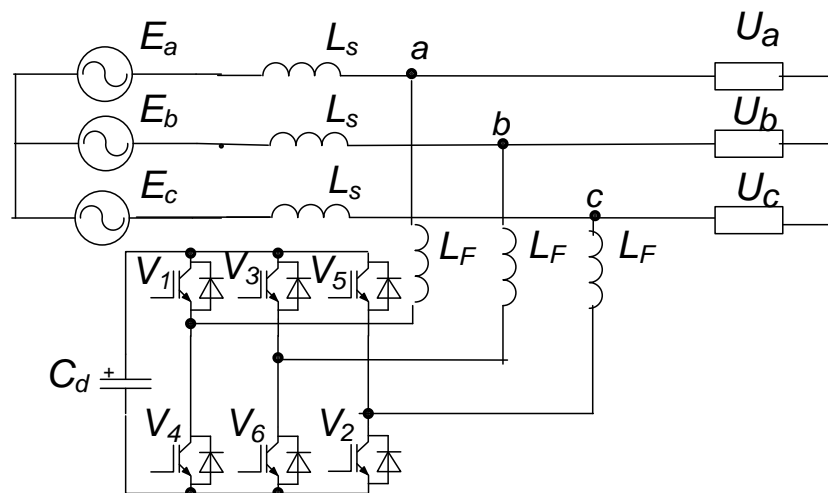


Рисунок 8.1 – Схема СТАТКОМ на базі трифазного мостового інвертора напруги

Можна виділити два варіанти виконання перетворювачів напруги залежно від їх елементної бази. Перший з них оснований на використанні тиристорів GTO. Схема такого перетворювача працює за принципом змінного перемикача, в якому вентиля кожної фази включаються по чергову з певним інтервалом. Як результат – перетворювач створює ступеневу напругу на стороні змінного струму. Часові діаграми трифазного мостового інвертора на тиристорах GTO за режиму 180-градусної провідності зображено на рис. 8.2.

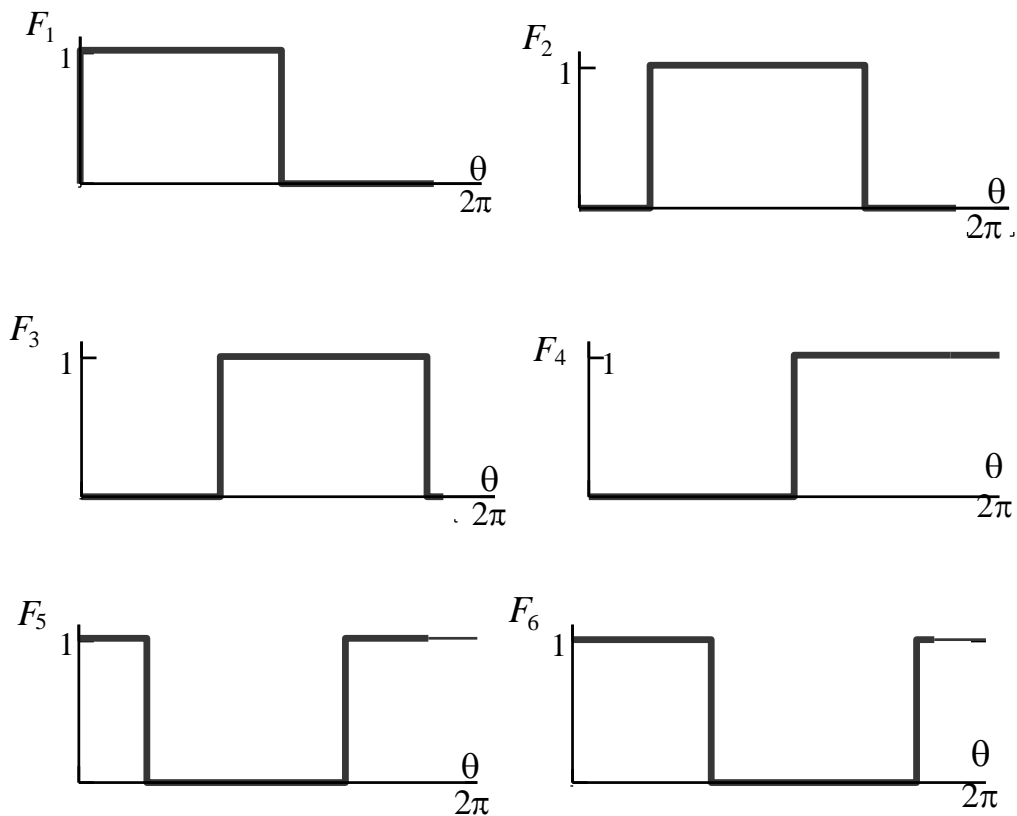


Рисунок 8.2 – Часові діаграми трифазного мостового інвертора за режиму 180-градусної провідності

У другому випадку використовується ШІМ і схема інвертора напруги, побудована на силових транзисторах.

На рис. 8.3 подано дворівневу синусоїдну ШІМ напругу. В моменти, коли опорна напруга дорівнює напрузі керування, здійснюються перемикання транзисторів. Якщо напруга керування синусоїдна і її амплітуда не перевищує амплітуду опорної напруги, то вважається, що перетворювач працює в режимі синусоїдної ШІМ.

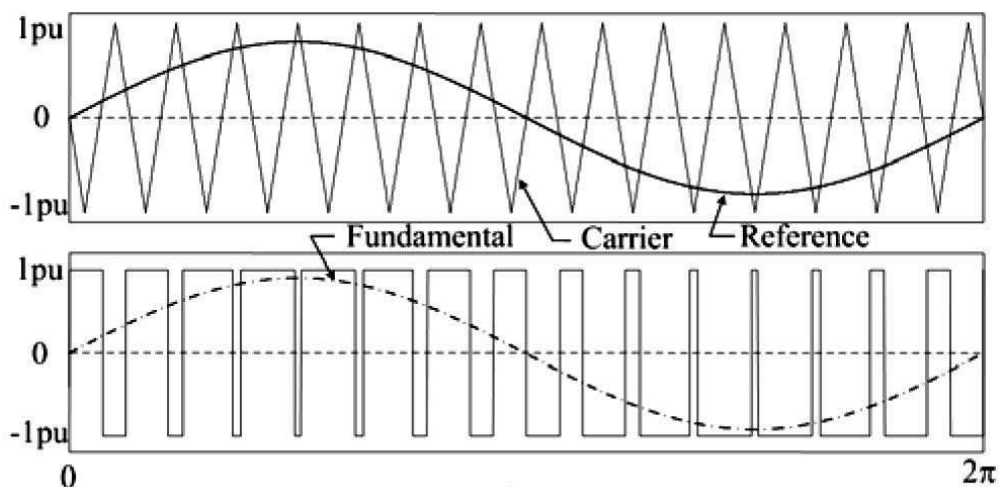


Рисунок 8.3 – Синусоїдна дворівнева ШІМ напруга

ШІМ забезпечує:

- плавну безударну зміну форми вихідної напруги інвертора в усьому діапазоні регулювання, її повну симетрію, а також лінійність регульовальної характеристики інвертора;

- підвищення швидкодії і точності обчислення параметрів модульованих сигналів, покращення динамічних властивостей систем.

Трирівневі інвертори з фіксованою нейтральною точкою (NPC) розроблені Nabae, Magi та Takahashi в 1981 році (рис. 8.4).

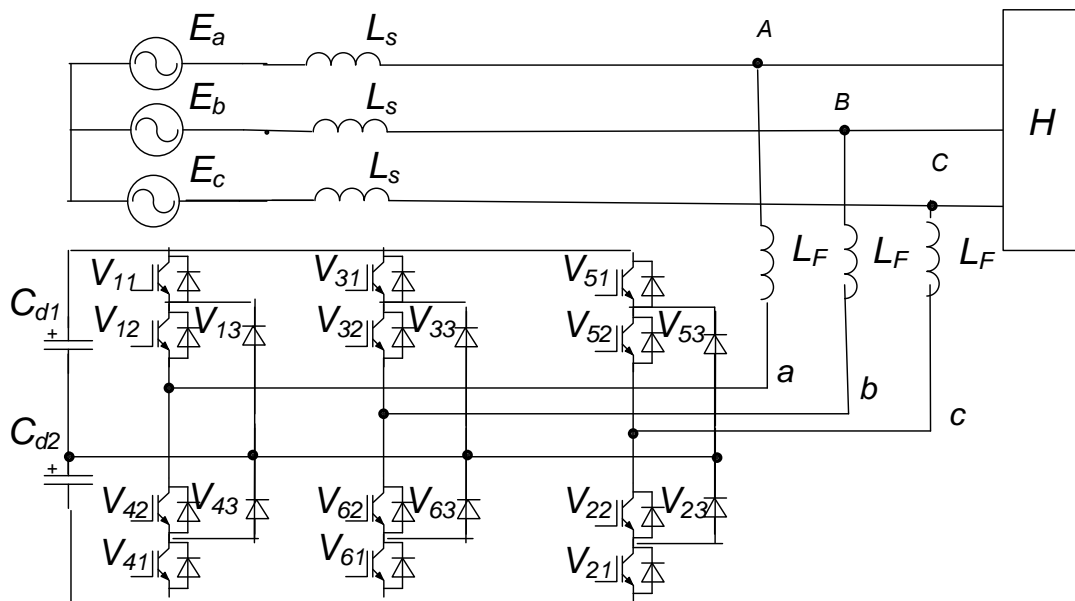


Рисунок 8.4 – Схема СТАТКОМ на базі трирівневого NPC-інвертора

Формування додатних напівхвиль фазних напруг на виході інвертора здійснюється одночасними комутаціями основних ключів верхніх плечей (V_{k1}) з відповідними допоміжними ключами нижніх плечей (V_{j2}), у такому разі допоміжні ключі верхніх плечей (V_{k2}) включені.

Формування від’ємних напівхвиль фазних напруг на виході інвертора здійснюється одночасними комутаціями основних ключів нижніх плечей (V_{j1}) з відповідними допоміжними ключами верхніх плечей (V_{k2}) за режиму допоміжних ключів нижніх плечей (V_{j2}) – «включені».

В [30] виконано порівняння дворівневої і трирівневої (NPC) схем СТАТКОМ з ШІМ. Внаслідок порівняння отримано таке:

- виконаний аналіз втрат дозволяє оцінити їх на рівні близько 3 % для перетворювача, виконаного за дворівневою схемою, і на рівні 2 % для перетворювача, виконаного за трирівневою схемою;

- як показали розрахунки, оптимальна несуча частота ШІМ для дворівневої схеми вища, ніж для трирівневої;

- в трирівневому ВПН відсутня частина комбінаційних гармонік порядків $(ne+k)$, де $e = f_{\text{ШІМ}}/50$, за парних значень k , а також гармоніки, кратні частоті $f_{\text{ШІМ}}$;

- в трирівневому перетворювачі коефіцієнт гармонічного спотворення в $\sim 1,7$ раза менший, ніж в дворівневому за однакової частоти ШІМ.

Схему трирівневого СТАТКОМ на базі однофазної Н-мостової схеми інвертора напруги показано на рис. 8.5. Інвертор містить 12 активних однонаправлених ключів з інверсними діодами.

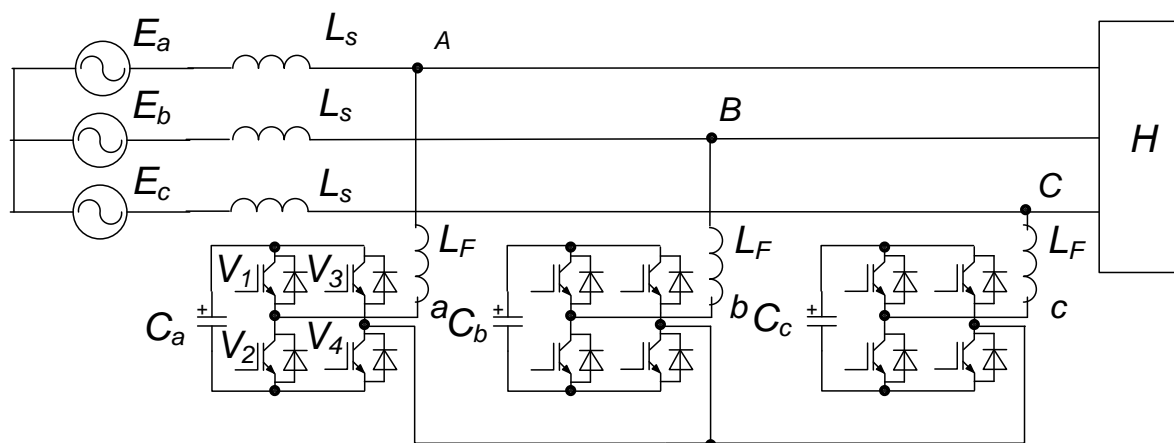


Рисунок 8.5 – Схема СТАТКОМ на базі трьох одномостових інверторів

У стані «+» діагональні транзистори (V_1, V_4) проводять струм, а в стані «-» струм проводять транзистори (V_3, V_2). Стан «0» може бути забезпечено двома методами залежно від напрямку фазного струму. Коли обидва верхніх (V_1, V_3) або нижніх (V_2, V_4) транзистори відкриваються, вихідна напруга стає нульовою. Таким чином, проста Н-мостова схема здатна формувати три незалежних рівні напруги.

Для додатного фазного струму комутація ($+ \rightarrow 0$) задається у разі виключення V_1 в першому плечі, водночас V_4 залишається включеним. Після замикання V_1 , струм починає протікати через D_2 . Після паузи включається ключ V_2 . Обидва ключі в першому плечі беруть участь в цьому робочому циклі; в цьому випадку основна частина втрат виключно створюється V_1 .

Трирівневі транзисторні та тиристорні інвертори, випрямлячі і перетворювачі частоти широко застосовуються. Наприклад, на залізницях Японії електропоїзди обладнані тяговими приводами з трирівневими транзисторними інверторами фірми НІТАСНІ. Трирівневі інвертори використовуються також в перетворювачах власних потреб електропоїздів, в статичних компенсаторах та ін.

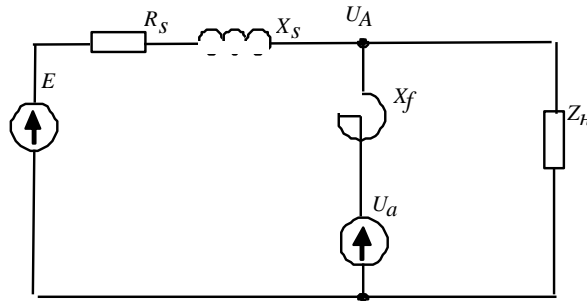
Схему заміщення вузла мережі із СТАТКОМом і векторні діаграми зображено на рис. 8.6.

З векторних діаграм впливає:

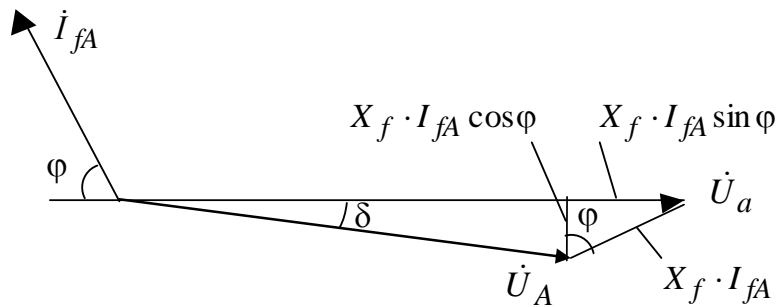
$$X_f \cdot I_{fA} \cos \varphi = U_A \sin \delta; \quad X_f \cdot I_{fA} \cdot \sin \varphi = U_a - U_A \cos \delta.$$

Домноживши ліву та праву частини рівнянь на напругу U_a , дістанемо вирази для активної та реактивної потужностей, що генеруються СТАТКОМом:

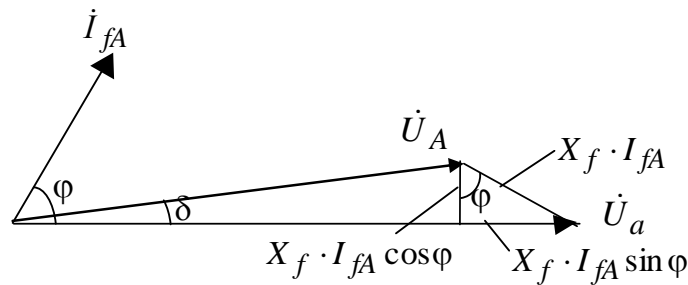
$$P = \frac{U_A \cdot U_a}{X_f} \sin \delta; \quad Q = \frac{U_A \cdot U_a}{X_f} \left(\frac{U_a}{U_A} - \cos \delta \right). \quad (8.1)$$



а)



б)



в)

Рисунок 8.6 – Схема заміщення та векторні діаграми вузла мережі із СТАТКОМом

Якщо $\delta = 0$, то $P = 0$; $Q = \frac{U_A \cdot U_a}{X_f} \left(\frac{U_a}{U_A} - 1 \right)$. Якщо ще й $U_a > U_A$, то

відбувається генерування реактивної потужності.

Зі збільшенням кута δ (рис. 8.6, б) починається генерування активної потужності з одночасним збільшенням генерування реактивної потужності. Зі зміною знака кута δ (рис. 8.6, в) починається споживання активної потужності з одночасним збільшенням генерування реактивної потужності.

Головною перевагою СТАТКОМ є здатність генерувати струм будь-якої фази відносно напруги мережі. Отже, СТАТКОМ має таку функціональну особливість як векторне регулювання, яка полягає в здатності компенсатора одночасно змінювати модуль і фазу напруги, що підкреслює перевагу цього пристрою над СТК.

Умови симетрування струмів отримують з критеріїв повної або часткової компенсації реактивної складової струму прямої послідовності I_1 та обох складових струмів зворотної I_2 й нульової I_0 послідовностей навантаження. Комплексні струми фаз компенсатора, які для зручності інтерпретації результатів орієнтовані відносно відповідних фазних напруг, можуть бути визначені за формулою:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -jk \operatorname{Im} \dot{I}_1 \\ -\dot{I}_2 \\ -\dot{I}_0 \end{bmatrix}, \quad (8.2)$$

де матриця перетворення з метою орієнтації комплексних фазних струмів відносно напруг отримана з використанням матриці Фортеск'ю, другий рядок якої домножено на a , а третій – на a^2 ;

$a = e^{j120^\circ}$ – фазовий оператор;

k – ступінь компенсації реактивної потужності;

В табл. 8.1 наведено результати розрахунку несиметричного режиму за наявності навантажень на двох фазах BC і CA і відсутності навантаження на фазі AB , а також значення компенсаційних струмів фаз, які мають бути сформовані СТАТКОМ для симетрування навантажень і компенсації реактивної потужності за $k=1$ та $k=0$.

Таблиця 8.1 – Струми навантаження і компенсаційні струми СТАТКОМ

Струми фаз	Струми навантаження, А	Розрахункові струми СТАТКОМ ($k=1$), А	Розрахункові струми СТАТКОМ ($k=0$), А
Струм фази А	10,5-j63,3	34,4+j63,3	34,4+j4,9
Струм фази В	58,0-j26,1	-13,0+j26,1	-13,0-j32,3
Струм фази С	66,4-j85,8	-21,4+j85,8	-21,4+j27,4

З наведеної таблиці впливає відносно простий алгоритм керування СТАТКОМ. Суть керування полягає в роздільному пофазному вирівнюванні активної та реактивної складових струму навантаження. За $k=1$ СТАТКОМ пофазно компенсує реактивні складові струмів з одночасним вирівнюванням активних складових струмів навантаження. За $k=0$ активні та реактивні складові струмів вирівнюються шляхом перерозподілення їх між фазами. В наведеному випадку СТАТКОМ

споживає активну потужність з фази A і віддає в фази B та C . За $k=0$ реактивна потужність споживається фазою B і віддається в фази A та C .

