

ПЛАМЕН ЦАНКОВ

МИЛКО ЙОВЧЕВ

ИНДУСТРИАЛНИ ЕЛЕКТРОСНАБДИТЕЛНИ СИСТЕМИ



ПЛАМЕН ЦАНКОВ

МИЛКО ЙОВЧЕВ

ИНДУСТРИАЛНИ ЕЛЕКТРОСНАБДИТЕЛНИ СИСТЕМИ



УНИВЕРСИТЕТСКО ИЗДАТЕЛСТВО
“ВАСИЛ АПРИЛОВ”
ГАБРОВО, 2025

Учебник по Индустриални електроснабдителни системи

Учебникът по Индустриални електроснабдителни системи представя лекционен материал и техническа информация по учебните дисциплини: „Индустриални електроснабдителни системи“ – за студенти в ОКС "Бакалавър" от специалности „Електроенергетика и електрообзавеждане“, „Електроснабдяване и електрообзавеждане“ и „Електроснабдяване и децентрализирани енергийни източници“ – за студенти от специалност „Възобновяеми енергийни източници и енергийна ефективност“ при Технически университет - Габрово. Целта на учебника е запознаване с основните въпроси по избор, анализ, изчисляване и проектиране на схемни и технически решения за компенсиране на реактивните товари, сигурността на електроснабдяването и пускането и самопускането на мощни електрически двигатели в индустриалните електроснабдителни системи.

Лекционният материал по Индустриални електроснабдителни системи е профилирано продължение на обучението по въпросите, изучавани в учебната дисциплина Електроснабдяване, свързани с проектиране, управление и експлоатация на електроснабдителните системи: устройство и електрически товари на електроснабдителните системи, електрически схеми и режими на работа, избор и изчисляване на сечения на захранващи линии, защитна и комутационна апаратура, както и качество на електрическата енергия.

Учебникът може да бъде полезен и на студенти от сродни специалности в други висши технически училища в страната, както и на проектантите и специалисти от практиката.

© Пламен Ценков Цанков – автор, 2025

© Милко Тодоров Йовчев – автор, 2025

Рецензент: доц. д-р инж. Стойо Колев Платиканов

Печат: Университетско издателство "Васил Априлов" – Габрово, 2025

ISBN ISBN 978-954-683-723-3

С Ъ Д Ъ Р Ж А Н И Е

ИЗПОЛЗВАНИ СЪКРАЩЕНИЯ	5
1. НЕОБХОДИМОСТ ОТ КОМПЕНСИРАНЕ НА РЕАКТИВНИТЕ ТОВАРИ В ИНДУСТРИАЛНИТЕ ЕЛЕКТРОСНАБДИТЕЛНИ СИСТЕМИ	6
2. ЕСТЕСТВЕНИ МЕТОДИ ЗА ПОДОБРЯВАНЕ НА ФАКТОРА НА МОЩНОСТТА	14
3. ВИДОВЕ КОМПЕНСИРАЩИ УСТРОЙСТВА ЗА РЕАКТИВНИ ТОВАРИ. УСТРОЙСТВО И ОСНОВНИ ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ НА КОНДЕНЗАТОРНИТЕ БАТЕРИИ	17
4. СХЕМИ НА ВКЛЮЧВАНЕ, ЗАЩИТНА АПАРАТУРА И РАЗРЕЖДАНЕ НА КОНДЕНЗАТОРНИ БАТЕРИИ.....	24
5. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА НЕОБХОДИМАТА КОМПЕНСИРАЩА МОЩНОСТ НА КОНДЕНЗАТОРНИТЕ УРЕДБИ	31
6. РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ НА КОНДЕНЗАТОРНИТЕ МОЩНОСТИ. ИНДИВИДУАЛНО, ГРУПОВО И ЦЕНТРАЛИЗИРАНО КОМПЕНСИРАНЕ.....	35
7. РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ НА КОНДЕНЗАТОРНИТЕ МОЩНОСТИ В РАДИАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА МРЕЖА.....	40
8. РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ НА КОНДЕНЗАТОРНИТЕ МОЩНОСТИ В МАГИСТРАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА МРЕЖА.....	44
9. РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ НА КОНДЕНЗАТОРНИТЕ МОЩНОСТИ МЕЖДУ СРЕДНО И НИСКО НАПРЕЖЕНИЕ	47
10. АВТОМАТИЧНО РЕГУЛИРАНЕ НА МОЩНОСТТА НА КОНДЕНЗАТОРНИТЕ БАТЕРИИ. $\cos \varphi$ РЕГУЛАТОРИ	49
11. КОМПЕНСИРАНЕ НА РЕАКТИВНИТЕ ТОВАРИ ЧРЕЗ СИНХРОННИ ДВИГАТЕЛИ.....	57
12. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ОПТИМАЛНИЯ ФАКТОР НА МОЩНОСТТА НА СИНХРОННИТЕ ДВИГАТЕЛИ.....	62
13. СТАТИЧНИ ИЗТОЧНИЦИ НА РЕАКТИВНА МОЩНОСТ. ТИРИСТОРНО УПРАВЛЕНИЕ НА ВКЛЮЧВАНЕТО И ИЗКЛЮЧВАНЕТО НА КОНДЕНЗАТОРНИТЕ БАТЕРИИ	65
14. ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ НА СИГУРНОСТТА НА ЕЛЕКТРОСНАБДИТЕЛНАТА СИСТЕМА	74
15. ПОТОК НА ОТКАЗИТЕ. ДОПЪЛНИТЕЛНИ ПОКАЗАТЕЛИ НА СИГУРНОСТТА.....	79

16. ПРОДЪЛЖИТЕЛНОСТ НА ПРЕКЪСВАНЕ НА ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕТО	83
17. КОЛИЧЕСТВЕНА ОЦЕНКА НА СИГУРНОСТТА НА ЕЛЕКТРОСНАБДИТЕЛНАТА СИСТЕМА	86
18. ЗАГУБИ НА ПРОМИШЛЕНИТЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ПРИ ПРЕКЪСВАНЕ НА ЕЛЕКТРОЗАХРАНВАНЕТО	92
19. СКЛАДОВ РЕЗЕРВ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА.....	95
20. ПУСКАНЕ НА МОЩНИ ЕЛЕКТРИЧЕСКИ ДВИГАТЕЛИ В ЕЛЕКТРОСНАБДИТЕЛНАТА СИСТЕМА	97
21. САМОПУСКАНЕ НА МОЩНИ ЕЛЕКТРИЧЕСКИ ДВИГАТЕЛИ В ЕЛЕКТРОСНАБДИТЕЛНАТА СИСТЕМА	102
ЛИТЕРАТУРА	108

ИЗПОЛЗВАНИ СЪКРАЩЕНИЯ

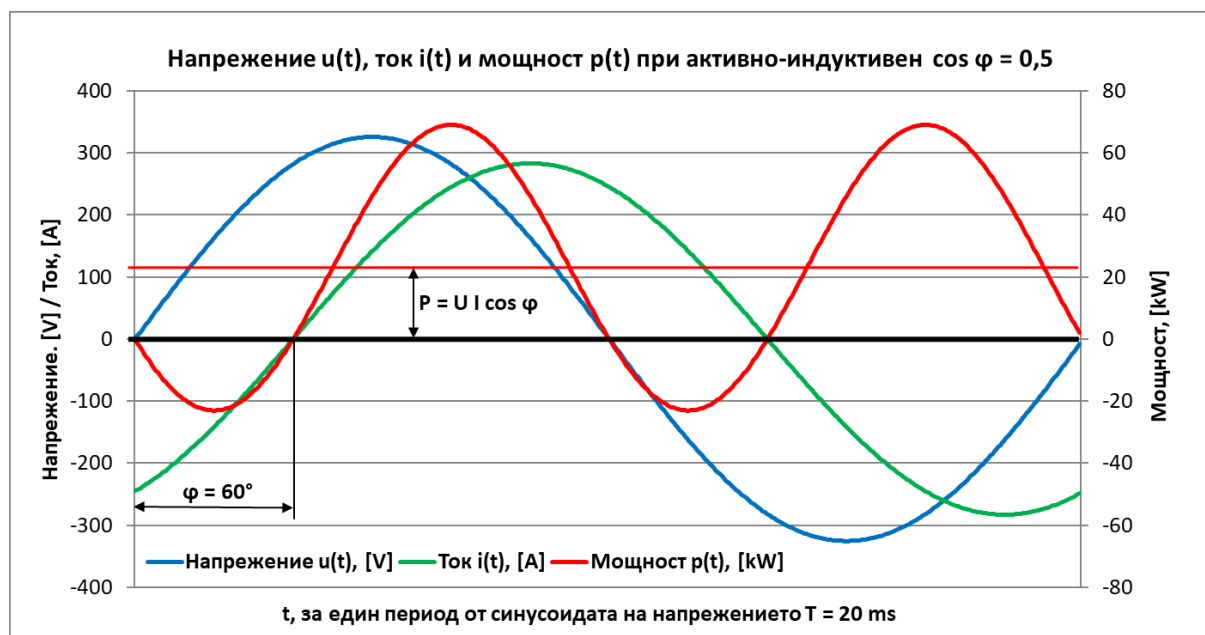
АД	– Асинхронен двигател;
АП	– Автоматичен прекъсвач;
ВН	– Високо напрежение;
ГПП	– Главна понижавача подстанция;
ГРП	– Главна разпределителна подстанция;
ЕЕС	– Електроенергийна система;
ЕСПП	– Електроснабдителна система на промишлено предприятие;
ЕСС	– Електроснабдителна система;
КБ	– Кондензаторна батерия;
КЕВР	– Комисия за енергийно и водно регулиране;
ККУ	– Комплектно кондензаторно устройство;
СГ	– Синхронен генератор;
СД	– Синхронен двигател;
СИРМ	– Статичен източник на реактивна мощност;
СН	– Средно напрежение;
ТГ	– Товаров график;
ЦП	– Цехова подстанция;
АС	– Променливотоков (Alternating Current);
DC	– Постояннотоков (Direct Current);
SVC	– Англ. абrevиатура за СИРМ (Static VAR Compensator)