Моделювання роботи СТАТКОМ виконано з використанням схеми трирівневого інвертора з частотою широтно-імпульсної модуляції 1 кГц в режимі 180-градусної провідності вентилів. Часові залежності напруг на реакторі фази A та струмів фаз в режимі компенсації реактивної потужності за допомогою СТАТКОМ зображено на рис. 8.7.

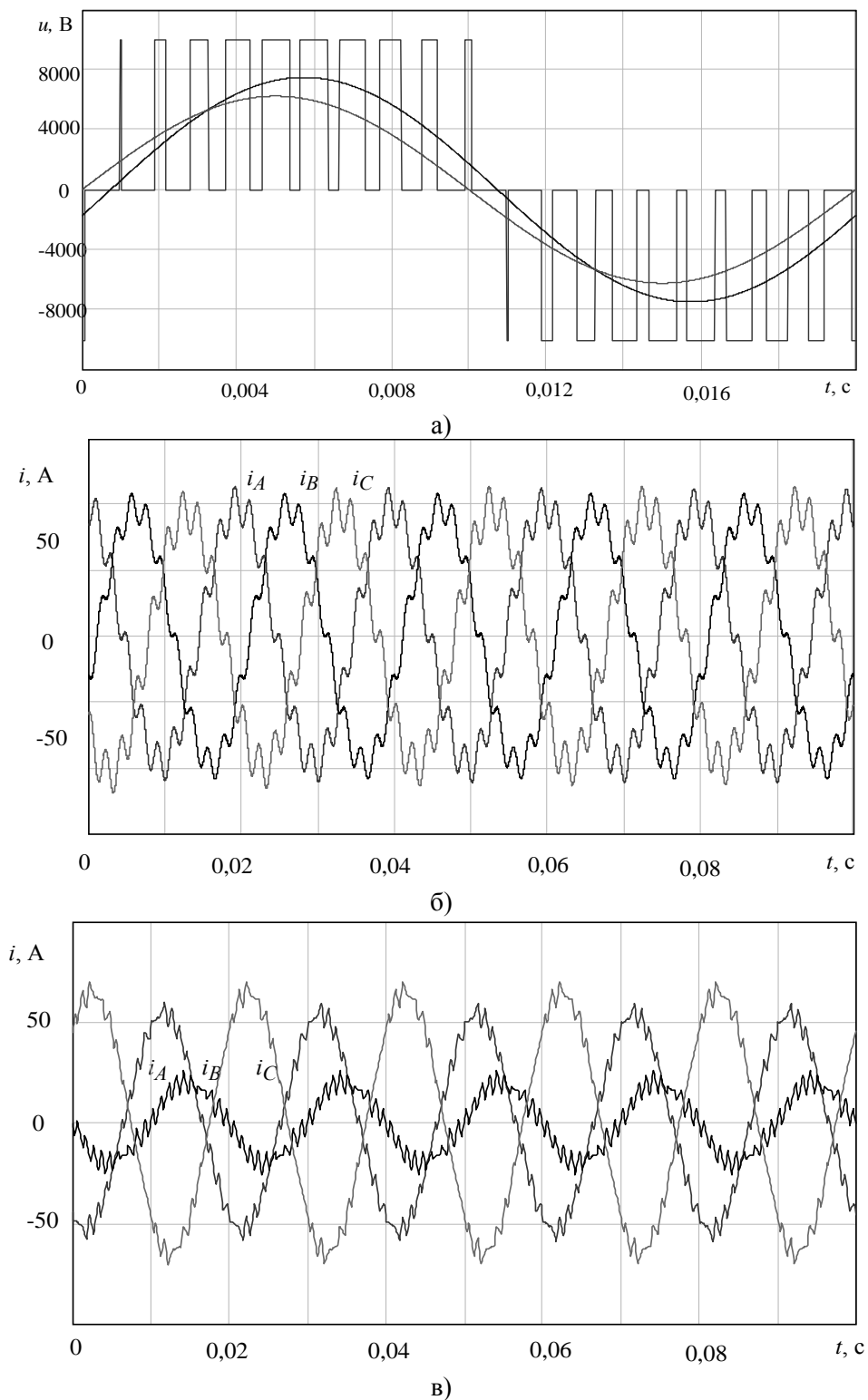


Рисунок 8.7 – Часові залежності напруг фази A і струмів фаз СТАТКОМ

Завдяки використанню методу ШІМ, вміст паразитних гармонік в фазному струмі дуже малий, що виключає необхідність застосування потужних фільтрокомпенсувальних пристроїв в схемі СТАТКОМа.

Більш висока частота комутації дозволяє поліпшити гармонічний склад напруги на виході перетворювача і дає можливість застосовувати менш потужний фільтр для придушення вищих гармонік в області частоти комутації. Задовільний гармонічний склад напруги на виході обраного перетворювача можна отримати, застосовуючи алгоритми широтно-імпульсної модуляції (ШІМ) з частотою комутації, набагато більшою від частоти мережі.

Однак збільшення частоти комутації вентилів призводить до зростання втрат в них, що має враховуватися під час вибору її оптимальної величини. Рівень втрат в вентилях для обраної схеми перетворювача напруги багато в чому визначається застосовуваним алгоритмом ШІМ і його параметрами. Приблизно 80 % електричних втрат в СТАТКОМ становлять втрати, які виділяються в вентиляній частині перетворювача. Вони визначають один з найважливіших експлуатаційних показників СТАТКОМ – його ККД, а також переважувальну здатність СТАТКОМ.

Можливим способом зменшення втрат в вентилях без зменшення амплітуди фазних струмів є зниження комутаційної складової втрат за рахунок зменшення числа комутацій вентилів. З цією метою в [30] розглянуто розроблені алгоритми зменшення числа комутацій вентилів. Сумарні втрати в обладнанні СТАТКОМ на частоті комутації $f_{\text{ШІМ}} = 1650$ Гц становлять ~ 480 кВт, тобто 0,96 % від номінальної потужності СТАТКОМ. За цим показником СТАТКОМ з розробленою САК займає проміжне місце між синхронними компенсаторами, втрати у яких становлять $\sim 1,5\%$, і статичними тиристорними компенсаторами, втрати яких $\sim 0,7\%$. Треба відзначити, що заявлені втрати в вироблених компаніями SIEMENS і ABB пристроях СТАТКОМ становлять $\sim 2\%$.

Потрібно зазначити, що ефективність перетворювальної техніки залежить від методів модуляції. ШІМ є дуже популярною технікою модуляції завдяки гнучкості, високій ефективності і простоті цифрового виконання. ШІМ створює імпульсні сигнали однієї частоти і змінної щільності, що дозволяє отримати на виході напругу будь-якої форми. Використання цієї техніки модуляції в перетворювачі напруги дозволяє отримати практично синусоїдну напругу на стороні змінного струму за рахунок зміни коефіцієнта модуляції.

Оскільки підвищити частоту модуляції в потужних перетворювачах досить складно, то для промислових мереж з напругою до 10 кВ доцільно СТАТКОМ виконувати на базі багаторівневих інверторів, використання яких має ряд переваг:

- більший діапазон використання за напругою, що складається з допустимих напруг окремих рівнів;

- мінімальні масогабаритні показники за рахунок виключення силового трансформатора;

- кращий гармонічний склад.

Покращення синусоїдної форми напруги можна досягнути:

- створенням багаторівневого перетворювача, форма напруги якого відповідає 12-фазній схемі;

- організацією багатомостових 12-фазних (два перетворювачі) або 24-фазних (чотири перетворювачі) схем, в яких перетворювачі до ємності C_d підключаються паралельно.

Багаторівневі перетворювачі дозволяють значно поліпшити якість напруг і струмів на вході та виході, зменшити динамічні втрати енергії в вентилях, підвищити напругу і одиничну потужність пристроїв.

В останні роки широке застосування знаходить схема багаторівневого інвертора з Н-мостовою схемою фази (рис. 8.8).

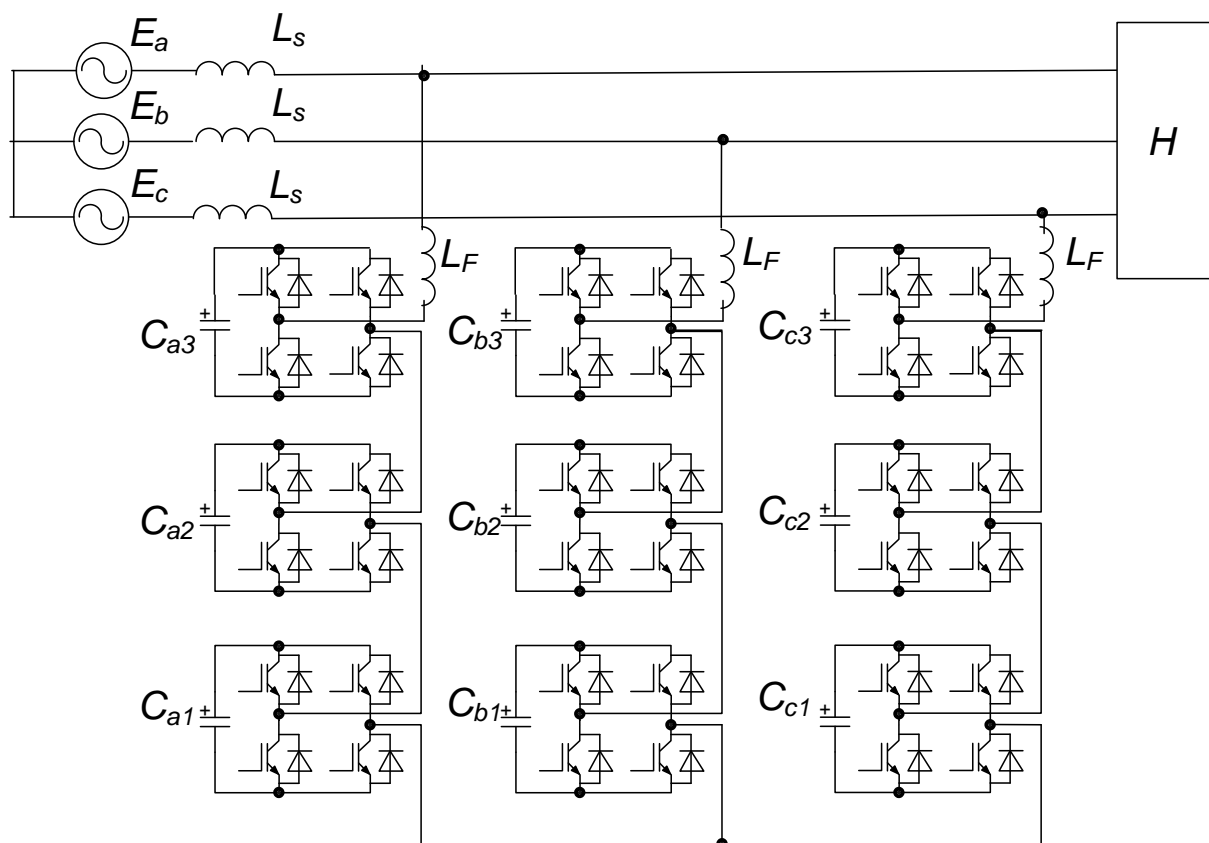


Рисунок 8.8 – Багаторівневий інвертор з Н-мостовою схемою фази

Схему багаторівневого мостового інвертора використано для зниження флікера в мережі з двома дуговими печами потужністю 32 і 8,6 МВ·А. Розроблений Toshiba Mitsubishi-Electric Industrial Systems Corporation (TMEIC) в Японії синхронний компенсатор потужністю 21 МВ·А виконано на IEGT-транзисторах (Injection Enhanced Insulated Gate Bipolar Transistor) 4,5 кВ 1,5 кА [31].

Перетворювач складається з 12 однофазних H-подібних мостів (48 транзисторів IGBT) і багатообмоткового трансформатора. Кожен міст має на стороні постійної напруги шунтувальний обмежувач перенапруги. Несуча частота ШІМ ставити 390 Гц.

Ефективність компенсатора оцінюється за індексом флікера «DV100» (коливання напруги на частоті 10 Гц, зведені до 100 В), який знижується за включення фільтра з 1,3 В до 0,5 В. Цей показник враховує чутливість людського ока до мерехтіння світла з частотою 10 Гц, вплив якого є найбільш відчутним.

8.2 Система керування СТАТКОМ

Система керування СТАТКОМ зазвичай виконується з використанням обертової системи dq -координат. Система керування містить блок вимірювання (рис. 8.9) і блок зворотного перетворення (рис. 8.10).

Напруги мережі надходять на входи блока фазового автоналагоджувача частоти PLL, на виході якого формуються сигнали $\sin \omega t$ та $\cos \omega t$, які відповідно синфазні та квадратурні до напруги прямої послідовності мережі.

Перехід від фазних координат до ортогональних складових струмів в системі $\alpha\beta 0$ -координат здійснюється за формулою:

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha}(t) \\ i_{\beta}(t) \\ i_0(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{2/3} & -\sqrt{1/6} & -\sqrt{1/6} \\ 0 & \sqrt{1/2} & -\sqrt{1/2} \\ \sqrt{1/3} & \sqrt{1/3} & \sqrt{1/3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a(t) \\ i_b(t) \\ i_c(t) \end{bmatrix}. \quad (8.3)$$

Перетворювач координат здійснює формування струмів навантаження в системі d,q -координат:

$$\begin{aligned} i_d(t) &= i_{\alpha}(t) \sin \omega t - i_{\beta}(t) \cos \omega t; \\ i_q(t) &= -i_{\alpha}(t) \cos \omega t - i_{\beta}(t) \sin \omega t. \end{aligned} \quad (8.4)$$

Блоки ковзного інтегрування здійснюють визначення середнього значення струмів навантаження в системі d,q -координат:

$$I_d(t) = \frac{2}{T} \int_{t-T/2}^t i_d(t) dt; \quad I_q(t) = \frac{2}{T} \int_{t-T/2}^t i_q(t) dt. \quad (8.5)$$

В подальшому визначаються складові пульсацій струмів навантаження в системі d,q -координат, які має генерувати АФ для симетрування та фільтрування вищих гармонік:

$$\tilde{i}_d(t) = i_d(t) - I_d(t); \quad \tilde{i}_q(t) = i_q(t) - I_q(t). \quad (8.6)$$

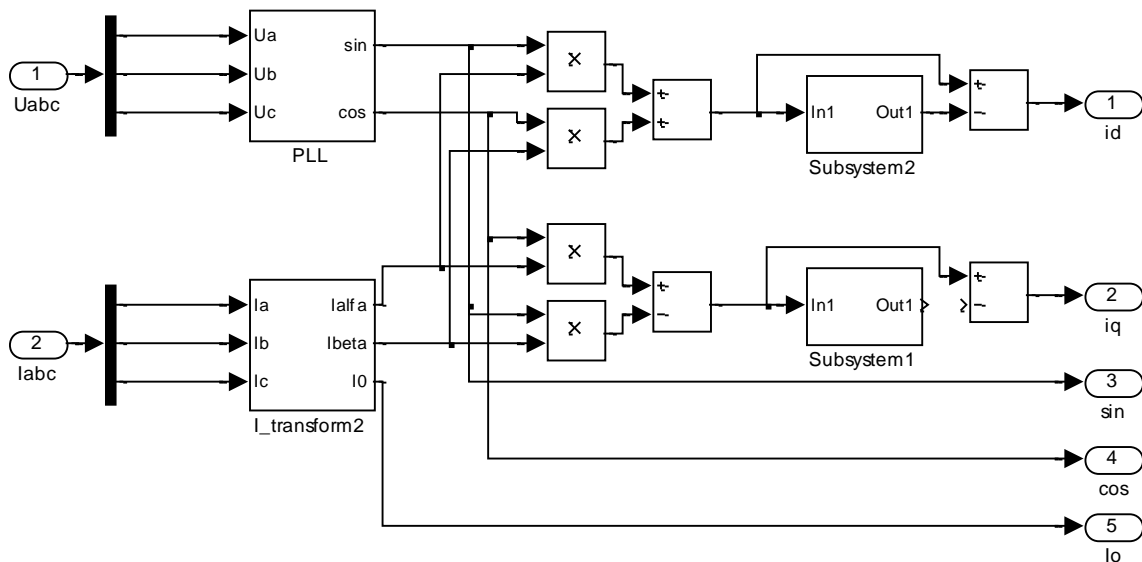


Рисунок 8.9 – Структурна схема блока вимірювання системи керування СТАТКОМ з використанням системи dq -координат

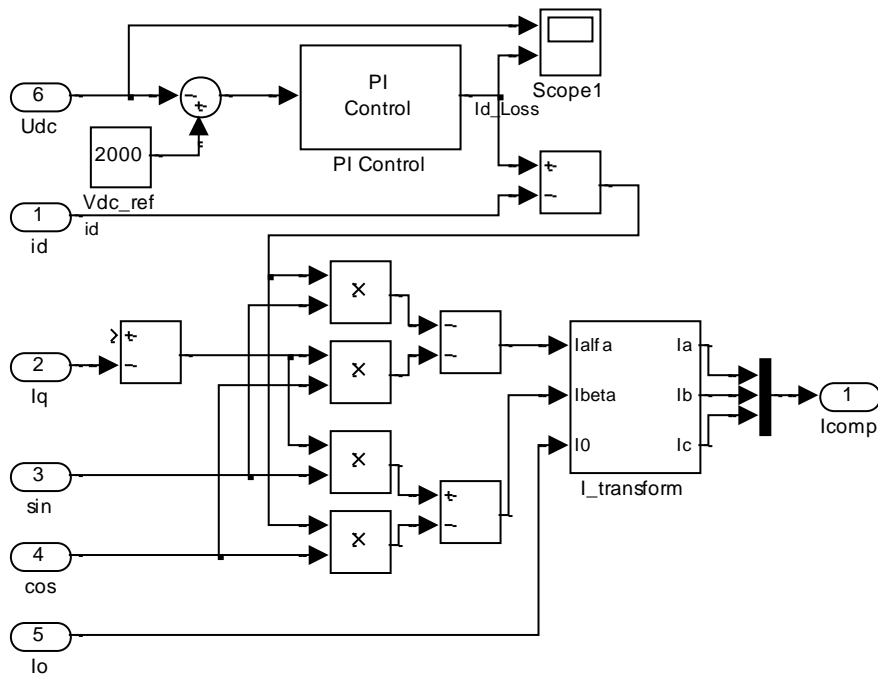


Рисунок 8.10 – Структурна схема блока зворотного перетворення системи керування СТАТКОМ з використанням системи dq -координат

В блоці обчислення фазних струмів АФ здійснюється такі дії:

1) підтримання на заданому рівні напруги в колі постійного струму в статичних і динамічних режимах:

$$\tilde{i}_{d_{osc}}(t) = \tilde{i}_d(t) - \left(k_i + \frac{1}{p\tau_i} \right) U_{dc}(t), \quad (8.7)$$

де $k_i + \frac{1}{p\tau_i}$ – параметри ПІ-регулятора, який забезпечує підтримання напруги на конденсаторі шляхом регулювання активної складової струму;

2) знаходження бажаної залежності компенсаційного струму АФ в системі $\alpha\beta$ -координат

$$\begin{aligned} i_{\alpha}^*(t) &= \tilde{i}_d(t) \sin \omega t - \tilde{i}_q(t) \cos \omega t; \\ i_{\beta}^*(t) &= -\tilde{i}_d(t) \cos \omega t - \tilde{i}_q(t) \sin \omega t. \end{aligned} \quad (8.8)$$

Компенсаційні струми СТАТКОМ в системі фазних координат визначають за формулою

$$\begin{bmatrix} i_a^*(t) \\ i_b^*(t) \\ i_c^*(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{2/3} & 0 & \sqrt{1/3} \\ -\sqrt{1/6} & \sqrt{1/2} & \sqrt{1/3} \\ -\sqrt{1/6} & -\sqrt{1/2} & \sqrt{1/3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{\alpha}^*(t) \\ i_{\beta}^*(t) \\ i_0^*(t) \end{bmatrix}. \quad (8.9)$$

Активну та реактивну потужності мережі, навантаження та СТАТКОМ зображено на рис. 8.11. З цих залежностей впливає практично повна компенсація реактивної потужності в перехідному режимі.