1. НЕОБХОДИМОСТ ОТ КОМПЕНСИРАНЕ НА РЕАКТИВНИТЕ ТОВАРИ В ИНДУСТРИАЛНИТЕ ЕЛЕКТРОСНАБДИТЕЛНИ СИСТЕМИ

1.1. Общи сведения

Режимът на реактивните товари в индустрията и по-големите стопански потребители в голяма степен определя качеството на напрежението, загубите на мощност и електрическа енергия в отделните звена на електроснабдителните системи на промишлените предприятия (ЕСПП) и цената, по която се заплаща консумираната електрическа енергия. Затова компенсирането на реактивните товари в промишлените предприятия е една от главните задачи при проектирането и при експлоатацията на техните електроснабдителни системи.

На фиг. 1.1 е показано изменението на моментните стойности напрежението $u(t)$, тока $i(t)$ и мощността $p(t)$ при консуматори с активно-индуктивен товар (например асинхронни електродвигатели) с фактор на мощността $\cos \varphi = 0,5$ ($\varphi = 60^\circ$), за един период $T = 20$ ms (при честота $f = 50$ Hz) от синусоидата на захранващото напрежение.



Фиг. 1.1. Моментни стойности на напрежението $u(t)$, тока $i(t)$ и мощността $p(t)$ при консуматори с активно-индуктивен товар

От курса по Теоретична електротехника е известно, че аналитичното представяне на моментните стойности на напрежението $u(t)$, тока $i(t)$ и мощността $p(t)$ е:

$$u(t) = U_m \sin(\omega t) \quad (1.1)$$

$$i(t) = I_m \sin(\omega t - \varphi) \quad (1.2)$$

$$p(t) = u(t) i(t) = U_m I_m \sin(\omega t) \sin(\omega t - \varphi) = U I \cos \varphi - U I \cos(2\omega t - \varphi) \quad (1.3)$$

където:

φ е фазова разлика между тока и напрежението;

ω – ъгловата честота;

U_m и I_m – амплитудни стойности на напрежението и тока;

U и I – ефективните стойности на напрежението и тока.

За дефиниране на средната мощност P_{cp} за един период T на синусоида на захранващото напрежение, след интегриране на формула (1.3) се получава уравнението (1.4):

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T u(t) i(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T \underbrace{(U I \cos \varphi)}_I - \underbrace{U I \cos(2\omega t - \varphi)}_{II} dt = \underbrace{U I \cos \varphi}_I + \underbrace{0}_{II} \quad (1.4)$$

Мощността може да се разложи на сума от две съставлящи, обозначени с I и II на формула (1.4). Първата съставляща - I , постоянна във времето ($P = UI \cos \varphi$), се нарича активна мощност. Втората - II , променлива съставляща, която пулсира с двойна честота ($2\omega t$) обуславя реактивната мощност. За един период T на захранващото напрежение $u(t)$ средната стойност на мощността P е равна само на първата съставляща, тъй като средната стойност на втората съставляща за един период T винаги е равна на нула.

Активната мощност/енергия се преобразува в електрическите потребители в друг вид полезна енергия: механична, топлинна, светлинна и други.

Реактивната мощност/енергия циркулира между генераторите и т.нар. реактивни елементи (капацитивни и индуктивни) в консуматорите като не извършва полезна работа, а служи само за създаване на електромагнитни и електростатични полета в съответните консуматори (двигатели, трансформатори, дросели, кондензатори и др.).

Захранването на трифазен консуматор с мощност $P = \sqrt{3} U I \cos \varphi$, [W] е съпроводено с пулсиране на реактивна мощност между генератора на електрическа енергия и консуматора $Q = \sqrt{3} U I \sin \varphi = P \operatorname{tg} \varphi$, [VAr], а пълната мощност от захранващия източник е $S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \frac{P}{\cos \varphi}$, [VA].

Формулите за активна, реактивна и пълна мощност показват значителното влияние на фазовата разлика φ между тока и напрежението върху

1. Необходимост от компенсиране на реактивните товари в индустриалните ЕСС

тяхната големина. При чисто активен товар $\varphi = 0^\circ$, $\cos \varphi = 1$, а $\sin \varphi = 0$ при което полезната активната мощност има максимална стойност $P = S$, а реактивната $Q = 0$. При увеличаване на фазовата разлика $\varphi > 0^\circ$, при активно-индуктивен или активно-капацитивен товар, активната мощност P намалява пропорционално на $\cos \varphi$ (< 1), а реактивната Q се увеличава пропорционално на $\sin \varphi$ (> 0). Стойността на $\cos \varphi$ характеризира отношението на полезната активна към пълната консумирана мощност $\cos \varphi = \frac{P}{S}$ и наличието на непреобразуващата се в полезна работа реактивна мощност Q , което е основание $\cos \varphi$ да се нарича фактор на мощността.

1.2. Положителни ефекти от подобряването на фактора на мощността

Подобряването на фактора на мощността $\cos \varphi$ е от съществено значение за оптимизиране на режима на реактивните товари и повишаване на ефективността на електроснабдителните системи, което се изразява в:

а) *намаляване на загубите на мощност и енергия в отделните звена на електроенергийната система:*

$$\Delta P = 3I^2R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2}R = \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi}R = \frac{P^2}{U^2}R + \frac{Q^2}{U^2}R = \Delta P_a + \Delta P_p, [W] \quad (1.5)$$

където ΔP_a и ΔP_p са съответно загуби от пренасяне на активна и реактивна мощност, съставлящи общите активни загуби ΔP .

б) *намаляване на сеченията на проводници, кабели, шинопроводи, мощности на силови трансформатори и др.*

При постоянна активна мощност, когато $\cos \varphi$ нараства, пълната мощност и токът намаляват:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \frac{P}{\cos \varphi}, [VA] \quad (1.6)$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U} = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos \varphi}, [A] \quad (1.7)$$

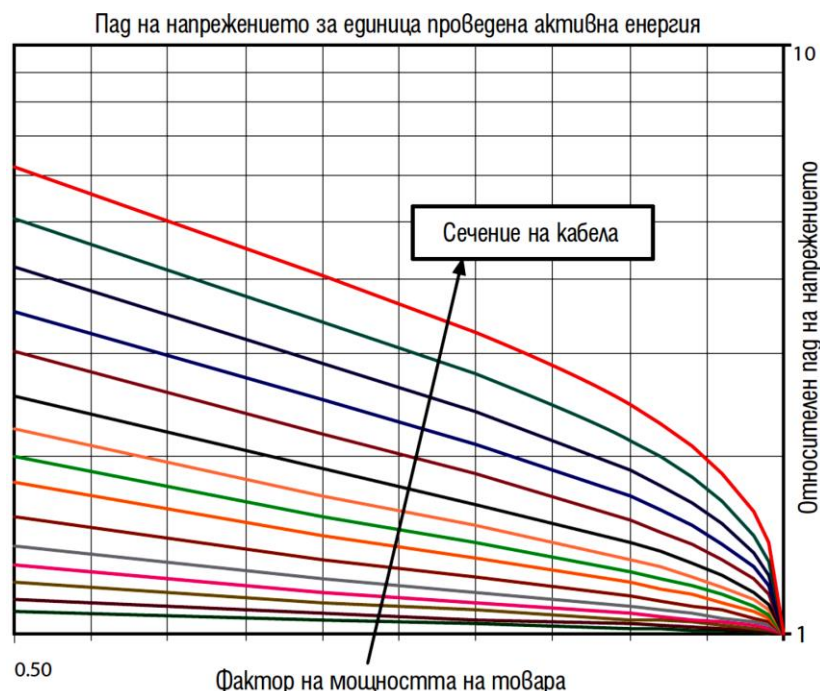
В резултат на това намаляват загряването на съоръженията и загубите на напрежение.

в) *намаляване на загубите на напрежение:*

$$\Delta U = \sqrt{3}(IR \cos \varphi + IX \sin \varphi), [V] \quad (1.8)$$

На фиг. 1.2 е показано влиянието на увеличаването на фактора на мощността на товара за намаляване на относителния пад на напрежението за единица проведена активна мощност [12].

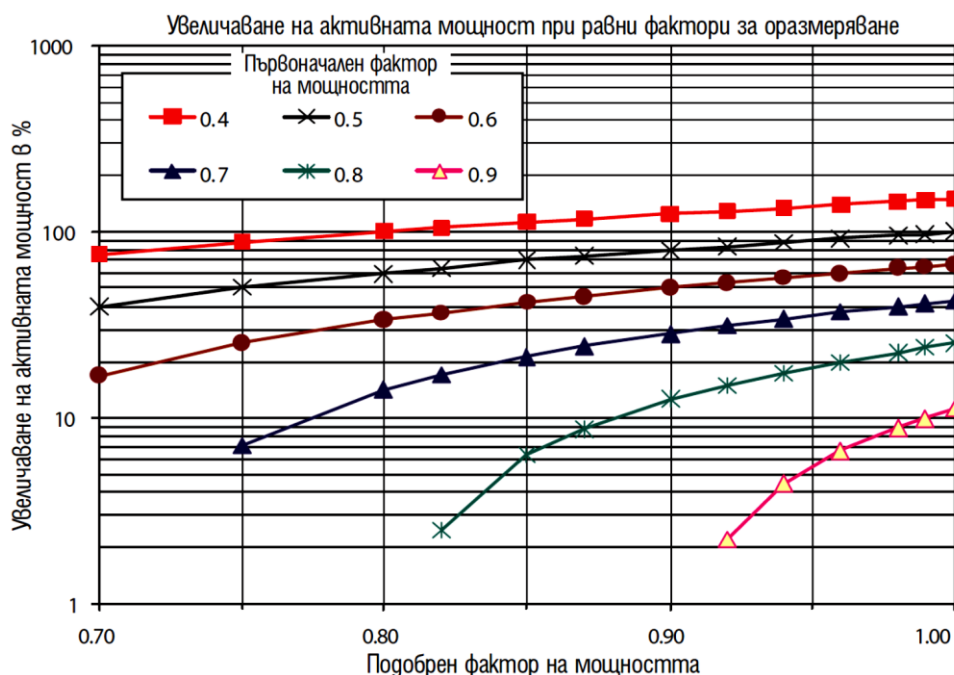
1. Необходимост от компенсиране на реактивните товари в индустриалните ЕСС



Фиг. 1.2. Намаляване на относителния пад на напрежение при увеличаването на фактора на мощността на товара

г) повишаване на ефективността на използване на мощността на захранващите трансформатори и генератори

На фиг. 1.3 е показано влиянието на увеличаването на фактора на мощността на товара върху увеличаването на проводимата активна мощност и намаляването на загубите при запазване на останалите параметри.



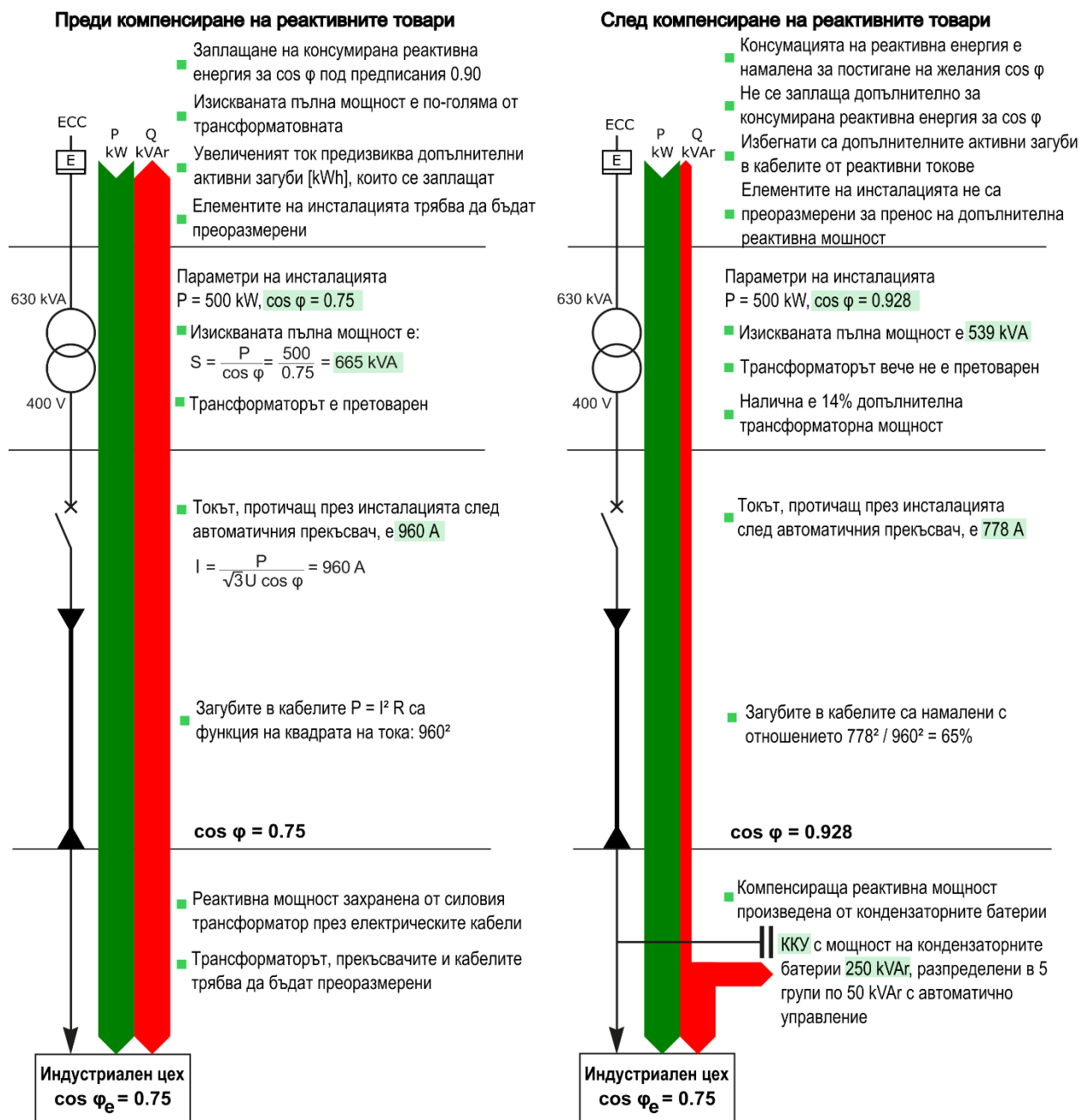
Фиг. 1.3. Увеличаване на проводимата активна мощност при увеличаването на фактора на мощността на товара [12]

1. Необходимост от компенсиране на реактивните товари в индустриалните ЕСС

д) по-добро използване на мощността на генераторите.

Колкото стойността на $\cos \varphi$ е по-близка до единица, генераторът работи с по-голяма активна мощност. По-добре се използват също механичните съоръжения в електрическите централи, турбините, котелните уредби и дизеловите агрегати.

На фиг. 1.4, върху еднолинейни схеми на електроснабдяването на индустриален цех, е показан сравнителен пример на основните електротехнически и икономически ефекти преди и след компенсирането на реактивните товари с кондензаторни батерии [13].