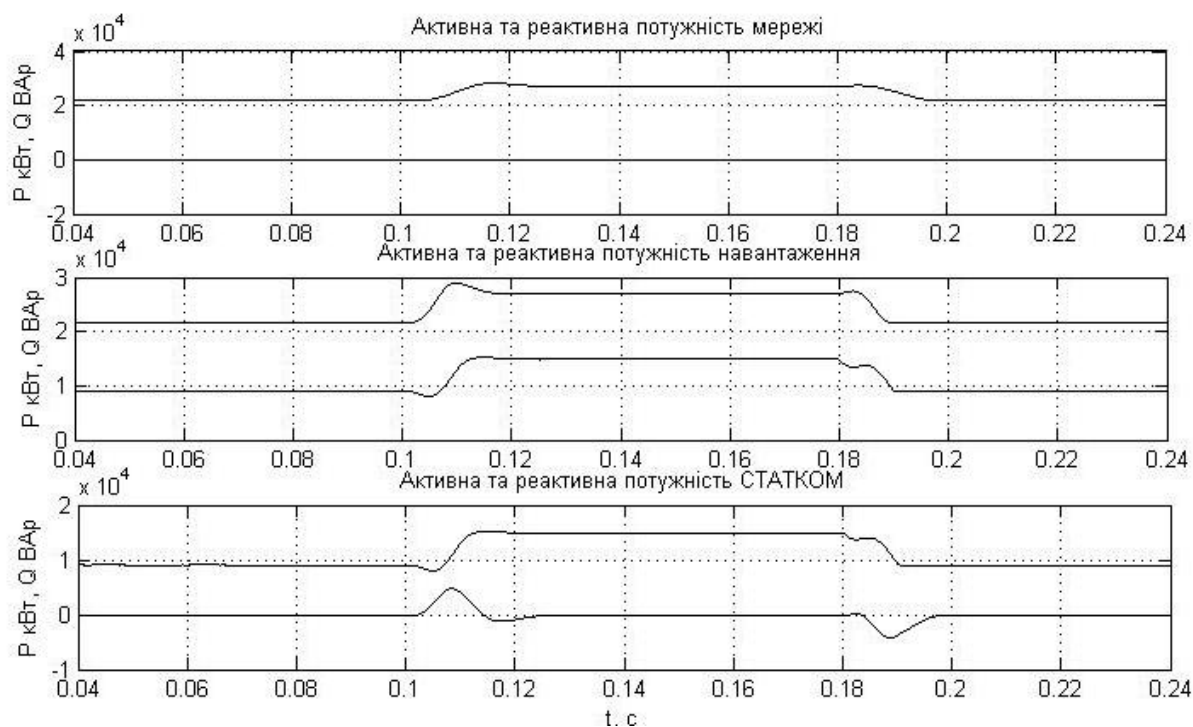


Рисунок 8.11 – Активна, реактивна потужність мережі, навантаження та СТАТКОМ, відповідно

8.3 Порівняння СТАТКОМ і СТК

СТАТКОМ і СТК дуже схожі за функціональними можливостями компенсації реактивної потужності, але основні принципи роботи їх кардинально відрізняються. СТАТКОМ є синхронним джерелом напруги, в той час як СТК працює як регульована реактивна провідність. Ця різниця

вирізняє СТАТКОМ в кращій продуктивності і більшій гнучкості застосування, ніж ті, що досяжні з СТК. В усталених режимах функціонування ЕЕС обидва пристрої однаково ефективні.

СТАТКОМ здатний вирішити всі завдання, поставлені перед СТК, але має перевагу в швидкодії. Час відгуку СТАТКОМа набагато менший, ніж у СТК. Швидкодія СТАТКОМа, яка характеризується тривалістю переходу компенсатора із режиму генерації в режим споживання реактивної потужності, становить 20 мс. Швидкодію цих пристроїв можна також охарактеризувати сталою часу комутації їхніх силових ключів. Цей показник становить близько $200 \div 350$ мкс для компенсатора другого покоління і близько $2,5 \div 5$ мс для компенсатора першого покоління. Можливість форсування реактивної потужності є важливою властивістю СТАТКОМ під час вирішення задач підтримки напруги на підстанціях в аварійних і післяаварійних режимах мережі. Якщо в колі постійного струму встановити накопичувач електроенергії, то СТАТКОМ можна розглядати і як джерело активної потужності. Таким накопичувачем може слугувати надпровідний індуктивний накопичувач енергії.

В СТАТКОМ транзисторний (тиристорний) комутатор здійснює обмін реактивної потужності між фазами, що значно знижує установлену потужність реакторів та конденсаторів. Так, потужність реакторів становить 15–20 %, конденсаторів – близько 10 % потужності компенсатора. Відмітимо, що в традиційних СТК відбувається обмін електромагнітної енергії між мережею і реактивними елементами (конденсатором або реактором), що потребує однаковості потужностей його елементів і потужностей компенсації. Установка СТАТКОМ є менш габаритною, ніж СТК через відсутність накопичувальних елементів. Це дозволяє раціонально використовувати територію підстанції, особливо в умовах міста.

З порівняння $V-I$ -характеристик (рис. 8.12) випливає, що СТАТКОМ може працювати в усьому діапазоні струму навіть за дуже низької (теоретично нульової) напруги, як правило, близько 0,2 в.о. від номінальної напруги в системі [32].

Вольт-амперна характеристика СТАТКОМа підтверджує здатність компенсатора працювати з перевантаженнями як в ємнісному, так і в індуктивному режимах. Максимальний струм, що генерується статичним компенсатором в ємнісному режимі під час великих збурень, визначається максимальною величиною струму, який можуть комутувати керовані вентиля перетворювача.

За зниження напруги СТАТКОМ буде генерувати ту саму реактивну потужність за рахунок перевантаження по струму, збільшуючи межу динамічної стійкості, у той час як потужність, що генерується СТК, буде зменшуватися в функції квадрата напруги. Ця обставина вказує на перевагу СТАТКОМ над СТК під час функціонування в перехідних режимах, викликаних великими збуреннями.

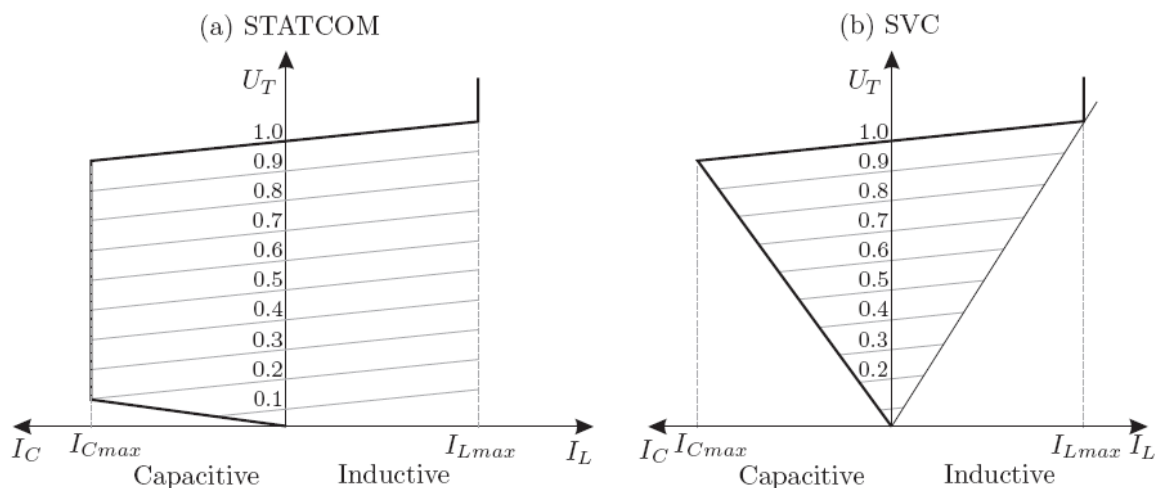


Рисунок 8.12 – $V-I$ - характеристики СТАТКОМ і СТК

На відміну від СТАТКОМ, СТК, що складається з (тиристорних комутованих реакторів і конденсаторів. IEEE-визначення СТК (SVC – *Static Var Compensator*): СТК – поперечно підключений статичний var-генератор або абсорбер, на виході якого регулюється ємнісний або індуктивний струм таким чином, щоб підтримувати або регулювати напруги на шинах. Характеристики СТК описуються на основі індуктивного і ємнісного елементів.

СТК має фіксовану ємнісну провідність на повну потужність. Таким чином, максимально досяжний компенсувальний струм СТК лінійно зменшується зі зменшенням змінної напруги, а максимальний вихід реактивної потужності зменшується пропорційно квадрату цієї напруги. СТАТКОМ, отже, перевершує СТК у забезпеченні підтримки напруги у випадку великих збурень системи, протягом яких напруга буде далеко за межами лінійного робочого діапазону компенсатора.

Отже, у лінійному робочому діапазоні вольт-амперні характеристики і функціональні можливості компенсаційної здатності СТАТКОМ і СТК аналогічні. В нелінійному робочому діапазоні СТАТКОМ має можливість регулювати свій вихідний струм в межах розрахункового максимального ємнісного до індуктивного незалежно від напруги системи змінного струму, в той час як максимально досяжний компенсувальний струм СТК зменшується лінійно зі змінною напругою. Таким чином, СТАТКОМ є більш ефективним, ніж СТК у забезпеченні підтримки напруги за великих системних порушень, під час яких напруга виходить за межі лінійного робочого діапазону компенсатора. Здатність СТАТКОМ підтримувати повний ємнісний вихідний струм за низької напруги системи і робить його більш ефективним, ніж СТК в підвищенні динамічної стійкості.

Завдання збільшення пропускної спроможності ЛЕП зводиться до регулювання напруги і забезпечення балансу реактивної потужності в проміжній точці електропередачі [32]. Якщо встановити СТК в середині лінії, то можна збільшити пропускну здатність ЛЕП в два рази і відповідно

зменшити в два рази значення кута по лінії при рівних значеннях напруги на початку лінії і у вузлі увімкнення СТК. Таке збільшення пропускної здатності лінії спричинить собою велике збільшення реактивної потужності, що видається СТК. Різні компенсатори, що встановлюються в проміжних точках лінії, ділять її на самостійні ділянки, що може привести до збільшення переданої по лінії потужності в 4 рази. Однак, доцільність їх встановлення має бути обґрунтована з економічних міркувань.

Кутові характеристики ліній електропередачі, що обладнані СТАТКОМ і СТК (рис. 8.13), дещо відрізняються. Запас навантаження і напруги дещо кращі у разі застосування СТАТКОМ, особливо в режимі керування фазою, де напруга може змінитися, в той час як струм залишається в межах, напруга постійного струму зберігається постійною за низького значення. В усіх випадках обмеження струму досягаються до максимальної точки завантаження.

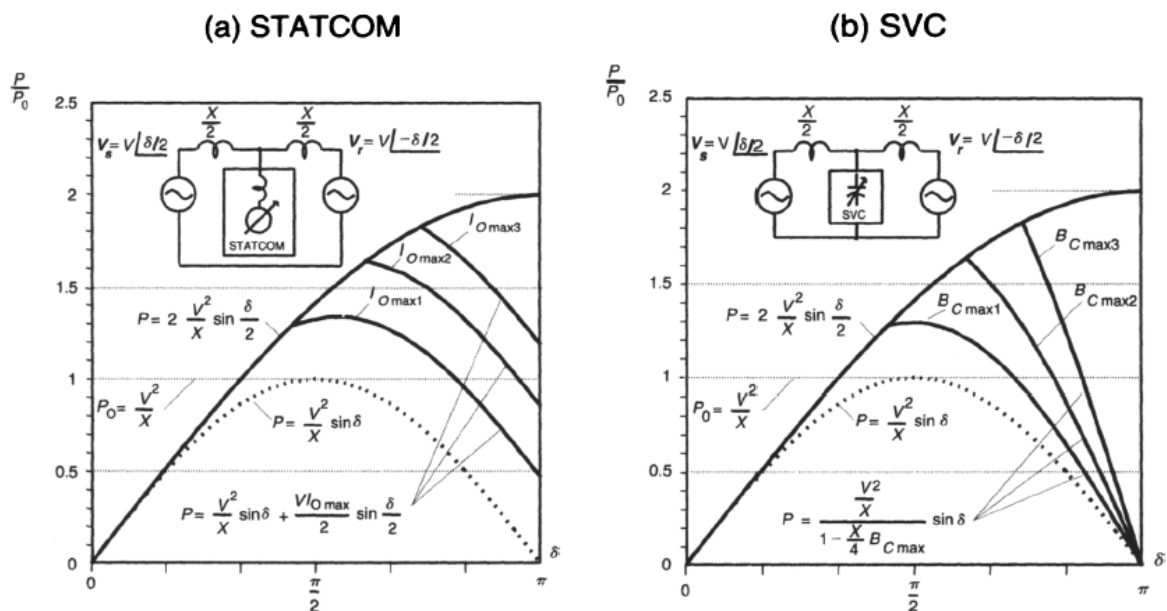


Рисунок 8.13 – Кутові характеристики СТАТКОМ і СТК

Компенсатори сприяють збільшенню коефіцієнта запасу статичної аперіодичної стійкості завдяки збільшенню межі передаваної по лінії потужності. Швидке спрацювання компенсатора в реальному часі визначається стратегією регулювання напруги за таких збурень як зміни в топології електричної мережі, короткі замикання, що сприяє збільшенню рівня динамічної стійкості.

В електричних мережах з малим значенням потужності КЗ, що містять протяжні електропередачі, які живлять віддалені навантаження, збільшення навантаження або вимкнення певних елементів мережі істотно впливає на рівень напруги в ній. Така ситуація небезпечна складною системною аварією з появою лавини напруги. Висока швидкість зміни

реактивної потужності і велика глибина регулювання компенсатора перешкоджає такому розвитку подій.

Субсинхронні коливання потужності можуть виникнути внаслідок перехідних режимів, а також під час роботи двох ЕЕС, з'єднаних слабким міжсистемним зв'язком. У деяких ситуаціях ці коливання зростають, призводячи до виходу генераторів із синхронізму.

За низьких частот субсинхронних коливань дія спеціальних стабілізаторів потужності буде малоефективною. У цьому випадку раціональним є використання статичних компенсаторів реактивної потужності, здатних швидко і оптимально демпфувати низькочастотні електромеханічні коливання завдяки безперервному регулюванню реактивної потужності. Система керування компенсатора має відстежувати появу коливань і змінювати параметри компенсатора для їх демпфування.

9 АКТИВНІ ФІЛЬТРИ

9.1 Чисті та гібридні активні фільтри

Основні принципи роботи активних фільтрів (АФ) [33, 34] сформульовані в 70-х роках минулого століття, коли увагу дослідників силової електроніки було повернуто до проблеми гармонічних спотворень в електроенергетичних системах. Поглиблення інтересу спеціалістів до питань активної фільтрації було зумовлено появою нових потужних та швидкодійних напівпровідникових комутаційних пристроїв, таких як IGBT і MOS-транзистори.

Чисті активні фільтри. Чисті активні фільтри можуть бути класифіковані як паралельні (шунтові) і послідовні (серієсні) активні фільтри залежно від конфігурації кіл. Нині шунтові активні фільтри є кращими, ніж серієсні активні фільтри з погляду форми і функцій фільтрації гармонік.

Принципову схему паралельного чистого АФ наведено на рис. 9.1.

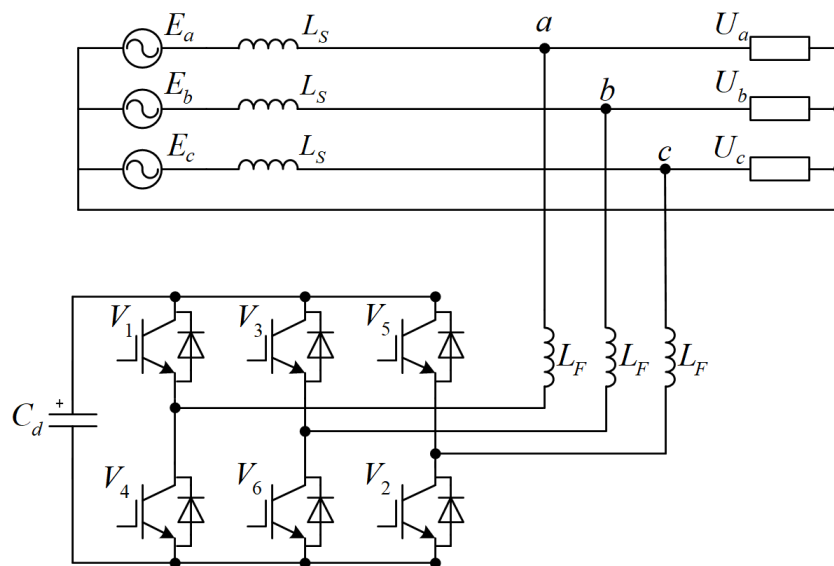


Рисунок 9.1 – Принципова схема паралельного чистого АФ

В [34] розглянуто чистий АФ, увімкнений паралельно з трифазним діодним випрямлячем 480 В потужністю 20 кВт. Несуча частота ШІМ АФ вибрана 10 кГц, що зумовлено необхідністю отримання меншого рівня несинусоїдності та здатністю компенсувати високочастотні гармоніки. В АФ внаслідок симетричного навантаження використано один конденсатор C_d . Ємність конденсатора C_d 1,500 мкФ. Індуктивності мережі $L_S = 0,15$ мГн, в колі випрямляча $L_{ac} = 1,5$ мГн, в колі фільтра $L_F = 2,5$ мГн. Напруга на шині постійного струму 750 В. Як силові транзистори використано високовольтні IGBT транзистори напругою 1,2 кВ.

Потужність чистого фільтра

$$P_{PF} = \sqrt{3} \frac{U_{dc}}{\sqrt{2}} \frac{I_{F \max}}{\sqrt{2}} = \sqrt{3} \cdot 530 \cdot 13,7 = 12,6 \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (9.1)$$

де $I_{F \max}$ – максимальне значення струму фільтра.

Недоліком чистих активних фільтрів є велика встановлена потужність, близька до сумарної потужності компенсованих вищих гармонік.

Гібридні активні фільтри. Більш перспективними є гібридні фільтри, потужність активної частини яких становить від 10 до 20 % від потужності компенсованих гармонік. Гібридні і комбіновані фільтри мають пасивний LC-контур, ємність якого вибирається з умови компенсації реактивної потужності основної гармоніки, а індуктивність – з умови резонансу на відповідній частоті.

Принципову схему паралельного гібридного АФ наведено на рис. 9.2.

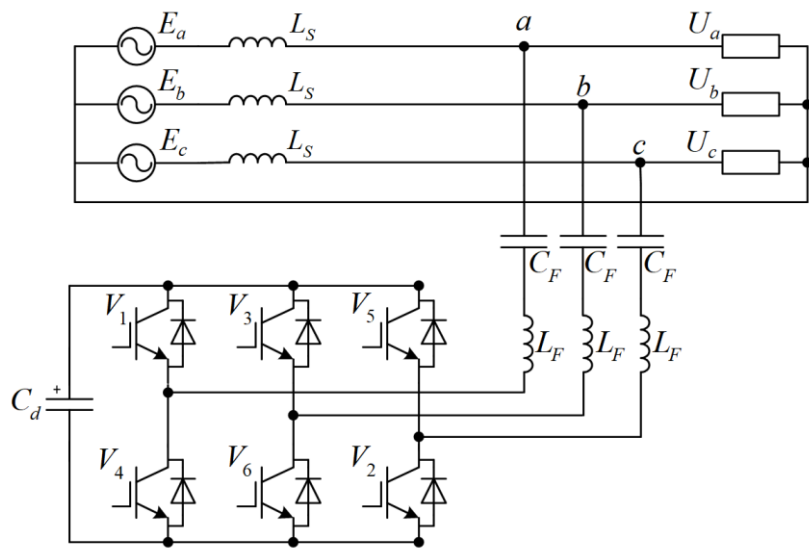


Рисунок 9.2 – Принципова схема паралельного гібридного АФ

В [34] розглянуто гібридний АФ, увімкнений паралельно з трифазним діодним випрямлячем 480 В потужністю 20 кВт. Гібридний фільтр містить два блоки, з'єднані один з одним: один – конденсатор C_F , а інший – чистий активний фільтр, що складається з індуктивності L_F і перетворювача ШІМ. Це означає, що гібридний фільтр можна розглядати як послідовне з'єднання конденсатора і чистого активного фільтра. Ємність конденсатора $C_F = 57,6$ мкФ. Ємність конденсатора $C_d = 1,500$ мкФ. Індуктивності мережі $L_s = 0,15$ мГн, в колі випрямляча $L_{ac} = 1,5$ мГн, в колі фільтра $L_F = 2,5$ мГн. Випрямляч навантаження має індуктор змінного струму $L_{ac} = 5$ %. Цей індуктор є необхідним для досягнення правильної роботи гібридного фільтра.

Напруга на шині постійного струму 105 В. Як силові транзистори використано низьковольтні MOSFET транзистори, які є менш дорогими і більш ефективними, ніж транзистори високої напруги.

Потужність активного фільтра в 480-V гібридного фільтра

$$P_{HF} = \sqrt{3} \frac{U_{dc}}{\sqrt{2}} \frac{I_{F \max}}{\sqrt{2}} = \sqrt{3} \cdot 74 \cdot 13 = 1,6 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (9.2)$$

Таким чином, гібридний фільтр складається з активного фільтра потужністю 1,6 кВ·А на основі ШІМ перетворювача напруги з несучою частотою 10 кГц і пасивного фільтра потужністю 5 кВ·А.

Пасивний фільтр і активний фільтр безпосередньо з'єднані послідовно один з одним. Результат конфігурації «гібридного» фільтра: низька напруга (105 В) на шині постійного струму активного фільтра.

Крім того, фільтр для компенсації пульсацій, зумовлених перемиканням транзисторів під час ШІМ, не потрібен для гібридного фільтра, оскільки пасивний фільтр має високий імпеданс на частоті близько 10 кГц.

Характеристичний опір фільтра

$$Z_F = \sqrt{\frac{L_F}{C_F}}$$

визначає якість фільтрації на гармонічних частотах крім резонансної частоти. Взагалі-то, характеристичний опір має бути настільки низьким, наскільки це можливо, щоб отримати кращу якість фільтрації. Це означає, що значення ємності C_F має бути настільки великим, наскільки це можливо, і значення індуктивності L_F має бути якомога меншим.

Характеристичний опір впливає на зменшення постійної напруги на конденсаторі, а також низькі викиди електромагнітних імпульсів гібридного фільтра. Це дозволяє в гібридному фільтрі використовувати MOSFET транзистори низької напруги.

З іншого боку, низький характеристичний опір, має такі недоліки:

- велике значення ємності C_F конденсатора;
- великий реактивний струм тече в гібридному фільтрі;
- мале значення індуктивності L_F збільшує коливання напруги під час перемикання. Відношення напруги пульсації, що міститься в напрузі живлення, u_{Ssw} , до напруги пульсації активного фільтра, u_{AFsw} , може бути обчислене за допущення $L_S < L_{ac}$ таким чином: $u_{Ssw}/u_{AFsw} = L_S / (L_S + L_F)$.

Тобто, під час вибору значення L_F шукається компроміс із застосуванням вищезгаданих критеріїв.

Отже, гібридні фільтри, зберігаючи такі самі можливості поліпшення спектрального складу споживаного з мережі струму, дають змогу істотно, у 1,5 – 2 рази знизити загальну вартість фільтрувальної установки.

Пасивний фільтр налаштований на 7-у гармоніку з добротністю $q=22$. Пасивний фільтр має низьку продуктивність фільтрації в діапазоні частот гармонік низького порядку, крім частоти 7 гармоніки.

Пропонується не вибирати 5-у гармоніку частоти, а вибрати 7-у гармонічну частоту з таких усвідомлених причин:

- пасивний фільтр, налаштований на 7-у гармоніку, є менш дорогим і менш громіздким, ніж налаштований на 5-у за однакової індуктивності L_F ;
- пасивний фільтр, налаштований на 7-у гармоніку, має менший опір для 11-ї і 13-ї гармонічних складових порівняно з налаштованим на 5-у гармоніку;
- керування за збуренням по п'ятій гармоніці у поєднанні з керуванням за відхиленням вносить значний внесок у підвищення ефективності фільтрації на найбільш домінуючій 5-ій гармонічній частоті.

9.2 Системи керування активними фільтрами

Системи керування АФ будують з використанням високопродуктивних цифрових сигнальних процесорів (DSP), повністю програмованих логічних матриць (FPGA), аналого-цифрових перетворювачів (АЦП), сенсорів напруги та струму на основі ефекту Холла та інструментальних операційних підсилювачів.

Методи керування АФ поділяються на такі:

- 1) метод фазочутливого синхронного детектування;
- 2) метод, оснований на pq -теорії миттєвої потужності;
- 3) метод з використанням системи dq -координат.

Метод синхронного детектування. Система керування містить три фазочутливих синхронних детектори СД1-СД3 (рис. 9.3), які слугують для формування сигналів, пропорційних активним складовим струмів фаз.

Синхронний детектор складається з блока фазового автоналагоджувача частоти PLL, на виході якого, наприклад, для випадку фази A формується сигнал $\sin(\omega t + \psi_A)$, синфазний до відповідної фазної напруги мережі (ψ_A – початкова фаза напруги). На виході детектора за допомогою помножувача і блока RMS формується сигнал $(I_A \cos \varphi_A)$, де φ_A – фазовий зсув струму відносно напруги відповідної фази. Аналогічними перетвореннями в інших фазах формуються активні складові струму цих фаз. Реактивні складові струмів, несиметричні та нелінійні спотворення, після віднімання отриманих сигналів від вхідних струмів, компенсуються.

Формування струмів фільтра пропорційно активному навантаженню має такі переваги: несиметрія живильних напруг не приводить до спотворення струмів навантаження; втрати в мережі мінімальні. До переваг алгоритму синхронного детектування також потрібно віднести те, що він дозволяє компенсувати не тільки ВГ струму, але й інтергармоніки, і субгармоніки.

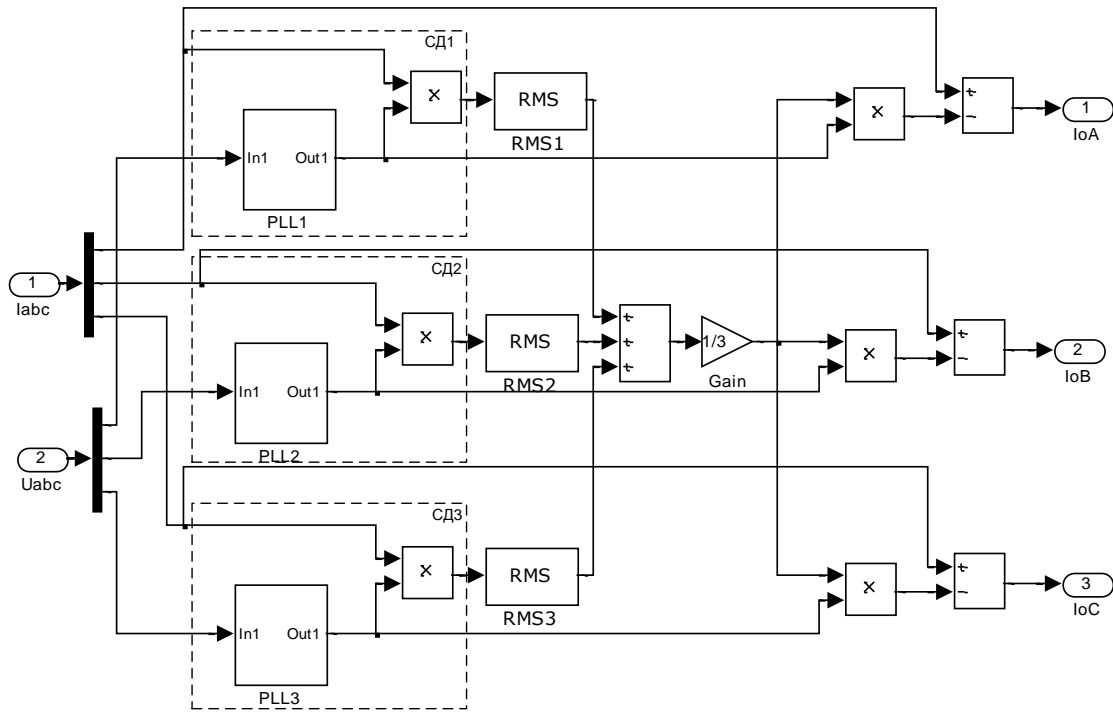


Рисунок 9.3 – Система керування АФ методом синхронного детектування

Моделювання виконано в середовищі MATLAB Simulink з використанням схеми АФ для несиметричного навантаження (рис. 9.4).

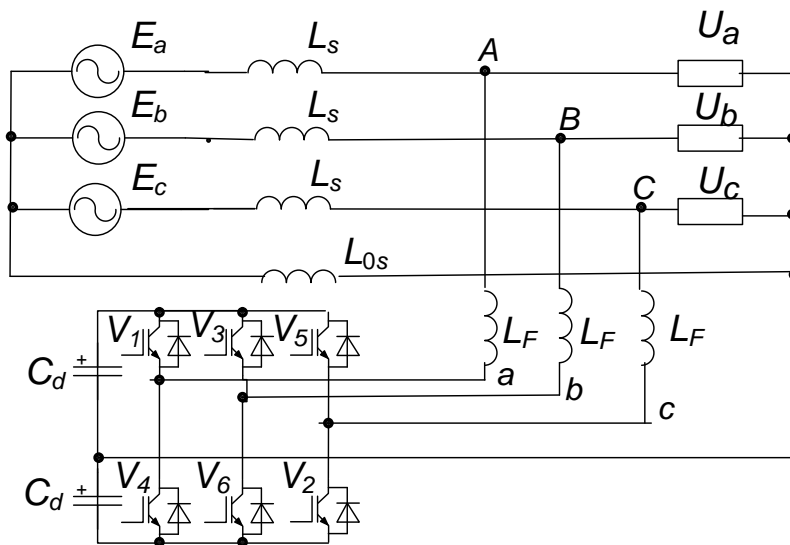


Рисунок 9.4 – Принципова схема АФ для несиметричного навантаження

На рис. 9.5 показано амплітудний спектр струму мережі за наявності АФ. Сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень знижується від 5,78 % до 0,21 %.

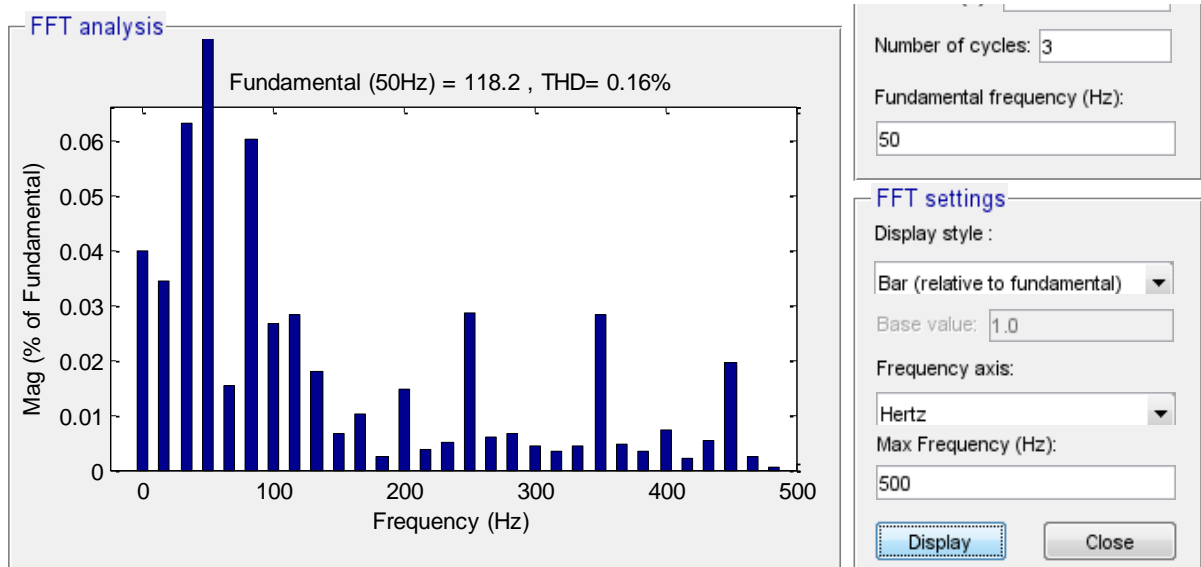


Рисунок 9.5 – Амплітудний спектр струму мережі за наявності АФ з системою керування за методом синхронного детектування

Недолік методу синхронного детектування: повністю компенсується реактивна потужність, потужність пульсацій, зумовлених несиметрією та вищими гармоніками, що призводить до великої потужності фільтра, а у разі недокомпенсації реактивної потужності не компенсується потужність пульсацій.

Одними із найбільш поширених методів керування АФ є метод, оснований на *pq*-теорії миттєвої потужності [33]. Структурну схему системи керування на основі *pq*-теорії миттєвої потужності зображено на рис. 9.6 та рис. 9.7.

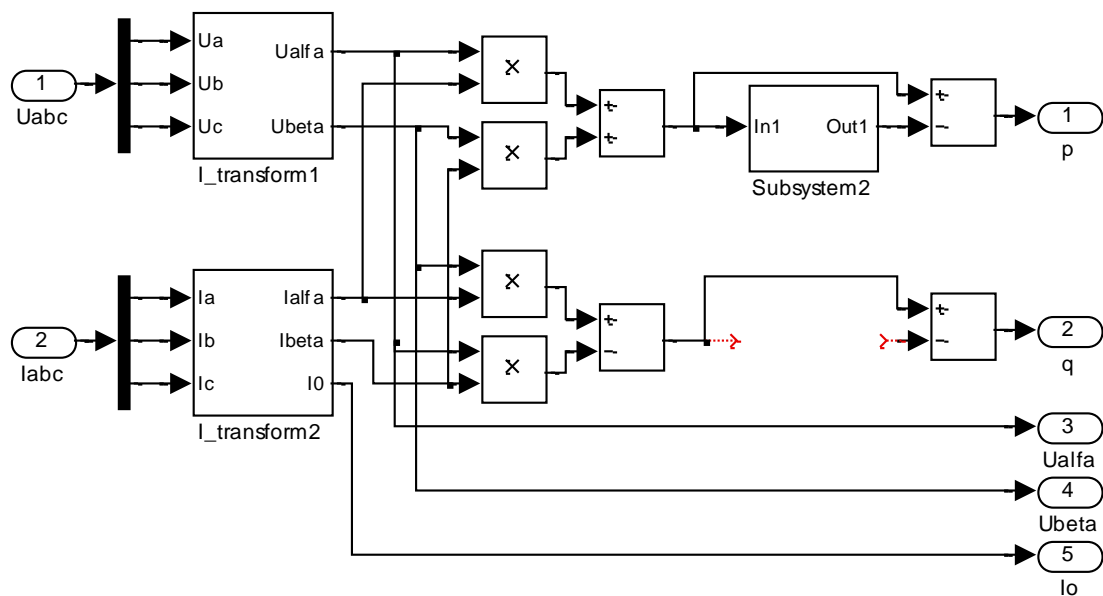


Рисунок 9.6 – Структурна схема блока вимірювання системи керування на основі *pq*-теорії миттєвої потужності

$$i_{\alpha}^*(t) = \frac{n_{p_{osc}}(t)u_{\alpha}(t) + q(t)u_{\beta}(t)}{u_{\alpha}^2(t) + u_{\beta}^2(t)}; \quad (9.7)$$

$$i_{\beta}^*(t) = \frac{-q(t)u_{\alpha}(t) + n_{p_{osc}}(t)u_{\beta}(t)}{u_{\alpha}^2(t) + u_{\beta}^2(t)} \quad (9.8)$$

(у разі виконання функцій компенсації реактивної потужності, симетрування навантажень за зворотною та нульовою послідовностями і компенсації вищих гармонік).

Компенсаційні струми СТАТКОМ в системі фазних координат визначають за формулою (8.9)

$$\begin{bmatrix} i_a^*(t) \\ i_b^*(t) \\ i_c^*(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{2/3} & 0 & \sqrt{1/3} \\ -\sqrt{1/6} & \sqrt{1/2} & \sqrt{1/3} \\ -\sqrt{1/6} & -\sqrt{1/2} & \sqrt{1/3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{\alpha}^*(t) \\ i_{\beta}^*(t) \\ i_0^*(t) \end{bmatrix}.$$

Недоліком системи керування є необхідність використання двох блоків ділення, які достатньо складно реалізувати на практиці.

На рис. 9.8 показаний амплітудний спектр струму мережі за наявності АФ. Якість фільтрування вищих гармонік недостатня (коефіцієнт гармонічних спотворень знижується з 5,78 % до 0,70 %).

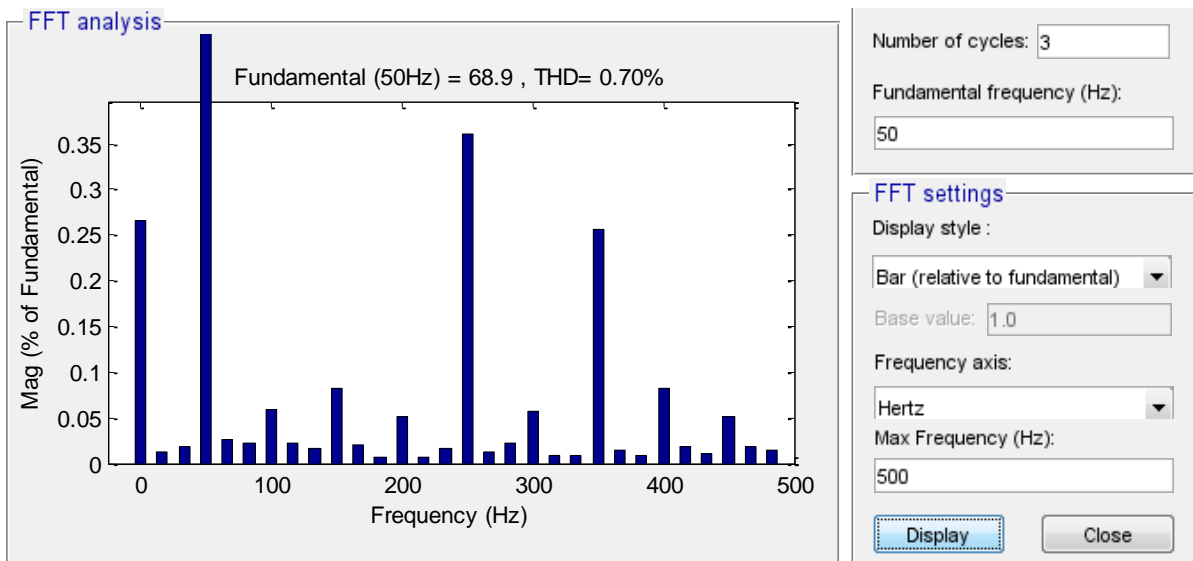


Рисунок 9.8 – Амплітудний спектр струму мережі за наявності АФ з системою керування на основі *pq*-теорії миттєвої потужності

Система керування АФ в системі *dq*-координат (див. рис. 8.8 та 8.9) порівняно з системою керування на основі *pq*-теорії миттєвої потужності простіша, оскільки виключено операції ділення миттєвих сигналів. До переваг *dq*-алгоритму відноситься те, що, він забезпечує роздільну компенсацію вищих гармонік і реактивної потужності.