Фиг. 1.4. Пример за електротехнически и икономически ефекти преди и след компенсирането на реактивните товари на индустриален цех

1.3. Естествен фактор на мощността

Естествен е факторът на мощността на един или група електрически консуматори, който се получава в резултат на техните технически данни и режим на работа. Той се определя по формула (1.9)

$$\cos \varphi_e = \cos \left(\arctg \frac{Q}{P} \right), \quad (1.9)$$

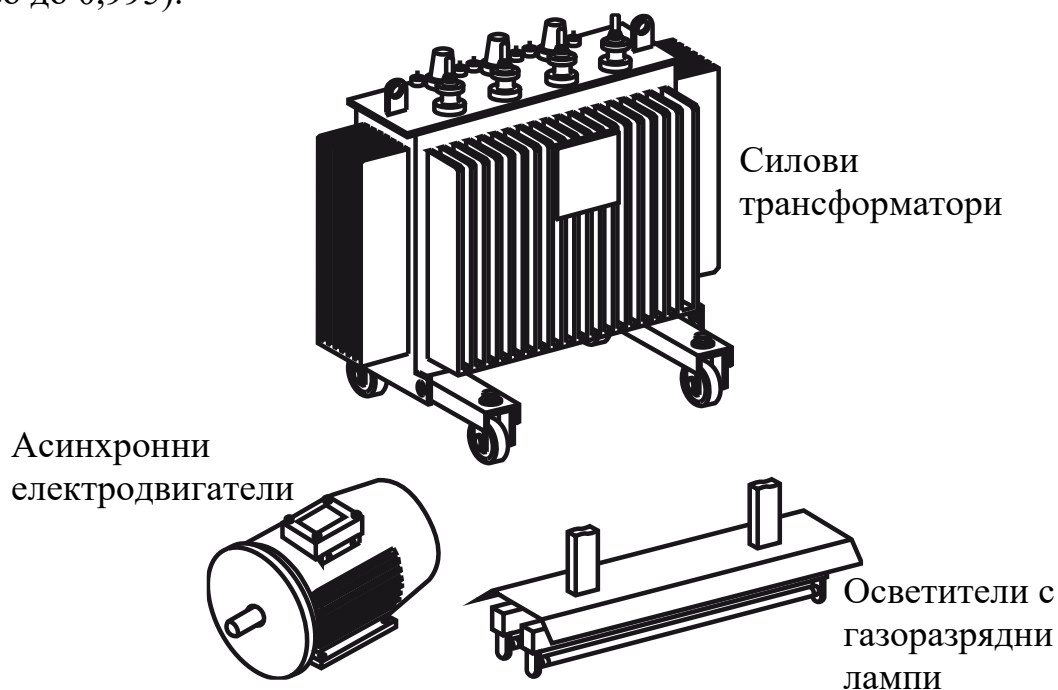
където Q и P са реактивните и активните мощности на консуматорите, преди тяхното евентуално компенсиране.

Всички променливотокови електрически консуматори, които включват електромагнитни устройства или зависят от магнитно свързани намотки, изискват консумация на намагнитващ реактивен ток, за да създадат магнитен поток и поле за своето функциониране. Най-често срещаните такива консуматори на реактивна енергия в индустриалните електроснабдителни системи са силовите трансформатори, реактори, електродвигатели и постепенно излизащите от употреба газоразрядни лампи с електромагнитни дросели - фиг. 1.5.

Съотношението на реактивната мощност (kVAr) спрямо активната мощност (kW), когато дадено оборудване е напълно натоварено, варира в зависимост от съответното устройство и е [13]:

- 65÷75% за асинхронни двигатели (съответстващо на фактор на мощността $0,8 \div 0,85$);

- 5÷10% за трансформатори (съответстващо на фактор на мощността близо до 0,995).



Фиг. 1.5. Основни типове консуматори на реактивна енергия в индустриалните електроснабдителни системи [13]

1. Необходимост от компенсиране на реактивните товари в индустриалните ЕСС

Естественият фактор на мощността може да има моментна и средна стойност, в зависимост от това дали се определя от моментните или средните активни и реактивни мощности на товара.

Средни стойности на фактора на мощността за най-често използваните индустриални консуматори са показани в Табл. 1.1.

Табл. 1.1. Основни типове консуматори на реактивна енергия в индустриалните електроснабдителни системи [12,21]

Видове електрически консуматори			cos φ _e	tg φ _e
Електро-двигатели	Асинхронен двигател при различно процентно механично натоварване	0%	0,17	5,80
		25%	0,55	1,52
		50%	0,73	0,94
		75%	0,80	0,75
		100%	0,85	0,62
Лампи	Лампи с нажежаема жичка		1,0	0
	Луминесцентни лампи (некомпенсирани)		0,5	1,73
	Луминесцентни лампи (компенсирани)		0,93	0,39
	Газоразрядни лампи		0,4÷0,6	2,29÷1,33
Печи	Печи, използващи активни елементи		1,0	0
	Индукционни нагревателни печи (компенсирани)		0,85	0,62
	Диелектрични нагревателни печи		0,85	0,62
Електро-заваръчни апарати	Машини за заваряване от активен тип		0,8÷0,9	0,75÷0,48
	Фиксиран еднофазен комплект за дъгово заваряване		0,5	1,73
	Двигател-генератор за дъгово заваряване		0,7÷0,9	1,02÷0,48
	Комплект трансформатор-токоизправител за дъгово заваряване		0,7÷0,8	1,02÷0,75
Електродъгова пещ			0,8	0,75
АС/DC преобразуватели			0,6÷0,95	1,3÷0,3
DC електрозадвижвания			0,4÷0,75	2,3÷0,9
АС електрозадвижвания			0,95÷0,97	0,33÷0,25
Силови трансформатори на празен ход			0,10÷0,15	9,9÷6,6
Товари с активни съпротивления			1	0

1. Необходимост от компенсиране на реактивните товари в индустриалните ЕСС

Стойността на $\cos \varphi$ зависи от вида и режима на работа на консуматорите. Изследвания на средните стойности на естествения фактор на мощността според вида на промишлеността на индустриалните предприятия и вида и режима на работа на основните консуматори в тях са систематизирани в табл. 1.2.

Табл. 1.2. Средни стойности на естествения фактор на мощността според вида промишленост

Вид промишленост	$\cos \varphi_e$
Предприятия от леката промишленост, където се използват предимно асинхронни двигатели с малка мощност ($1 \div 10$ kW)	$0,5 \div 0,7$
Тежка промишленост (металургична, циментова и др.) с приложение на мощни електродвигатели от няколкостотин и над 1000 kW, значителна част от които са синхронни	0,85
Месопреработвателна промишленост при средна мощност на асинхронните двигатели 5 kW	0,7
Текстилни промишлени предприятия с широко приложение на маломощни асинхронни двигатели и колекторни двигатели с малки скорости	$0,5 \div 0,6$
Предприятия от дървопреработващата, хранително-вкусовата, силикатно-фаянсовата и обувната промишленост, използващи сравнително по-големи мощности асинхронни двигатели (до $50 \div 100$ kW)	$0,6 \div 0,7$
Машиностроителни предприятия с преобладаващи електродвигатели с малки мощности ($5 \div 10$ kW)	$0,6 \div 0,7$
Рудодобивни предприятия	$0,7 \div 0,75$

2. ЕСТЕСТВЕНИ МЕТОДИ ЗА ПОДОБРЯВАНЕ НА ФАКТОРА НА МОЩНОСТТА

2.1. Възможности за подобряване на фактора на мощността

Съществуват два основни начина за подобряване на фактора на мощността:

- естествен – без компенсиращи устройства;
- с използване на компенсиращи устройства.

Преди да се въведе използване на компенсиращи устройства, трябва да се изчерпят всички възможности, които предлагат естествените методи за подобряването на фактора на мощността, тъй като естествените методи не изискват допълнителни капиталовложения и експлоатационни разходи за компенсиращите устройства.

Най-разпространените естествени методи за подобряване на фактора на мощността са: правилен избор на електрообзавеждането; реорганизиране на технологичния процес с оглед подобряване на електроенергийния режим на апарати, машини, агрегати и съоръжения; използване на синхронни двигатели вместо асинхронни; замяна на малко натоварени асинхронни двигатели с двигатели с по-малка мощност; намаляване на напрежението; ограничаване на времето на празен ход на електрическите двигатели; качествен ремонт на двигателите; намаляване на консумираната реактивна мощност на трансформаторите [4,5,8,16].