На рис. 9.9 ... 9.11 подано часові залежності струмів відповідно навантаження, мережі та АФ, реалізованого на основі pq -теорії миттєвої потужності у разі виконання функцій компенсації реактивної потужності, симетрування навантажень за зворотною та нульовою послідовностями і компенсації вищих гармонік [35].

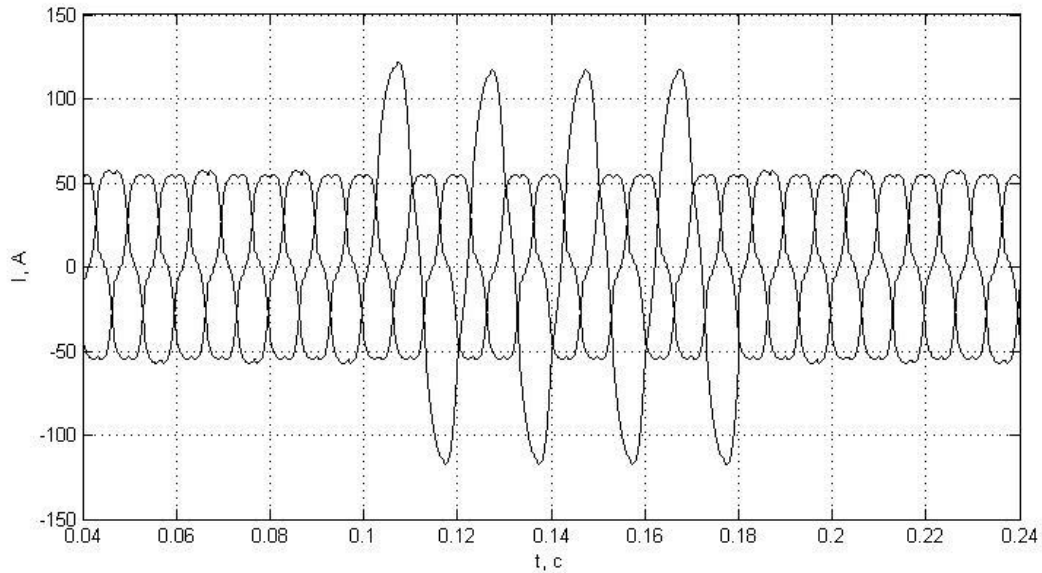


Рисунок 9.9 – Струми несиметричного несинусоїдного навантаження

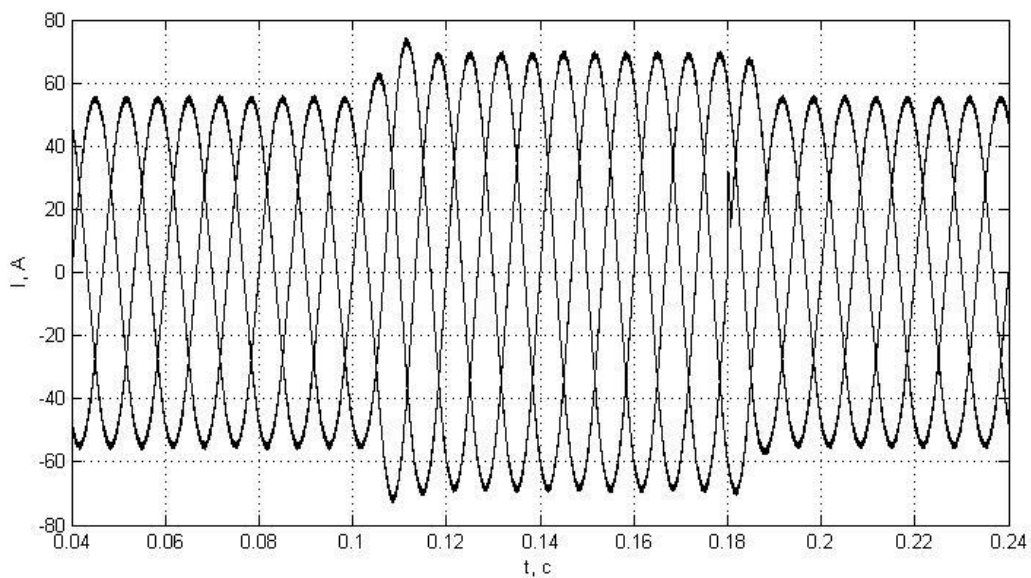


Рисунок 9.10 – Струми мережі за несиметричного несинусоїдного навантаження після увімкнення АФ

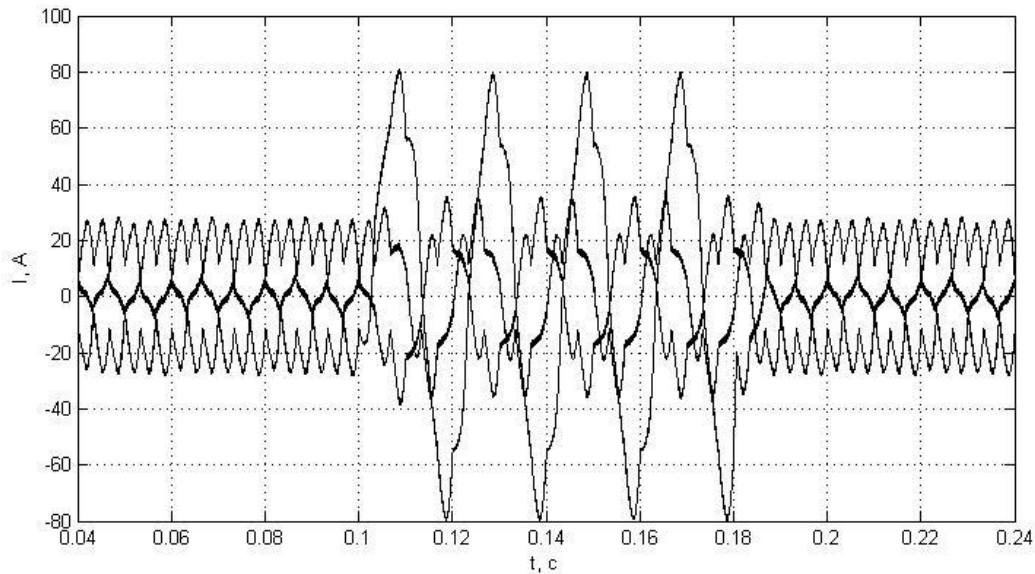


Рисунок 9.11 – Струми АФ за несиметричного несинусоїдного навантаження

В табл. 9.1 наведено значення фізичних величин за несиметричного несинусоїдного навантаження, а на рис. 9.12 і рис. 9.13 показано амплітудні спектри струму мережі відповідно з компенсацією та без компенсації реактивної потужності.

Таблиця 9.1 – Значення фізичних величин за несиметричного несинусоїдного навантаження [35]

Значення фізичних величин для несиметричного режиму	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Діючі значення струмів навантаження (I_L , А)	$83,64 e^{-j34,7}$	$41,16 e^{j216,7}$	$41,16 e^{j97,7}$
Коефіцієнт нелінійного спотворення струмів навантаження (THD_I , %)	5,78	12,8	11,75
Діючі значення струмів мережі у разі компенсації реактивної потужності (I_S , А)	$47,08 e^{j0}$	$47,08 e^{j240}$	$47,13 e^{j120}$
Коефіцієнт нелінійного спотворення струмів мережі у разі компенсації реактивної потужності (THD_I , %)	0,34	0,44	0,34
Діючі значення струмів мережі за відсутності компенсації реактивної потужності (I_S , А)	$55,68 e^{-j32,1}$	$55,67 e^{j209,9}$	$55,68 e^{j87,9}$
Коефіцієнт нелінійного спотворення струмів мережі за відсутності компенсації реактивної потужності (THD_I , %)	0,25	0,25	0,25

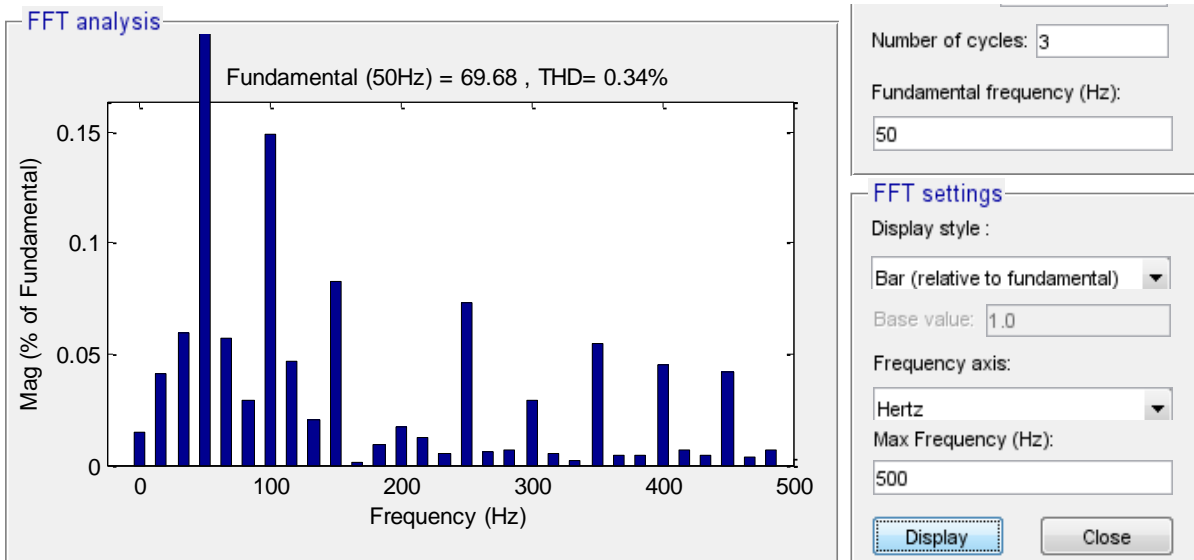


Рисунок 9.12 – Амплітудний спектр струму мережі за наявності АФ з компенсацією реактивної потужності

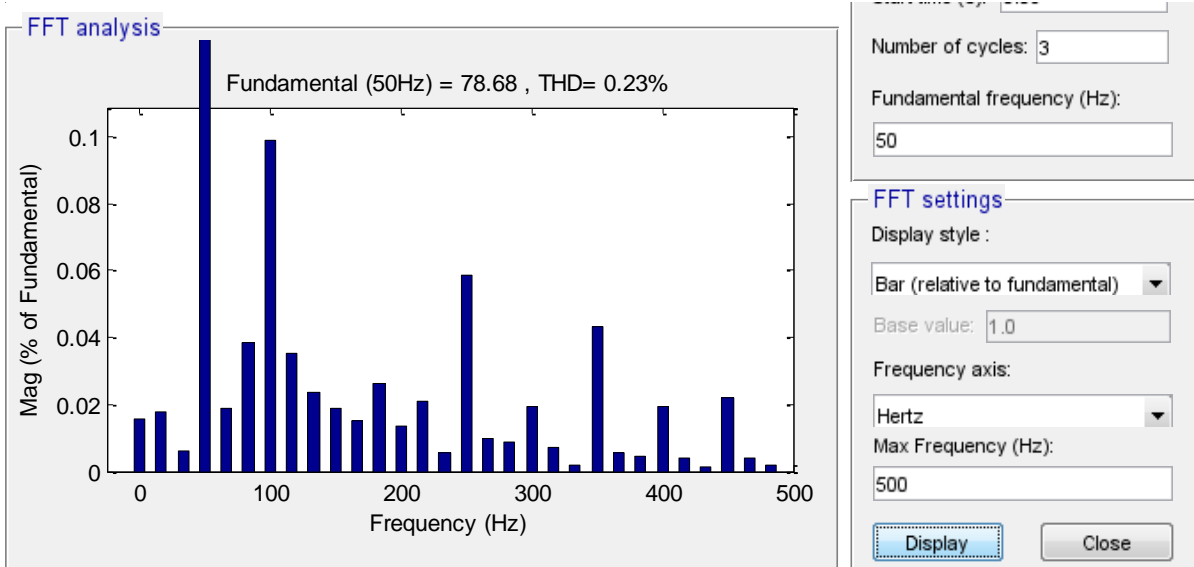


Рисунок 9.13 – Амплітудний спектр струму мережі за наявності АФ без компенсації реактивної потужності

Порівняльний аналіз систем керування АФ показав, що якість фільтрування вищих гармонік краща порівняно з системою керування на основі pq -теорії миттєвої потужності. Кращою є система керування АФ з використанням dq -координат і з погляду симетрування струмів.

9.3 Двочастотні активні фільтри

Авторами [36] запропоновано двочастотний активний фільтр, який містить два інвертори з ланками постійного струму та інтерфейсний фільтр (рис. 9.14).

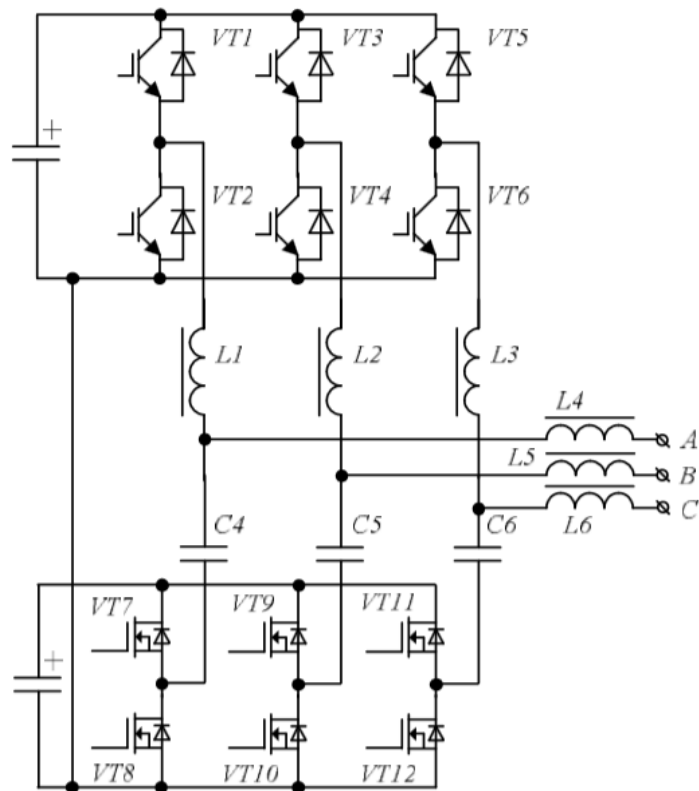


Рисунок 9.14 – Двочастотний АФ з інтерфейсним фільтром

Інвертор 1 ($VT1 - VT6$) працює як паралельний АФ, причому його вихідним струмом є струм в дроселях $L1 - L3$. Для цього інвертора можливе застосування будь-якого відомого методу керування для паралельних АФ. Робота інвертора $VT1 - VT6$ супроводжується пульсаціями струму дроселів $L1 - L3$. Це призводить до появи на конденсаторах $C4 - C6$ пульсацій напруги з частотою перемикання. Щоб не допустити їх потрапляння в мережу, інвертор $VT7 - VT12$ формує вихідну напругу, яка дорівнює напрузі пульсацій на $C4 - C6$, але з протилежним знаком. Внаслідок цього струм пульсацій замикається не через мережу, а через інвертор $VT7 - VT12$. Фактично, цей допоміжний інвертор ($VT7 - VT12$) є гібридним активним фільтром, що усуває похибки регулювання основного інвертора $VT1 - VT6$.

Інвертор 2 ($VT7 - VT12$) має знижену напругу живлення, що дозволяє виконати його на MOSFET транзисторах (замість IGBT) та значно підвищити частоту комутації за збереження рівня комутаційних втрат. Крім того, знижена напруга живлення полегшує фільтрацію модуляційних складових вихідної напруги на частоті комутації. Стабілізація напруги живлення $VT7 - VT12$ реалізується класичним для АФ методом – регулюванням активної потужності цього інвертора.

Основним недоліком розглянутого активного фільтра є використання інтерфейсного фільтра третього порядку, що обмежує можливість використання методів формування вихідного струму інвертора зі змінною

частотою комутації (наприклад, гістерезисного управління) або призводить до значного ускладнення системи керування.

Авторами [36] запропоновано також схемну реалізацію активного фільтра, який дозволяє позбутися цього недоліку і забезпечити необхідну якість придушення вищих гармонік струму, значно знизити залишковий вплив АФ на мережу живлення, і тим самим поліпшити якість електроенергії та електромагнітну сумісність.

На рис. 9.15 наведено схему силової частини на одну фазу *A* (фази *B*, *C* показано умовно). В двоступеневий паралельний активний фільтр у кожній фазі між виходами інтерфейсних фільтрів додатково введено напівмостовий інвертор, що складається з двох послідовно з'єднаних транзисторів, дроселя і двох конденсаторів. Стік (колектор) першого транзистора напівмостового інвертора з'єднаний з виходом першого інтерфейсного фільтра, витік (емітер) другого транзистора – з виходом другого інтерфейсного фільтра. Середня точка з'єднання транзисторів через дросель приєднана до фази мережі. Між виходами інтерфейсних фільтрів і негативною шиною ланки постійного струму увімкнено конденсатори.

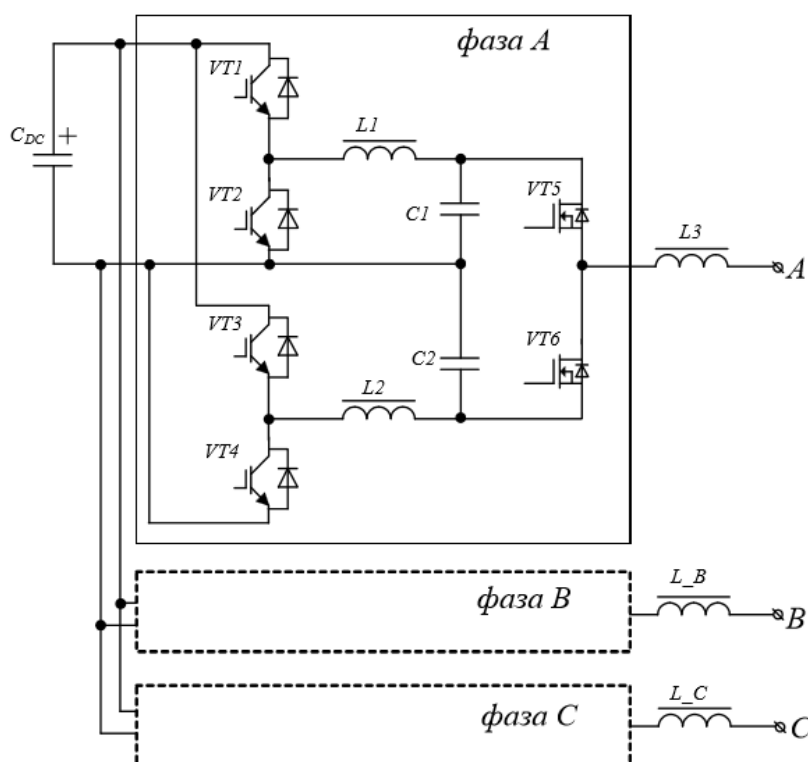


Рисунок 9.15 – Двочастотний паралельний активний фільтр в кожній фазі

Інвертори *VT1–VT2* і *VT3–VT4* працюють в режимі «плаваючих» джерел живлення для додаткового інвертора *VT5–VT6*. Метод керування – ШІМ без зсуву фаз між інверторами. Частота комутації інверторів *VT1–VT2* і *VT3–VT4* обрана нижчою, ніж зазвичай потрібно для якісної роботи

АФ. Проміжні фільтри $L1$ і $L2$ встановлено для попередньої фільтрації вихідної напруги інверторів. Інвертор $VT1-VT2$ формує на конденсаторі $C1$ напругу, яка на ΔU перевищує миттєву фазну напругу мережі, інвертор $VT3-VT4$ формує на $C2$ напругу, яка на ΔU менше миттєвої фазної напруги мережі. Таким чином, напруга живлення $VT5-VT6$ становить $2\Delta U$. Однак ця напруга має пульсації з частотою перемикавання інверторів $VT1-VT2$ і $VT3-VT4$ з розмахом до $2\Delta U$. Схема керування інвертором $VT5-VT6$, завдяки підвищеній частоті їх комутації, запобігає проникненню цих пульсацій в мережу і формує вихідний струм АФ (струм дроселя $L3$) з урахуванням необхідної компенсації вищих гармонік і стабілізації напруги на конденсаторі ланки постійного струму C_{DC} . «Плаваюча» знижена напруга живлення інвертора $VT5-VT6$ дозволяє застосувати в ньому не тільки IGBT, а й швидкодійні MOSFET транзистори, що дає можливість підвищити частоту їх перемикавання, знизити залишкові пульсації вихідного струму і поліпшити динаміку його регулювання. Для запропонованого схемного рішення гібридного АФ можливе застосування будь-якого відомого методу керування для паралельних АФ. У наведеному пристрої для керування інвертором $VT5-VT6$ застосовано SDM-метод формування струму завдання і ШІМ регулятор струму з петлею зворотного зв'язку за струмом дроселя $L3$. Для виконання гібридного АФ потужністю понад 20 кВ·А (середньоквадратичний вихідний струм до 30 А на фазу) інвертори $VT1-VT2$ і $VT3-VT4$ можуть бути виконані із застосуванням IGBT IRG4PH50UD із загальною ланкою постійного струму з $C_{DC} = 4700$ мкФ, 800 В. До виходу інверторів підключено проміжні фільтри: $L1 = 3$ мГн, 32 А і $L2 = 3$ мГн, 32 А. Напівмостовий інвертор $VT5-VT6$ може бути виконаний на MOSFET IRFP4468, вихід цього інвертора підключений до мережі через дросель $L3 = 200$ мкГн, 45 А. $C1 = C2 = 10$ мкФ, 800 В. Частота перемикавання інверторів $VT1-VT2$ і $VT3-VT4$ становить 5 кГц, інвертора $VT5-VT6$ – 64 кГц. Напруга живлення $VT5-VT6$ становить близько 40 В. Однак ця напруга має пульсації з частотою 5 кГц і розмахом до 35 В. Розмах пульсацій струму $L3$ не перевищує 1,5 А.

9.4 Гібридні фільтрокомпенсуючі перетворювачі

В трифазних мережах з глухозаземленою нейтраллю з несиметричним навантаженням трикратний струм нульової послідовності навантажує PEN-провідник мережі, що створює додаткові втрати потужності та знижує якість напруги. Крім того, струми з частотами непарних гармонік, кратних трьом, є струмами нульової послідовності (НП), які додаються в PEN-провіднику мережі, внаслідок чого значення струму в нейтральному проводі може значно перевищувати величини фазних струмів, що спричиняє збільшення додаткових втрат електроенергії та значне перегрівання PEN-провідника. Зазначені струми призводять до спотворень

форми кривих напруг, обумовлюючи підвищення рівнів кондуктивних електромагнітних завад і, тим самим, сприяють порушенню умов забезпечення ЕМС відповідальних навантажень у мережі.

В нормальних режимах роботи системи заземлення «TN-C-S» струми по РЕ-провіднику не протікають, тобто в такому разі небезпечні потенціали на металевих корпусах електроустаткування відсутні, а у випадку виникнення різного роду витоків необхідний рівень електробезпеки забезпечують пристрої захисного відключення. Однак у аварійних режимах, пов'язаних з порушенням конфігурації мережі, наприклад, у випадку обриву PEN-провідника на магістральній лінії або відгалуженні чи КЗ між фазним і нульовим провідниками система «TN-C-S» втрачає свою роботоздатність і стає навіть небезпечною для життя людей. Особливо гостро це виявляється у протяжних і розгалужених розподільних мережах напругою 0,4 кВ, наприклад, у разі обриву PEN-провідника і КЗ на корпус. В таких мережах на всіх металевих корпусах ЕП, приєднаних до РЕ-провідника за допомогою триполюсних розеток, з'являється смертельно небезпечний потенціал фази. Наявність у цьому місці повторного заземлення, що має відносно більшу величину опору (згідно з ПУЕ не більше 10 Ом), дає змогу зменшити цей потенціал, але не усуває його повністю.

В ІЕД НАН України [37] створено гібридні фільтрокомпенсувальні перетворювачі (ГФКП), призначені для компенсації навантажувальних струмів у нульовому проводі трифазної мережі, регулювання (стабілізації) напруги навантаження та фільтрації струмів вищих гармонік у мережі. Вони виконані на основі розподільних СТАТКОМ та фільтросиметрувальних пристроїв.

На рис. 9.16 наведено схему фільтрокомпенсувального перетворювача, призначеного для компенсації струмів в нульовому проводі трифазної чотирипровідної системи та виконаного на основі розподільного СТАТКОМ та параметричного фільтросиметрувального пристрою.

Фільтросиметрувальний пристрій виконує симетрування напруг за нульовою послідовністю у вузлі навантаження системи та покращення їх гармонічного складу за рахунок фільтрації гармонік струму, кратних трьом. Додаткову компенсацію вищих гармонік струму в нейтралі здійснює СТАТКОМ, на стороні постійного струму якого підключено ємнісний накопичувач, виконаний на двох конденсаторах С1 і С2, загальна точка яких підключена до нейтралі чотирипровідної системи. Це дозволяє знизити значення струму в нейтралі, який компенсується практично до нульового значення і, тим самим, забезпечити зрівноважування системи напруг і поліпшення їх гармонічного складу, а також зниження додаткових втрат активної потужності в системі.

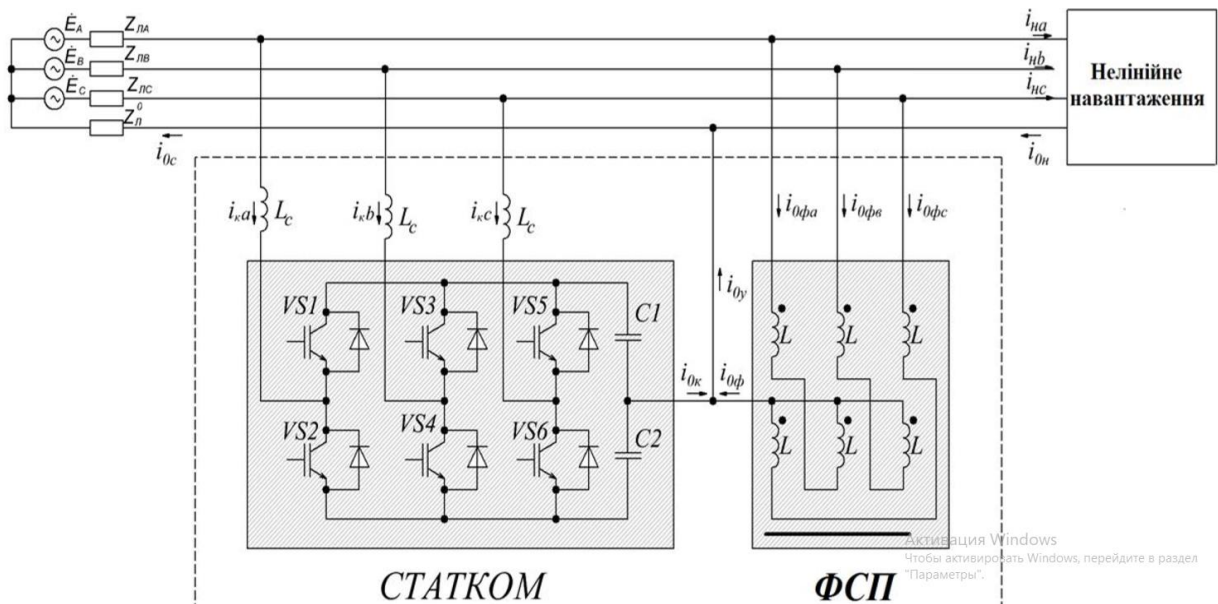


Рисунок 9.16 – Гібридний фільтрокомпенсувальний пристрій

Використання такої схеми дозволяє зменшити встановлену потужність СТАТКОМ, оскільки вимоги до силових елементів СТАТКОМ визначаються залежно від рівнів гармонік струму нульової послідовності, що замикаються в обмотках трансформатора типу «зигзаг».

10 АКТИВНІ ВИПРЯМЛЯЧІ

10.1 Активні випрямлячі з ШІМ

Однією з поширених схем керованих випрямлячів є трифазний мостовий випрямляч з ШІМ (рис. 10.1).

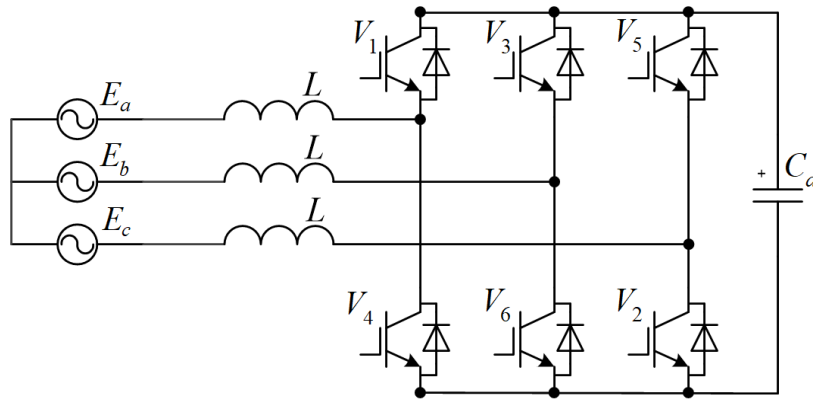


Рисунок 10.1 – Трифазний мостовий керований випрямляч з ШІМ

Для трифазного мостового керованого випрямляча стратегії керування зводяться до двох базових: VOC (voltage oriented control) (рис. 10.2) та DPC (direct power control) (рис. 10.3), що запозичені з аналогічних стратегій векторного керування сучасних електроприводів змінного струму.

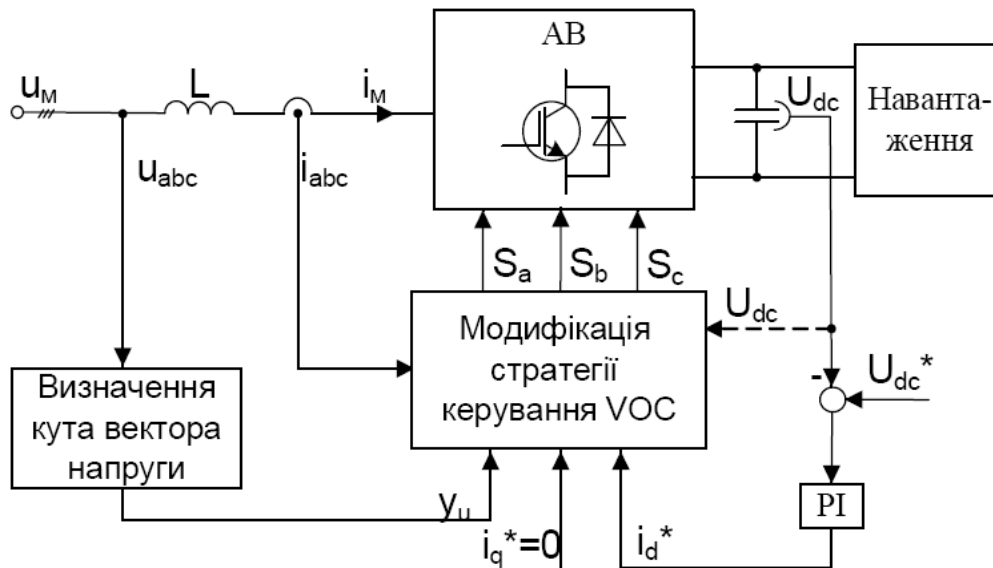


Рисунок 10.2 – Схеми керування з використанням dq -системи координат

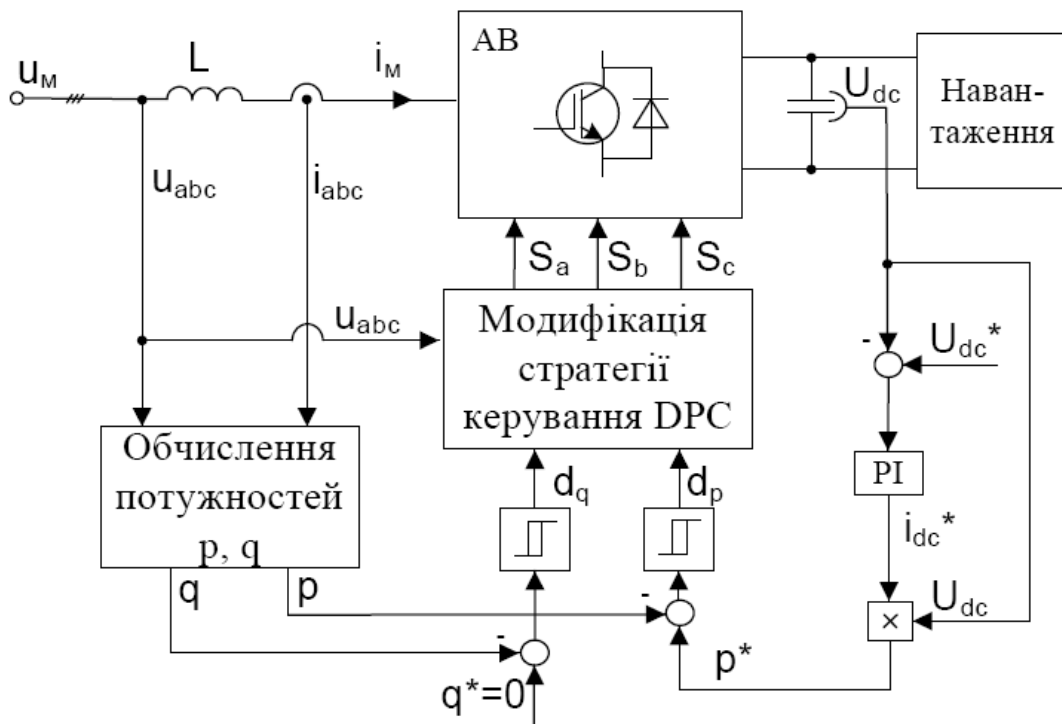


Рисунок 10.3 – Схеми керування з використанням миттєвих птужностей

Стабілізація напруги в ланці постійного струму як у стратегії керування VOC, так і в DPC вирішується за допомогою PI-регулятора напруги. Вихідним сигналом останнього є задання на d -проекцію струму i_d^* для VOC, а для DPC – задання струму у ланці постійного струму i_{dc}^* . Задання потужності p^* для DPC отримується як добуток напруги в ланці постійного струму U_{dc} та задання струму i_{dc}^* . Для VOC забезпечення синусоїдної форми споживаного струму та одиничного $\cos\phi$ досягається нульовим заданням q -проекції струму i_q^* , а в DPC – нульовим заданням реактивної потужності q^* . Керування AB з стратегією DPC здійснюється через таблицю перемикачів на основі інформації про відхилення від заданих значень миттєвих значень активної і реактивної потужностей.

Існують різні модифікації стратегій керування VOC і DPC, які різняться між собою типами регуляторів, видами модуляції, структурою таблиць перемикачів. Основними модифікаціями для стратегії керування VOC є струмовий коридор та просторово-векторна модуляція (SVM), а для DPC – таблиця перемикачів з дворівневими регуляторами активної і реактивної потужності та шістьома секторами кола обертання зображувального вектора напруги та з використанням SVM замість таблиці перемикачів.

10.2 Активні випрямлячі з інжекцією третьої гармоніки

Віденський випрямляч VIENNA Rectifier [38], який було створено в 1993 році [39], є першим випрямлячем з інжекцією третьої гармоніки. Базовий випрямляч (рис. 10.4, а) містить: вхідний фільтр (L_a , L_b , L_c), до виходу якого підключено діодний міст, навантажений на два послідовно з'єднані конденсатори ($C1$, $C2$), і силові двонаправлені низькочастотні ключі (S_a , S_b , S_c), включені між виходом фільтра та середньою точкою з'єднання конденсаторів. Робоча напруга ключів S_a , S_b , S_c в такій схемі дорівнює половині вихідної.

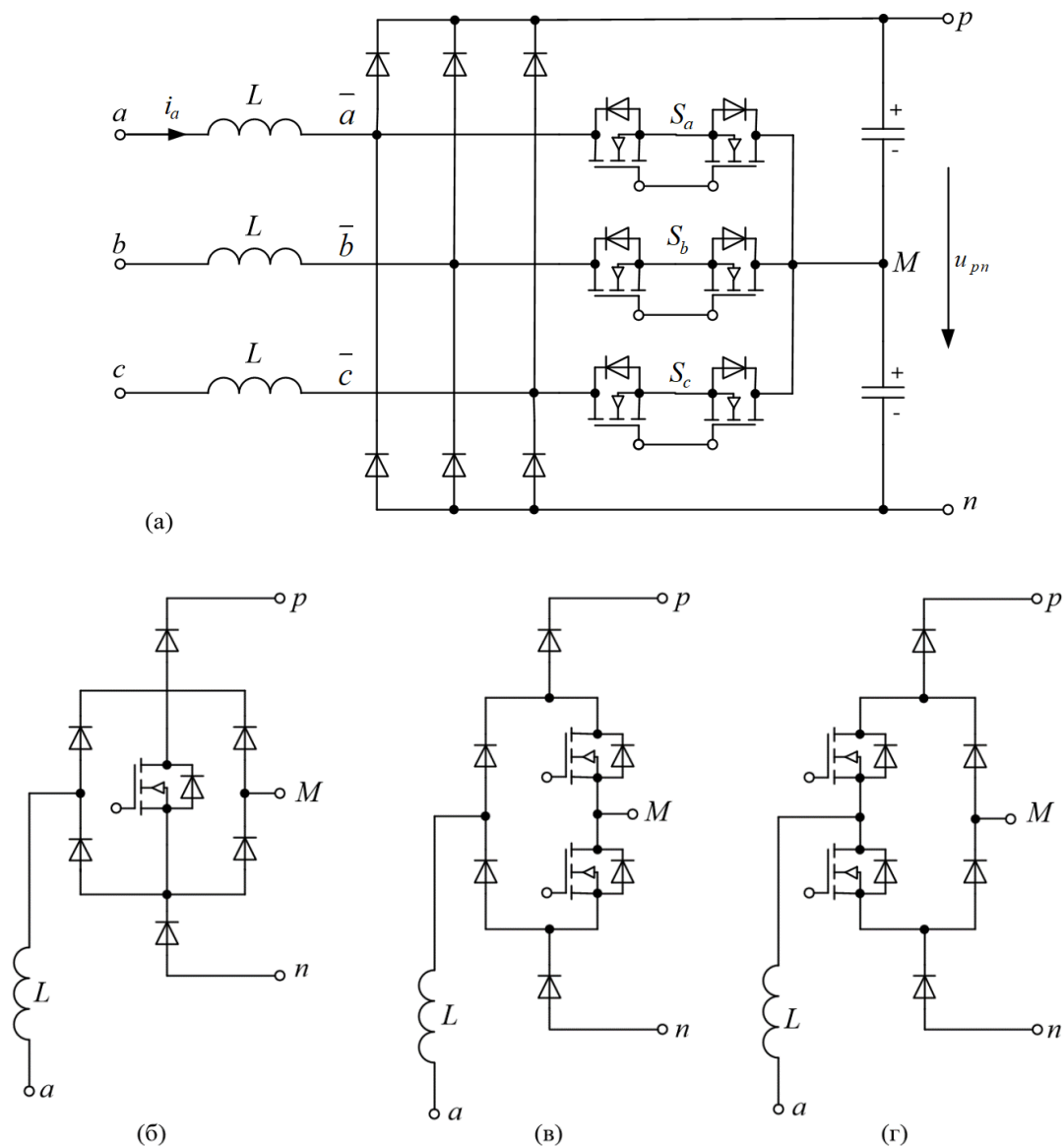


Рисунок 10.4 – Випрямляч VIENNA Rectifier та його варіанти реалізації

У віденському випрямлячі запропоновано компенсацію струмів третьої гармоніки. Як результат – струм мережі має трапецієподібну форму, в

якому відсутній струм третьої гармоніки. Компенсація струму третьої гармоніки відбувається за рахунок струму нейтралі.