Компенсиращите устройства се използват за подобряване на фактора на мощността $\cos \varphi$ в електроснабдителната система. Те се разделят на статични и динамични. Представители на статичните компенсиращи устройства са кондензаторните батерии и тиристорно управляваните реактивни елементи (реактори и кондензатори). Динамичните компенсиращи устройства са синхронните двигатели (могат да се използват за компенсиране на реактивната индуктивна мощност, когато работят без механичен товар или ако натоварването им е относително по-малко от номиналното). Съществуват много и различни варианти за внедряване на компенсиращите устройства в електроснабдителната система на потребителите.

2.2. Естествени методи за подобряване на фактора на мощността без използване на компенсиращи устройства

1) *Правилен избор на електрообзавеждането.* При проектиране на електрообзавеждането се съобразява за режима на работа на механизмите и съоръженията. Факторът на мощността зависи от правилното определяне на мощността и режима на работа на двигателите, от правилния избор на мощността и натоварването на трансформаторите и др. Ограничението на този метод за подобряване на фактора на мощността идва от променливият

2. Естествени методи за подобряване на фактора на мощността

режим на работа на някои консуматори и невъзможността във всеки момент двигателите и трансформаторите да са натоварени до номиналната им мощност.

2) *Реорганизиране на технологичния процес.* Подобряването на фактора на мощността може да се постигне с подреждане на технологичния процес чрез уплътняване на товаровия график, по-добро използване на съоръженията и намаляване на загубите на електрическа енергия. Ограничението на този метод идва от това, че често електрическите товари имат случаен характер и са недетерминирани функции на времето.

3) *Използване на синхронни двигатели вместо асинхронни със същата мощност.* Замяната на асинхронни със синхронни двигатели е икономически оправдана, ако мощността им е по-голяма от $(100 \div 150) \text{ kW}$. Синхронните двигатели могат да работят с $\cos \varphi = 1$, като при превъзбуждане имат капацитивен характер на фактора на мощността. Този метод е възможен, ако технологичният процес го позволява, т.е. не се налагат чести пускания и не е необходимо регулиране на скоростта на двигателя. Ограничението на този метод идва от това, че с увеличаване на натоварването на синхронния двигател, неговата компенсираща способност намалява.

4) *Замяна на слабо натоварени асинхронни двигатели с двигатели с по-малка мощност.* Този метод се прилага, ако е възможно (когато двигателите не са вградени с невъзможност за смяна), тъй като с увеличаване на натоварването на асинхронните двигатели, стойността на фактора на мощността $\cos \varphi$ се увеличава. При намаляване на натоварването на асинхронните двигатели ($P < P_n$), реактивната мощност се изменя много по-малко и затова $\cos \varphi$ се влошава. Например при работа на празен ход на един асинхронен двигател $\cos \varphi = 0,15 \div 0,30$, докато при работа с номинално натоварване $\cos \varphi = 0,70 \div 0,90$. Прилагането на този метод е целесъобразно, ако освен подобряване на $\cos \varphi$ се постига и намаляване на загубите на активна мощност. Проведени изследвания установяват, че замяната на асинхронен двигател с двигател с по-малка мощност винаги е целесъобразно, ако $P \leq 0,45P_n$; замяната е неоправдана при $P \geq 0,70P_n$; необходима е икономическа обосновка за замяна при $0,45P_n < P < 0,70P_n$ [4,20].

5) *Намаляване на напрежението.* С намаляване на захранващото напрежение U факторът на мощността се увеличава, тъй като намалява мощността на намагнитване Q_μ на асинхронния двигател, съгласно формулата:

$$Q_\mu = c \frac{U^2}{\mu} V f, [\text{kVAr}] \quad (2.1)$$

2. Естествени способи за подобряване на фактора на мощността

където: V – обем на магнитопровода, в $[\text{cm}^3]$; μ – магнитна проницаемост на стоманата; f – честота на захранващото напрежение, в $[\text{Hz}]$; c – константа, която се определя от конструктивното изпълнение на двигателя.

Недостатък на този метод е квадратичната зависимост на въртящия момент на двигателя $M_{\text{ов}}$ от захранващото напрежение – $M_{\text{ов}} = kU^2$. Затова този начин за подобряване на фактора на мощността може да се използва само при слабо натоварени асинхронни двигатели (под 33% от P_n), чрез превключване на статорната намотка от триъгълник в звезда, при което въртящият момент намалява 3 пъти.

6) *Ограничаване на времето на празен ход на електрическите двигатели.* Работата на празен ход на асинхронните двигатели е свързана със значително натоварване на електроснабдителната система с реактивна мощност и влошаване на ефективното използване на елементите, което се дължи на продължителната работа с много нисък $\cos \varphi = 0,15 \div 0,30$. Затова асинхронните двигатели трябва да се изключват от електрическата мрежа, когато задвижваните от тях механизми не работят [15,16].

7) *Качествен ремонт на двигателите.* Увеличаването на въздушната междина на асинхронните двигатели в определени участъци е съпроводено с увеличаване на тока на намагнитване, а следователно и на тока на празен ход. Едновременно с това се увеличава консумираната реактивна мощност, в резултат на което се влошава факторът на мощността $\cos \varphi$.

Увеличаването на въздушната междина най-често се дължи на повишените вибрации, ребалансиране на вала поради износване на лагерите, некачествен ремонт. Затова по време на ремонт трябва да се контролира правилното балансиране на ротора и монтирането на качествени лагери. Ако при пренавиване на статорната намотка броят на навивките се намали, токът на намагнитване ще се увеличи, което води до намаляване на фактора на мощността.

8) *Намаляване на консумираната реактивна мощност на трансформаторите.* Силовите трансформатори са едни от най-големите консуматори на реактивна мощност в промишлените предприятия – около $(15 \div 20) \%$ от общия реактивен товар. При това около 80 % от техния реактивен товар представлява консумираната реактивна мощност при празен ход [1,4,16]. Намаляване на консумираната реактивна мощност и повишаване на фактора на мощността може да се постигне чрез изключване или разместване на слабо натоварени трансформатори в цехова подстанция с паралелно работещи трансформатори, когато товарът е по-малък от 50 % от максималния продължителен товар.

3. ВИДОВЕ КОМПЕНСИРАЩИ УСТРОЙСТВА ЗА РЕАКТИВНИ ТОВАРИ. УСТРОЙСТВО И ОСНОВНИ ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ НА КОНДЕНЗАТОРНИТЕ БАТЕРИИ

3.1. Видове компенсиращи устройства за реактивни товари.

За да се постигне желаното повишаване на фактора на мощността в индустриалните потребители, на практика често пъти описаните естествени способности не са достатъчни, а в някои случаи те са и неизпълними. За подобряване на фактора на мощността е технико-икономически целесъобразно в тези случаи да се използват компенсиращи устройства [4,7,8,22].

Компенсиращите устройства могат да се разделят на следните две групи:

- *статични* (без въртящи се елементи) – кондензаторните батерии, реактори и тиристорно управляеми кондензатори и реактори;
- *динамични* (с въртящи се елементи) – синхронни двигатели, синхронизирани асинхронни двигатели, компенсиращи преобразуватели, синхронни компенсатори, асинхронни компенсатори и др.

Синхронните компенсатори имат ограничено приложение поради големите мощности (най-често $S_{ск}$ от 5 000 kVAr до 80 000 kVAr), големите специфични загуби ($0,015 \div 0,03$ kW/kVAr при $S_{ск} = 5000 \div 80\,000$ kVAr и $0,032 \div 0,05$ kW/kVAr при $S_{ск} < 5000$ kVAr), големите първоначални инвестиции, повишените нива на шум и отпадане от синхронизъм при смущения в електроенергийната система. Използването на синхронни компенсатори в индустрията е възможно в отделни случаи, когато мощността на компенсиращото устройство е по-висока от 10 000 kVAr [4].

Ограничено приложение намират и синхронизирани асинхронни двигатели, компенсиращи преобразуватели и асинхронни компенсатори.

Най-разпространените компенсиращи устройства за подобряване на фактора на мощността на реактивните товари са кондензаторните батерии.

3.2. Устройство и характеристики на кондензаторните батерии

Използването на кондензаторни батерии като основни компенсиращи устройства за подобряване на фактора на мощността се обуславя от редица съществени предимства, които предлагат [4,22,29]:

- малки специфични загуби на мощност – $\Delta p_{кб} < 0,5 \div 4,5$ W/kVAr;
- лесна експлоатация поради отсъствието на въртящи се елементи;
- лесен и евтин монтаж;
- сравнително малки първоначални инвестиции.