Перевагами віденського випрямляча є можливість використання лише трьох транзисторів (рис. 10.4, б), а також високі якісні показники, трирівневий вихід (0, 0,5 і 1,0 вихідної напруги в колі постійного струму), що знижує вимоги до входних дроселів – можна зменшити їх індуктивність за тієї самої амплітуди пульсацій входного струму і незмінної частоти комутації. Якщо триключовий випрямляч працює з нульовим проводом, то схема розпадається на три окремі схеми, а керування є нескладним і може здійснюватись за принципом, наприклад, струмового коридору. За відсутності нульового проводу керування значно ускладнюється.

Віденський випрямляч може працювати не тільки з одиничним КП, але і з кутом зсуву фаз між напругою та струмом в межах від -30 до +30 ел. градусів, але в такому разі необхідно збільшувати вихідну напругу.

В 1994 році було запропоновано перший трифазний випрямляч з активною інжекцією третьої гармоніки (рис. 10.5) [40].

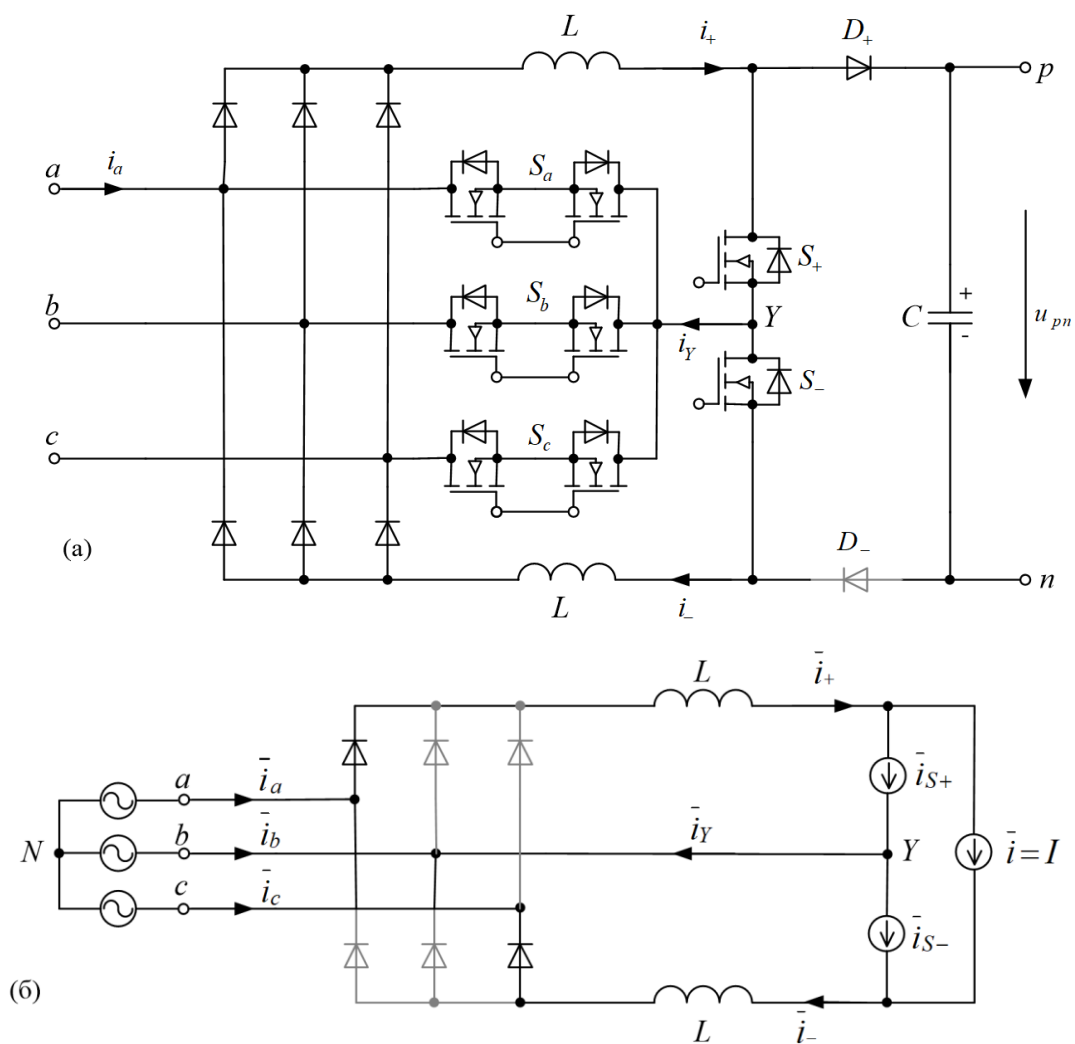


Рисунок 10.5 – Випрямляч з активною інжекцією третьої гармоніки

Він містить трифазний діодний міст, два підвищувальні перетворювачі ($L+S_+D_+$ та $L-S_+D_-$), навантажених на вихідний ємнісний накопичувач енергії C . Особливістю схеми є підключення спільної точки з'єднання високочастотних ключів S_+ та S_- через двонаправлені низькочастотні ключі активної інжекції (S_a, S_b, S_c) до однієї з фаз.

У випадку живлення схеми від трифазної мережі в будь-який момент часу в провідному стані знаходяться два з шести діодів моста – один з позитивної (катодної) групи, один – з негативної (анодної) групи. Точка з'єднання основних перетворювачів (спільна точка S_+ та S_-) за допомогою ключів S_a, S_b, S_c підключається до фази з найменшою за модулем напругою. Перемикання діодів моста і ключів S_a, S_b, S_c відбувається шість разів за період частоти вхідної напруги, що дозволяє виконати ключі S_a, S_b, S_c з використанням низькочастотних *IGBT* транзисторів з малими втратами у відкритому стані.

Випрямляч дозволяє забезпечити вхідний КП, близький до одиниці за низького коефіцієнта нелінійних спотворень вхідних струмів, і стабілізувати вихідну напругу.

На рис. 10.6 наведено діаграми зміни напруги і струмів випрямляча [41]. Струм i_Y має частоту, в три рази вищу від частоти мережі.

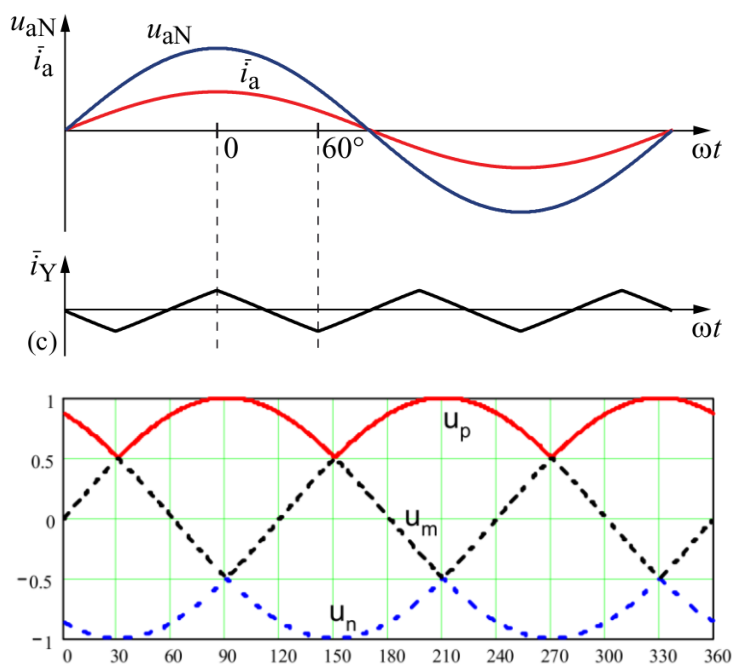


Рисунок 10.6 – Часові діаграми випрямляча з активною інжекцією третьої гармоніки

Недоліком схеми є необхідність встановлення вихідної напруги на рівні не нижче потроєної амплітуди фазної напруги на вході, що призводить до підвищення вимог до силових елементів випрямляча,

підвищення втрат енергії в ньому і ускладнює подальше перетворення електричної енергії. Необхідність установлення такої високої вихідної напруги визначається на основі аналізу схеми заміщення зазначеного випрямляча, показаної на рис. 10.5, б) (жирними лініями виділено шляхи протікання струмів для випадку $u_{AN} > u_{BN} > u_{CN}$).

Перетворювач $L_+S_+D_+$ представлено джерелом струму зі струмом $i_p \cdot \alpha_p$, де α_p – щільність імпульсів керування ключем S_+ . Перетворювач $L_-S_-D_-$ представлено джерелом струму зі струмом $i_n \cdot \alpha_n$, де α_n – щільність імпульсів керування ключем S_- .

Для збереження керованості перетворювачів має виконуватися рівність $i_p \cdot (1 - \alpha_p) = i_n \cdot (1 - \alpha_n)$, в іншому випадку різницевий струм буде протікати через зворотні діоди ключів S_+ або S_- .

Для того, щоб випрямляч поведився відносно мережі як активний опір, його фазні струми мають бути пропорційні фазним напругам. Тоді для струмів і напруг на виході моста маємо: $i_p = G \cdot u_p$; $i_n = -G \cdot u_n$, де G – імітована провідність, См.

На рис. 10.7 наведено графіки зміни напруг і щільностей для випадку $U_0 = 3U_{m\text{ph}}$, $U_{m\text{ph}}=1$, де $U_{m\text{ph}}$ – амплітуда фазної напруги), щільності α_p і α_n виявляються фізично реалізованими ($\alpha_p=(0 \div 1)$, $\alpha_n=(0 \div 1)$) за установлення $U_0 \geq 3U_{m\text{ph}}$ [41].

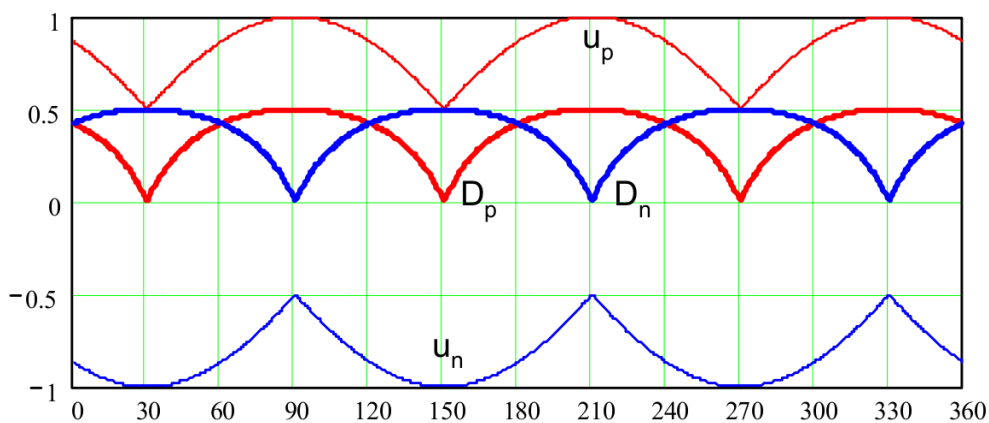


Рисунок 10.7– Діаграми щільностей випрямляча з активною інжекцією третьої гармоніки

Перевага цих випрямлячів полягає в тому, що гарна продуктивність досягається для різних робочих точок (різної вихідної потужності). Однак потрібен не тільки дорогий комплексний контролер, ще погіршується ефективність, оскільки потужність, що надходить до навантаження, повністю обробляється підвищувальними перетворювачами.

В [42–44] запропоновано іншу топологію трифазного випрямляча з активною інжекцією струму. Схему активного випрямляча, відомого як KOREA Rectifier, показано на рис. 10.8.

Тут два підвищувальних перетворювачі попередньої схеми замінено на один напівмостовий перетворювач активної інжекції струму. Лише 3,7 % від загальної потужності, що подається на навантаження, обробляється перетворювачем інжекції. Як наслідок, досягається високий ККД. Використовується індуктивність, яка працює на високій частоті. Крім того, контролер дозволяє швидко динамічно реагувати на зміни навантаження; це забезпечує гарні результати для різних робочих точок.

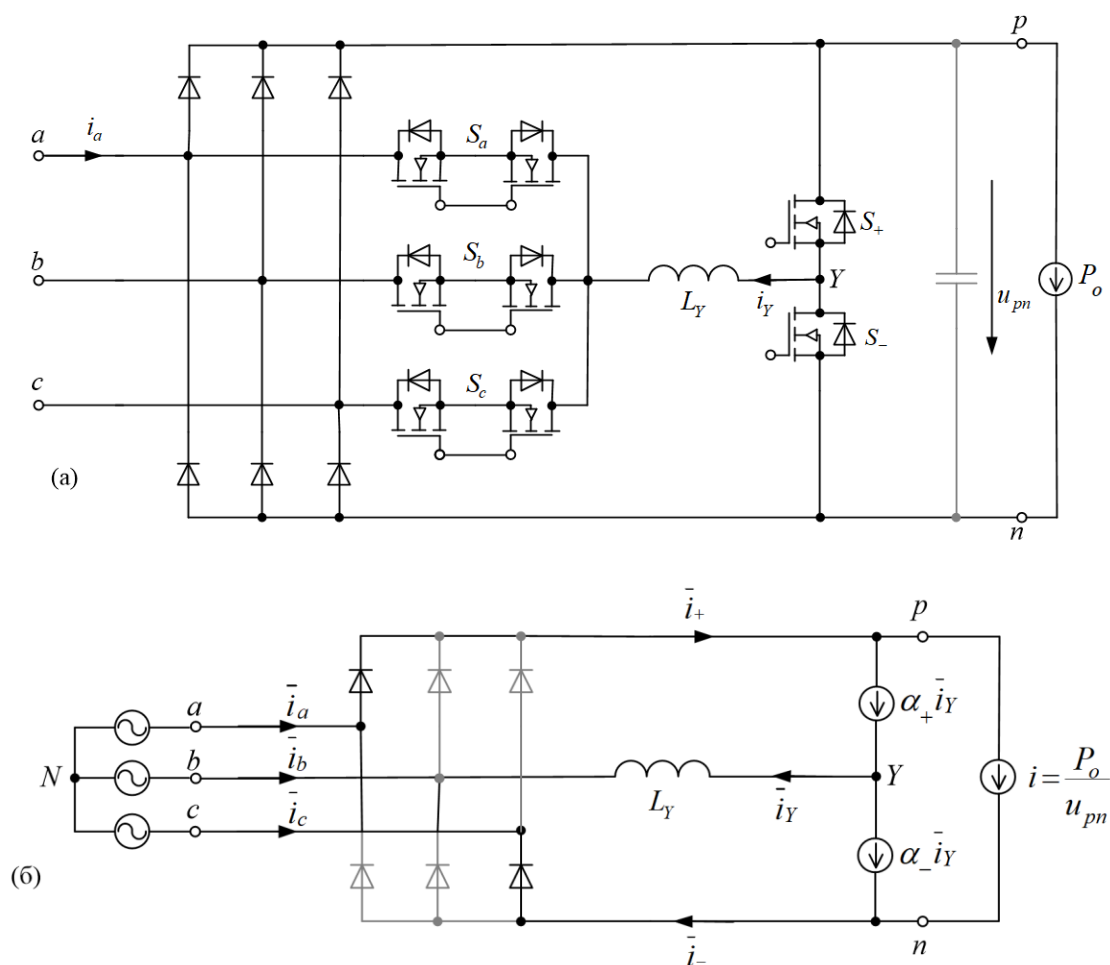


Рисунок 10.8 – Випрямляч KOREA Rectifier

Метою системи керування є виконання умов $i_p = G \cdot u_p$; $i_Y = G \cdot u_Y$.

Для забезпечення одиничного коефіцієнта потужності струм i_L має змінюватися таким чином:

$$i_L = G \cdot u_p - (u_p + u_n) \cdot G \cdot \alpha_p. \quad (10.1)$$

Останній вираз показує, що струм навантаження має змінюватися протягом періоду мережі, в іншому випадку буде знижуватися КП.

Потужність навантаження становитиме:

$$P=(u_p - u_n) \cdot i_L = \text{const.} \quad (10.2)$$

Отже, для забезпечення близького до одиниці коефіцієнта потужності навантаження має працювати в режимі постійної потужності. Зазвичай це потребує застосування додаткового DC/DC перетворювача.

На рис. 10.9 наведено часові діаграми струмів випрямляча. Струм i_Y має частоту в три рази вищу від частоти мережі.

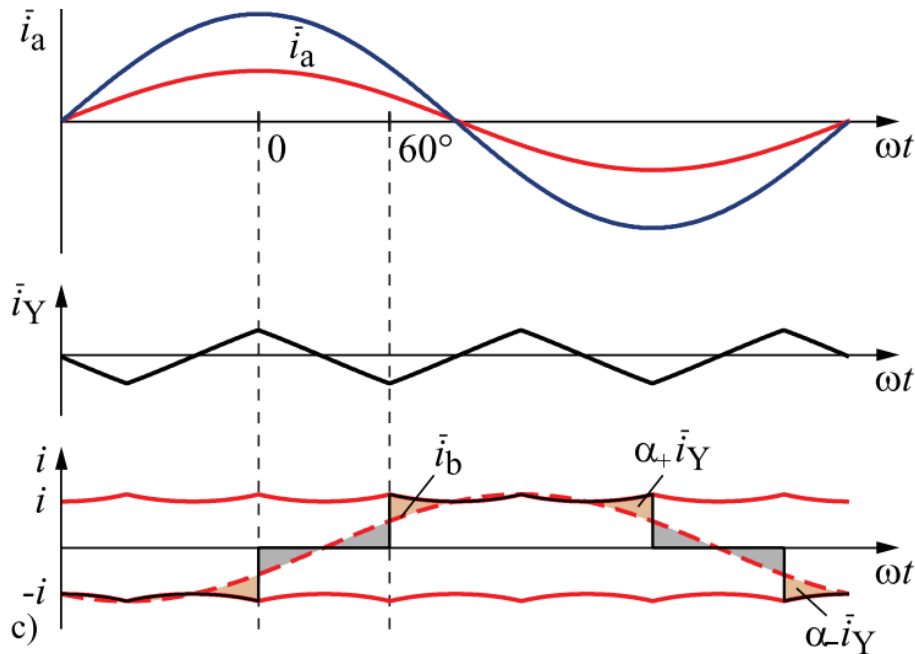


Рисунок 10.9 – Часові діаграми випрямляча KOREA Rectifier

На рис. 10.10 наведено діаграми напруги на навантаженні, струму навантаження, щільності роботи напівмоста S_+ , S_- і вихідної потужності KOREA Rectifier протягом періоду мережі [41].