Основните недостатъци на кондензаторните батерии са следните:

3. Видове компенсиращи устройства за реактивни товари. Кондензаторни батерии

- сравнително малък експлоатационен срок – около 10 000 часа, който зависи от честотата на комутиране, напрежението и околната температура;
- при намаляване на напрежението, мощността се понижава чувствително, тъй като $Q_{\text{кб}} = cU^2$;
- кондензаторната мощност не може да се регулира плавно, тъй като кондензаторите се включват и изключват на степени;
- не могат да се ремонтират.

Силовите кондензатори могат да се разглеждат като съставени от две основни части – кутия с проходни изолатори и вътрешна част.

Използват се различни технологии за производство на силови кондензатори – с хартиена изолация, с метализирана хартия, с метализирано пластмасово фолио [22]. Съвременните силови кондензатори вместо кондензаторна хартия като диелектрик използват полипропиленова лента.

На фиг. 3.1 е показано конструктивно изпълнение на кондензаторна секция с хартиен изолационен слой между електродите [22]. Всяка секция се състои от два метални електрода и изолационен слой между тях. Към електродите има изводи, чрез които се осъществява свързването с други секции. Електродите се изпълняват от алуминиево фолио с приблизителна дебелина 10 μm . Двете алуминиеви фолия са изолирани едно от друго с хартия, която е импрегнирана с течен диелектрик – кондензаторно масло. Импрегнацията предотвратява задържането на въздух в хартията и предпазва от проникване на влага, с което се удължава живота. Алуминиевите фолия се навиват на руло за постигане на по-голяма площ и по-малко тегло. Тази технология се използва за производство на кондензатори предимно за средно напрежение.



Фиг. 3.1. Конструктивно изпълнение на кондензаторна секция с хартиен изолационен слой между електродите

Метализираната хартия се използва за производство на кондензатори предимно за ниско напрежение, които са с по-малък обем в сравнение с кондензаторите с хартиена изолация. Използва се методът *вакуумно изпаряване* чрез нанасяне от едната страна на хартията на много тънка сплав от цинк (Zn), като в някои случаи дебелината ѝ достига около 0,1 μm . Предимството на този метод е, че в случай на пробив в изолацията от пренапрежение, топлината изпарява цинковата сплав около точковидната зона на

3. Видове компенсиращи устройства за реактивни товари. Кондензаторни батерии

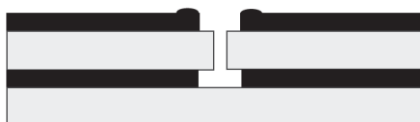
пробива. Самият кондензатор не се поврежда дори след настъпване на няколко пробива. Осъществява се т.нар. „технология за самовъзстановяване“. На фиг. 3.2 е показана технологията на самовъзстановяване при пробив [22]. В резултат на пренапрежение се получава късо съединение, което с електрическата си дъга и високата температура изпарява металния слой около пробива, след което дъгата угасва. Около точката на пробива има малка площ без метал, което обаче намалява незначително капацитета. Технологията на самовъзстановяване е приложима за кондензатори за ниско и средно напрежение.



Когато настъпи пробив в изолацията, се образува краткотрайна дъга



Интензивната топлина на електрическата дъга предизвиква изпаряване на метализацията в зоната на дъгата



Едновременно с това тя възстановява изолацията на електродите и поддържа работата и целостта на кондензатора

Фиг. 3.2. Илюстрация на технология за самовъзстановяване на кондензатор с метализирана хартия [22]

Най-разпространената съвременна технология за производство на кондензатори за ниско напрежение използва метализирани пластмасови фолиа [22]. Високотехнологичните технологии позволяват производството на много тънко фолио, изработено от полипропилен (диелектрик). Металният проводящ слой (електрод) се изпарява от едната страна под вакуум. Фолиата, навити на рула и поставени в цилиндрични чашки, минимизират обема и теглото на кондензатора.

На фиг. 3.3-а е показана схема на свързване на кондензаторна батерия за средно напрежение [28]. Кондензаторната батерия е с вградени предпазители и разрядни съпротивления. Вътрешната част на кондензатора се поставя в херметически затворена кутия, изработена от неръждаема стомана. На горната повърхност на кутията са монтирани проходни изолатори. Свободното пространство в кутията е запълнено с течен диелектрик. Външният вид на кондензатора е показан на фиг. 3.3-б.

Различни схеми на свързване на кондензатори са показани на фиг. 3.4. На фиг. 3.4-а е показана кондензаторна батерия с вградени предпазители и разрядни съпротивления. На фиг. 3.4-б е показана схема на кондензаторна батерия с външен предпазител и вътрешни разрядни съпротивле-

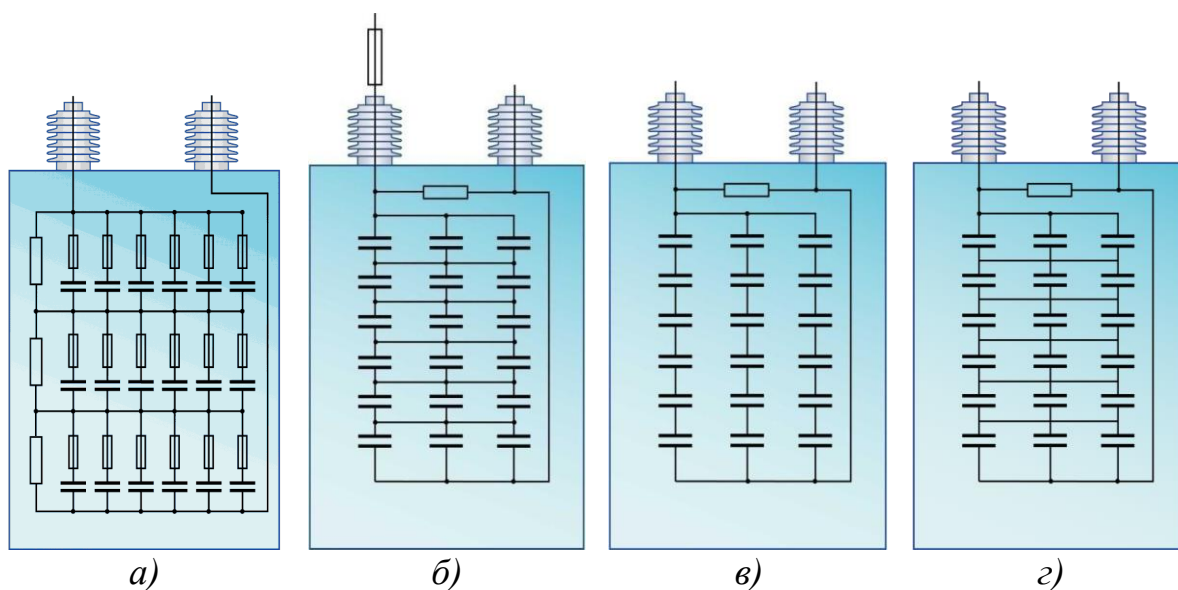
3. Видове компенсаци устройства за реактивни товари. Кондензаторни батерии

ния. На фиг. 3.4-в, г са показани различни схеми на свързване на кондензаторите в батерии без предпазители [28].



Фиг. 3.3-а) Схема на кондензатор за средно напрежение

Фиг. 3.3-б) Външен вид на кондензатор за средно напрежение



Фиг. 3.4. Различни схеми на свързване на кондензатори [28]

3.3. Основни параметри и показатели на кондензаторните батерии

Съвременните кондензаторни батерии за компенсиране на реактивните товари се произвеждат за ниско, средно и високо напрежение. За индустриални и търговски обекти най-използваният диапазон за ниско напрежение е $(380 \div 400) \text{ V}$ (в някои държавите в Северна Америка е 480 V ; за големи индустриални мощности се произвеждат за 525 V и 690 V). За