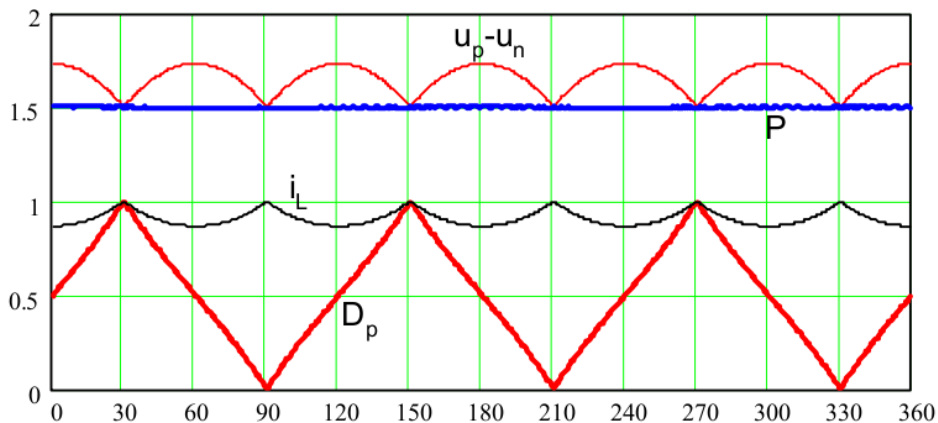


Рисунок 10.10 – Діаграми вихідної напруги, струму, потужності та щільностей KOREA Rectifier

Схема KOREA Rectifier вигідно відрізняється малими втратами енергії завдяки невеликій кількості силових напівпровідникових елементів в силовому колі, високим входним коефіцієнтом потужності.

Недоліками цієї схеми є наявність пульсацій в вихідній напрузі, неможливість її стабілізації і необхідність застосування навантаження, що працює з постійною потужністю за наявності пульсацій напруги. Це дещо обмежує область використання KOREA Rectifier, зокрема, в зварювальних інверторах, тому що DC/DC перетворювач, який часто використовується спільно з ним, має мати систему управління, що стабілізує його миттєву активну потужність. Але це, по-перше, у разі живлення електричної зварювальної дуги дуже важко реалізувати через її нестаціонарний характер, а по-друге – не дає можливості використовувати відомі способи зварювання з накладанням імпульсів струму.

В [45, 46] описаний понижувальний випрямляч з активною інжекцією третьої гармоніки – SWISS Rectifier. Його силова частина (рис. 10.11, а) складається з діодного моста, двох понижувальних перетворювачів ($S_+D_+L_+$ та $S_-D_-L_-$), навантажених на вихідний згладжувальний конденсатор (C), і схеми активної інжекції (S_a, S_b, S_c).

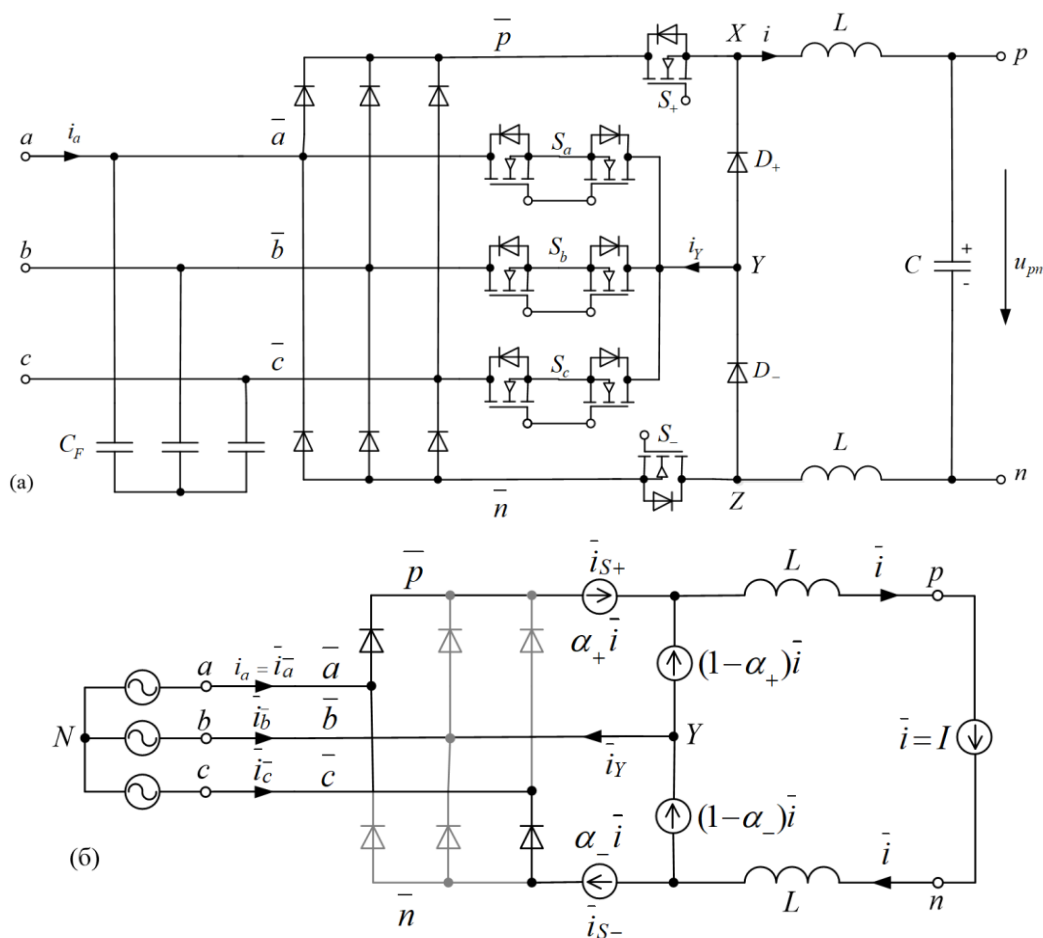


Рисунок 10.11 – Випрямляч SWISS Rectifier

Елементи $S_+D_+L_+$ та $S_-D_-L_-$ утворюють два понижувальних (buck) перетворювачі. Схему заміщення SWISS rectifier для аналізу процесів наведено на рис. 10.11, б). Перетворювач $S_+D_+L_+$ подано джерелами струму зі струмом $I \cdot \alpha_p$ та $I \cdot (1 - \alpha_p)$ де α_p – щільність імпульсів керування ключем S_+ ; I – струм навантаження. Перетворювач $S_-D_-L_-$ подано джерелами струму зі струмом $I \cdot \alpha_n$ та $I \cdot (1 - \alpha_n)$, де α_n – щільність імпульсів керування ключем S_- .

Під час роботи від трифазної симетричної мережі: $u_p + u_n + u_y = 0$, а вихідна напруга U_0 має встановлюватися на рівні не вище $1,5U_{mph}$. На рис. 10.12 зображено графік зміни сигналів у разі устанавлення $U_0 = 1,5U_{mph}$ [41].

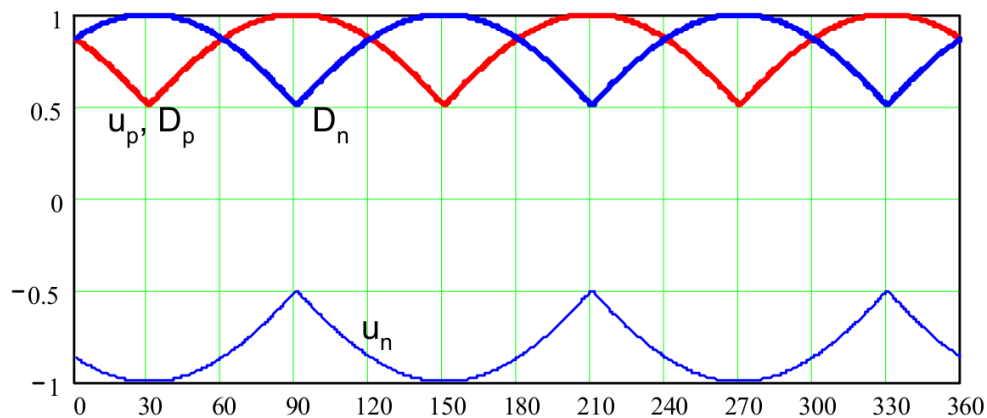


Рисунок 10.12 – Діаграми щільностей SWISS Rectifier

На думку авторів [38], інтерес для промислового застосування становлять:

- з категорії випрямних систем підвищувального типу лише звичайний (двонаправлений) шестиперемикальний перетворювач і випрямляч VIENNA,
- з систем з понижувальною характеристикою лише знову шестиперемикальна структура і випрямляч SWISS.

Порівняно з цими чотирма топологіями, інші концепції схем демонструють (значно) вищу складність кола живлення та/або керування, або мають високі компонентні напруги за меншої складності та обмежений робочий діапазон вихідної напруги та/або великий кут зсуву фаз струм–напруга на вході. Це особливо важливо під час роботи в незбалансованих мережах або у випадку обриву фази мережі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Электромагнитная совместимость потребителей / И. В. Жежеленко, А. К. Шидловский, Г. Г. Пивняк, Ю. Л. Саенко, Н. А. Нойбергер. М. : Машиностроение, 2012. 351 с.
2. Пивняк Г. Г., Жежеленко І. В., Папаїка Ю. А. Енергетична ефективність систем електропостачання : монографія. Дніпро : НТУ «Дніпровська політехніка», 2018. 148 с.
3. Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: ГОСТ 13109-97. [Введ.01.01.2000]. К. : Изд-во стандартов, 1998; Госстандарт Украины, с доп. и попр., 1999. 31 с.
4. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності: ДСТУ EN 50160:2014 [Чинний з 1.10.2014]. К. : Держстандарт України, 2014. 27 с.
5. Handbook of Power Quality. Edited by Angelo Baggi. 2008. John Wiley & Sons, Ltd. 642 p.
6. Жаркин А. Ф., Новский В. А., Палачев С. А. Нормативные и технические аспекты обеспечения стандартных характеристик напряжения в системах электроснабжения Украины. Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Техніка та електрофізика високих напруг. 2012. № 52 (958). С. 76–83.
7. Симуткин М. Г. Разработка методов оценки влияния нелинейных электроприемников на режимы работы оборудования распределительных сетей : диссертация на соиск. ученой степени канд. техн. наук по спец. 05.14.02. М. : МЭИ. 2014. 163 с.
8. Соломчак О. В., Гладь І. В. Проблеми розрахунку та компенсації реактивної потужності в мережах з несинусоїдним (нелінійним) навантаженням. Енергетика та електрифікація. 2008. № 6. С. 27–32.
9. Вагин Г. Я., Лоскутов А. Б., Севостьянов А. А. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике. Нижний Новгород : Нижегородский гос. техн. ун-т, 2004. 214 с.
10. Жежеленко І. В., Саенко Ю. Л. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях. – М. : Энергоатомиздат, 2000. 252 с.
11. Жежеленко І. В., Саенко Ю. Л. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях. М. : Энергоатомиздат, 2005. 261 с.
12. Шидловский А. К., Кузнецов В. Г. Повышение качества энергии в электрических сетях. К. : Наукова думка, 1987. 268 с.
13. Жежеленко І. В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. М. : Энергоатомиздат, 2000. 331 с.
14. Жданов П. С. Вопросы устойчивости электрических систем / под ред. Л. А. Жукова. М. : Энергия, 1979. 456 с.
15. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96:2014. Методичні рекомендації з аналізу технологічних витрат електричної енергії та вибору заходів щодо

їх зниження. К. : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2014.

16. Зорин В. В. Системы электроснабжения общего назначения : учебник для студентов вузов / В. В. Зорин, В. В. Тисленко. – Чернигов : ЧГТУ, 2005. – 341 с.

17. Солдаткина Л. А. Электрические сети и системы. М. : Энергия, 1978. 216 с.

18. Кузнецов В. Г. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях с несимметричными нагрузками. Электричество. 1983. № 2. С. 64 – 67.

19. Бурбело М. Й., Бабенко О. В. Квазізрівноважені вимірювальні канали для симетрувальних установок : монографія. Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2009. 96 с.

20. Кочкин В. И., Нечаев О. П. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий. М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. 248 с.

21. Mathur R. M. and Varma R. K. Thyristor-based facts controllers for electrical transmission systems. IEEE Press, Piscataway, 2002. 518 p.

22. Варецький Ю. О. Режимы электрических сетей и систем электропоставки с статическими тиристорными компенсаторами (методология анализа) // Автореф. диссертации на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.14.02. Львів. 1999. 35 с.

23. Николаев А. А. Повышение эффективности работы статического тиристорного компенсатора сверхмощной дуговой сталеплавильной печи // автореф. дис. канд. техн. наук. Магнитогорск, 2009. 20 с. <http://tekhnosfera.com/view/10225/a?#?page=17>

24. Использование статического тиристорного компенсатора сверхмощной дуговой сталеплавильной печи для обеспечения устойчивости электроэнергетической системы и повышения надежности внутризаводского электроснабжения / Николаев А. А., Корнилов Г. П., Ивекеев В. С., Ложкин И. А., Котышев В. Е., Тухватуллин М. М. Машиностроение : сетевой электронный научный журнал. 2014. № 1 (Russian Internet Journal of Industrial Engineering). С. 59–69.

25. Пат. 94181. Україна. МПК Н 02 J 3/00. Пристрій для компенсації реактивної потужності трифазного навантаження / М. Й. Бурбело, М. В. Никитенко (Україна). – Заявлено 19.02.10. № a201001785; Опубл. 11.04.2011. Бюл. № 7.

26. Бурбело М. Й., Мельничук С. М., Никитенко М. В. Вимірювання параметрів несиметричних швидкозмінних трифазних навантажень. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 2. С. 54–56.

27. Керування пристроями динамічної компенсації реактивної потужності за несиметричних швидкозмінних навантажень / М. Й. Бурбело, О. М. Кравець, М. В. Никитенко, Ю. В. Лобода. *Електромеханічні і енергозберігаючі системи. Науково-виробничий*

журнал Кременчуцького державного політехнічного університету. 2013. Вип. 2. С. 37–43.

28. Керування установками динамічної компенсації реактивної потужності за несиметричних навантажень / М. Й. Бурбело, О. М. Кравець, Ю. П. Войтюк, Ю. В. Лобода. *Наукові праці ВНТУ*. 2016. № 4. 7 с. <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/486/485>

29. Пронин М. В., Воронцов А. Г. Силовые полностью управляемые полупроводниковые преобразователи (моделирование и расчет) / Под ред. Е. А. Крутякова. Санкт-Петербург : «Электросила», 2003. 172 с.

30. Николаев А. В. Разработка принципов управления статическим компенсатором (СТАТКОМ) и исследование его работы на подстанциях переменного и постоянного тока // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Специальность 05.14.02. Санкт-Петербург, 2005.

31. Ota S., Tobita M. and Yoshino T. New self-commutated SVC and SFC using IEGT. *Conf. Rec. IEEJ-IPEC*, 2177–2181 (2005).

32. Hingorani N. G., Gyugyi L. Understanding FACTS. Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems, IEEE Press book, 2000. 432 p.

33. Akagi H., Watanabe E. H., Aredes M. Instantaneous power theory and applications to power conditioning. IEEE Press / Wiley-Interscience, 2007. 379 p.

34. Akagi H. Active harmonic filters. *Proceedings of the IEEE*. Vol. 93, 2005, No. 12, pp. 2128-2141.

35. Лобода Ю. В. Система керування статичними компенсаторами реактивної потужності в несиметричних несинусоїдних режимах розподільних мереж. Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. – Вінницький національний технічний університет, Вінниця, 2020.

36. Бурлака В. В., Поднебенна С. К., Гулаков С. В. Сучасні силові активні фільтри та імпульсні джерела живлення з корекцією коефіцієнта потужності : монографія. Маріуполь : ПДТУ, 2015. 196 с.

37. Жаркін А. Ф., Новський В. О., Малахатка Д. О. Гібридні фільтрокомпенсуючі перетворювачі для трифазних систем з нелінійними та змінними навантаженнями, *Технічна електродинаміка*, 2015, № 4. С. 25-30.

38. Johann W. Kolar and Thomas Friedli, “The Essence of Three-Phase PFC Rectifier Systems – Part I,” *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, VOL. 28, NO. 1, JANUARY 2013.

39. J. W. Kolar, H. Ertl, and F. C. Zach, “Space vector-based analytical analysis of the input current distortion of a three-phase discontinuous-mode boost rectifier system,” in *Proc. 24th IEEE Power Electron. Spec. Conf.*, Jun. 20–24, 1993, pp. 696–703.

40. J. C. Salmon, "Comparative evaluation of circuit topologies for 1-phase and 3-phase boost rectifiers operated with a low current distortion," in Proc. Canadian Conf. Electrical and Computer Engineering, Sep. 25–28, 1994, pp. 30–33.

41. Бурлака В. В. Розробка теоретичних і науково-технологічних принципів створення енергоефективних інверторних джерел живлення для зварювальних процесів і споріднених технологій. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису. Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.03.06 – Зварювання та споріднені процеси і технології. – Донбаська державна машинобудівна академія, Краматорськ, 2018.

42. N. Vazquez, H. Rodriguez, C. Hernandez, E. Rodriguez, J. Arau, "Three-Phase Rectifier With Active Current Injection and High Efficiency", IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 56, Issue 1, Jan. 2009, pp. 110-119.

43. H. Yoo and S.-K. Sul, "A novel approach to reduce line harmonic current for a three-phase diode rectifier-fed electrolytic capacitor-less inverter," in Proc. 24th IEEE Appl. Power Electron. Conf. Expo., Feb. 15–19, 2009, pp. 1897–1903.

44. H. Yoo and S.-K. Sul, "A new circuit design and control to reduce input harmonic current for a three-phase ac machine drive system having a very small dc-link capacitor," in Proc. 25th IEEE Appl. Power Electron. Conf. Expo., Feb. 21–25, 2010, pp. 611–618

45. J. W. Kolar, M. Hartmann, and T. Friedli, "Tutorial: Three-Phase PFC Rectifier and AC-AC Converter Systems", Proc. Of the 25th Ann. IEEE Appl. Power Electron. Conf. and Exp. (APEC 2010), 2010.

46. J. W. Kolar, M. Hartmann, T. Friedli, "Hybrider Dreiphasiger AD/DC-Konverter und Verfahren zu dessen Steuerung". Patent application nr. CH00298/11, 2011.

*Навчальне електронне видання
комбінованого використання.
Можна використовувати в локальному та мережному режимах*

Михайло Йосипович Бурбело

**ЕЛЕКТРОМАГНІТНА СУМІСНІСТЬ І КЕРУВАННЯ
ЯКІСТЮ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

Навчальний посібник

Рукопис оформив *М. Бурбело*

Редактор *Т. Старічек*

Оригінал-макет виготовила *Т. Старічек*

Підписано до видання 20.01.2023 р.
Гарнітура Times New Roman.
Зам. № P2023-005.

Видавець та виготовлювач
Вінницький національний технічний університет,
Редакційно-видавничий відділ.
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Хмельницьке шосе, 95,
м. Вінниця, 21021.
Тел. (0432) 65-18-06.
press.vntu.edu.ua;
Email: irvc.vntu@gmail.com
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.