3. Видове компенсиращи устройства за реактивни товари. Кондензаторни батерии

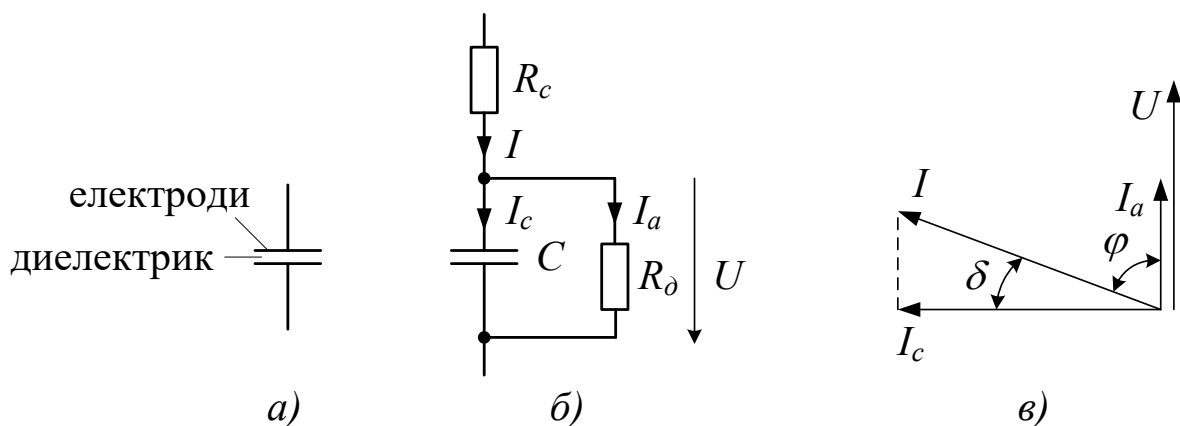
средно напрежение (компенсиране в електроразпределителната мрежа) у нас най-разпространени са 10 kV и 20 kV. За високо напрежение (компенсиране в електропреносната мрежа) – най-често 110 kV, например SVC (Static VAR Compensator) [22].

Произвеждат се кондензаторни батерии с различни мощности, като най-разпространения диапазон за ниско напрежение е $(1 \div 50)$ kVAr.

Изоляционният материал (диелектриктът) и неговата импрегнация определят т.нар. $\operatorname{tg} \delta$ (тангенс делта) на кондензатора. Той е мярка за диелектричните загуби в кондензатора и се определя с изказа:

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{\Delta P_{\kappa}}{Q_c} = \frac{X_c}{R} = \frac{1}{2\pi f C R_{\delta}} = \frac{1}{\omega C R_{\delta}}, \quad (3.1)$$

където: ΔP_{κ} – загуби на активна мощност в кондензатора, в [W]; Q_c – реактивна (капацитивна) мощност на кондензатора (при компенсиране на реактивните товари се означава с Q_{κ}), в [VAr]; R_{δ} – активно съпротивление на диелектрика, в [Ω]; X_c – реактивно (капацитивно) съпротивление на кондензатора, в [Ω]; δ – ъгъл на диелектричните загуби (фиг. 3.5); I_a – активна компонента на тока (към фиг. 3.5), в [A]; I_c – реактивна (капацитивна) компонента на тока (към фиг. 3.5), в [A]; C – капацитет на кондензатора, в [F]; f – честота на захранващото напрежение, в [Hz]; ω – кръгова честота, в [s^{-1}] – $\omega = 2\pi f$.



Фиг. 3.5. Опростено представяне на кондензатор: (а) електроди и диелектрик; (б) еквивалентна схема с активните загуби в проводниците – от R_c , и в диелектрика – от R_{δ} ; (в) ортогонални компоненти на кондензатора

Загубите на активна мощност в кондензатора се определят с изказа:

$$\Delta P_{\kappa} = Q_c \operatorname{tg} \delta. \quad (3.2)$$

3. Видове компенсиращи устройства за реактивни товари. Кондензаторни батерии

Активните загуби могат да се увеличат значително, ако в хранящото напрежение има наличие на хармоници над допустимите нива [17,22,29].

Капацитетът C на кондензатора зависи от площта на електродите, разстоянието между тях и относителната диелектрична проницаемост на диелектрика. За най-разпространения случай – плосък кондензатор, капацитетът се определя с формулата:

$$C = \varepsilon_0 \varepsilon_r \frac{A}{d}, \quad (3.3)$$

където: A – площ на електродите, в $[m^2]$; d – разстояние между електродите, в $[m]$; ε_0 – диелектричната проницаемост на вакуума (диелектрична константа) – $\varepsilon_0 \approx 8,85 \times 10^{-12}$ F/m; ε_r – относителната диелектрична проницаемост на диелектрика, в $[F/m]$.

Общият капацитет на n паралелно свързани секции с еднакъв капацитет C' е:

$$C = nC'. \quad (3.4)$$

Общият капацитет на последователно свързани секции с еднакъв капацитет C' на еднофазен кондензатор е:

$$C = \frac{m}{n} C', \quad (3.5)$$

където: m – брой на паралелно съединените секции в една група; n – брой на последователно съединените групи в кондензатора.

Реактивната мощност на еднофазен кондензатор зависи от напрежението, капацитетът и честотата на хранящото напрежение. Тя се определя с формулата:

$$Q_c = UI_c 10^{-3}, [kVAr]. \quad (3.6)$$

Реактивната компонента на тока I_c се определя с израз:

$$I_c = \frac{U}{X_c} = \frac{U}{\frac{1}{2\pi fC}} = 2\pi fCU. \quad (3.7)$$

3. Видове компенсиращи устройства за реактивни товари. Кондензаторни батерии

Като се има предвид уравнение (3.7), за реактивната мощност на еднофазен кондензатор се получава:

$$Q_c = 2\pi fCU^2 10^{-3} = \omega CU^2 10^{-3}, [\text{kVAr}]. \quad (3.8)$$

Мощността на трифазен кондензатор или трифазна кондензаторна батерия се изчислява със следната формула:

$$Q_c = 3\omega CU^2 10^{-3}, [\text{kVAr}]. \quad (3.9)$$

Относно формули (3.8) и (3.9) се вижда, че зависимостта на реактивната мощност от напрежението е квадратична. Това означава, че при увеличаване на напрежението с 10 % над номиналното, т.е. $U = 1,1U_n$, реактивната мощност се увеличава с 21 % спрямо номиналната ($Q_c = 1,21Q_{cn}$) [3,22]. Същевременно зависимостта на реактивната мощност от честотата е линейна. Това означава, че кондензатор с определен капацитет, захранван от променливо напрежение с честота $f = 60 \text{ Hz}$, предизвиква увеличаване на реактивната мощност с 20 % в сравнение с $f = 50 \text{ Hz}$ [22]. Номиналната реактивна мощност Q_{cn} на кондензатор, посочена в техническите данни от производителя, винаги се отнася до номиналното захранващо напрежение U_n (при синусоидална форма на вълната) и номинална честота f_n . Наличието на хармоници увеличават тока на кондензаторите (ако няма инсталирани филтриращи устройства) [4,22].

При изменение на напрежението и честотата от номиналните стойности, действителната реактивна мощност Q_c се определя с израза:

$$Q_c = Q_{cn} \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 \left(\frac{f}{f_n} \right), \quad (3.10)$$

където:

U и f – действителни стойности на напрежението и честотата;

U_n и f_n – номинални стойности на напрежението и честотата;

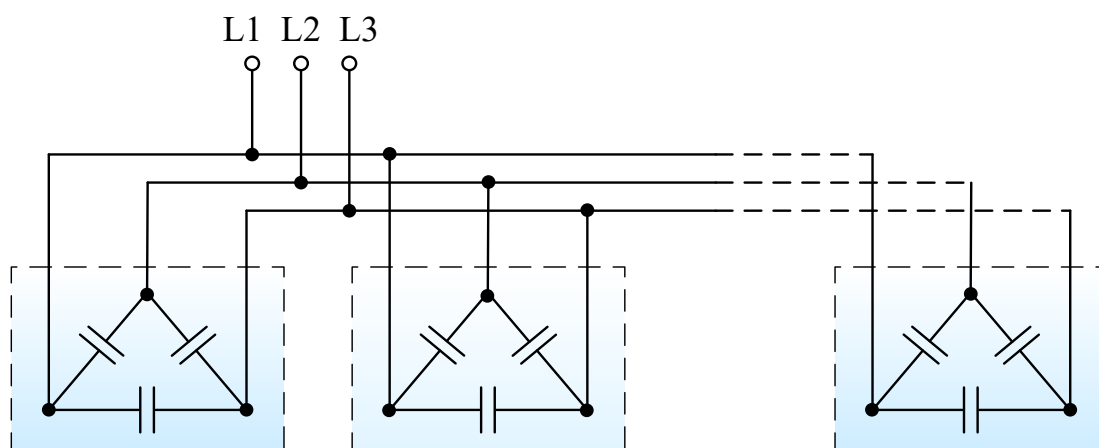
Q_{cn} – номинална реактивна мощност на кондензаторната батерия.

4. СХЕМИ НА ВКЛЮЧВАНЕ, ЗАЩИТНА АПАРАТУРА И РАЗРЕЖДАНЕ НА КОНДЕНЗАТОРНИ БАТЕРИИ.

4.1. Схеми на свързване на кондензаторите в батерии

Схемите на свързване на кондензаторите в батерии се определят от тяхното предназначение, конструктивен вид, напрежение и мощност.

Трифазните кондензатори винаги се свързват в батерии паралелно независимо от тяхната вътрешна схема на свързване – в триъгълник или в звезда [22]. Кондензаторните батерии за ниско напрежение ($U \leq 1000 \text{ V}$) обикновено са трифазни, като отделните кондензаторни батерии се свързват помежду си в паралел – показано на фиг. 4.1. Номиналното напрежение на батерията U_b е равно на номиналното напрежение на кондензатора U_k .



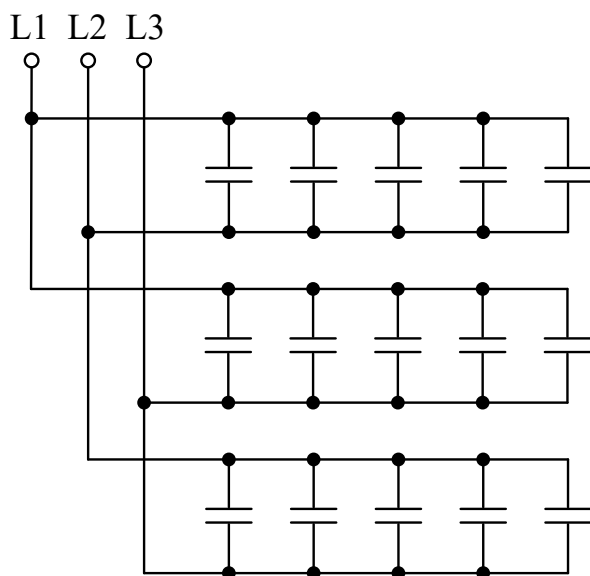
Фиг. 4.1. Паралелно свързване на трифазни кондензатори

Кондензаторните батерии за средно (10 и 20 kV) и високо (110 kV) напрежение са съставени предимно от еднофазни кондензатори, свързани в схема звезда или триъгълник. Във всяка фаза на трифазната батерия еднофазните кондензатори са свързани последователно, паралелно или смесено. На фиг. 4.2 са показани разпространени в практиката схеми на свързване на кондензаторни батерии за средно и високо напрежение. Звездният център на схемите от фиг. 4.2 може да бъде изолиран или заземен.

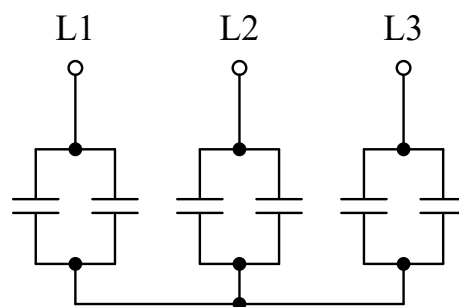
На фиг. 4.2-а е показана триъгълна схема на свързване на фазите на кондензаторни батерии и паралелно включване на кондензаторите между фазите. Номиналното напрежение на батерията U_b е равно на номиналното напрежение на кондензатора U_k . Схемата на свързване на кондензаторните батерии е предназначена за мрежи със средно напрежение ($U_{mr} = 10 \text{ kV}$).

На фиг. 4.2-б,в,г са показани кондензатори, свързани паралелно-последователно (смесено). Схемите са предназначени за електрически мрежи за средно (фиг. 4.2-б,в) и високо (фиг. 4.2-г) напрежение.

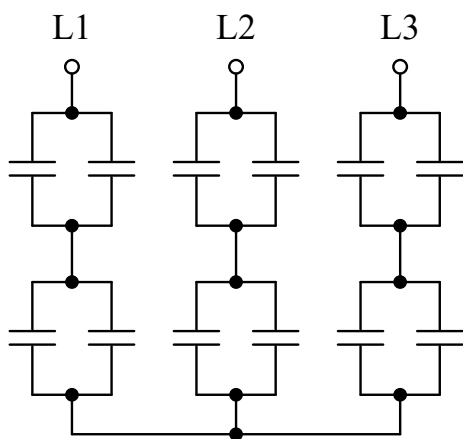
4. Схеми на включване, защитна апаратура и разреждане на кондензаторни батерии



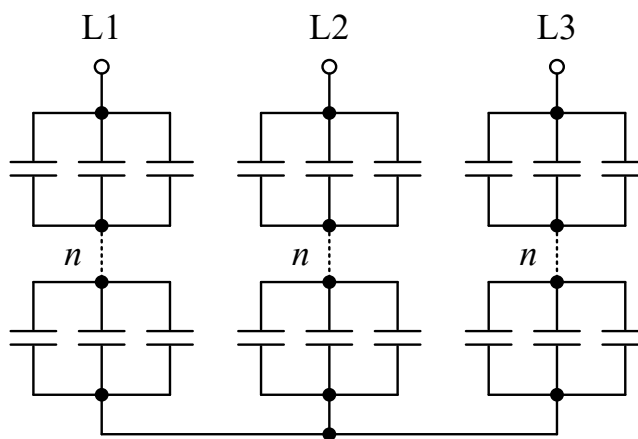
Фиг. 4.2-а ($U_{mp} = 10\text{ kV}$)



Фиг. 4.2-б ($U_{mp} = 10\text{ kV}$)



Фиг. 4.2-в ($U_{mp} = 20\text{ kV}$)



Фиг. 4.2-г ($U_{mp} = 110\text{ kV}$)

Фиг. 4.2. Примерни схеми на свързване на кондензаторни батерии за електрически мрежи средно и високо напрежение

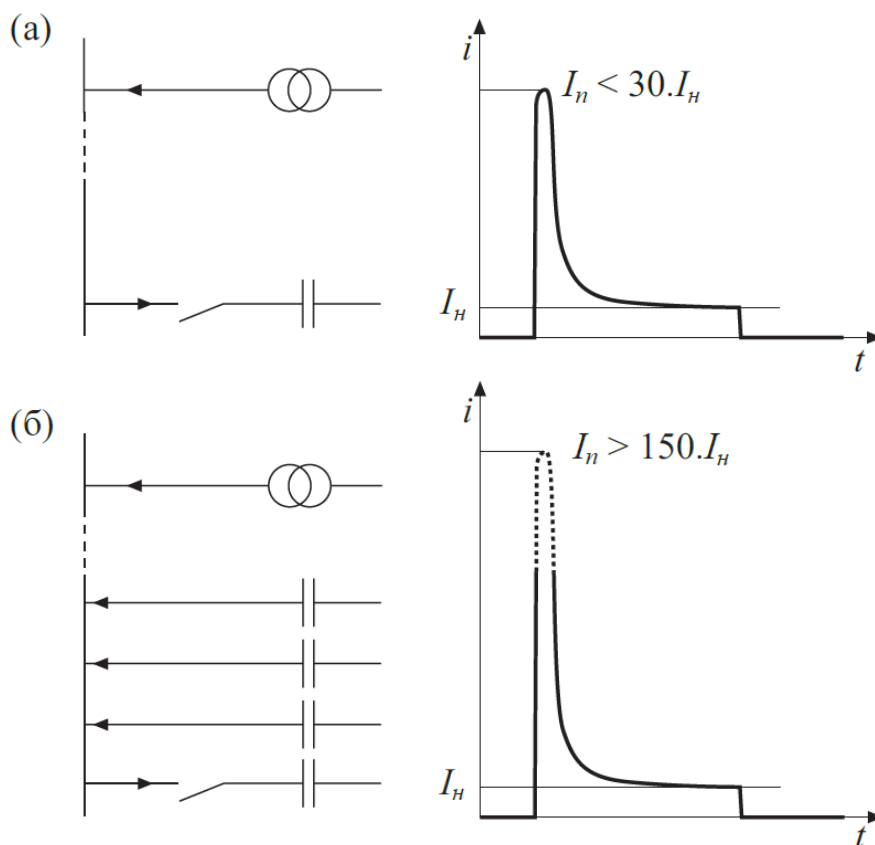
Напрежението на батерията U_{δ} се определя от броя n на последователно свързаните във всяка фаза (L1, L2, L3) на батерията кондензатори и номиналното напрежение на кондензатора U_k , т.е. $U_{\delta} = nU_k$. Когато схемата на свързване на батерията е звезда, съотношението между напреженията U_{δ} и U_k е: $U_{\delta} = \sqrt{3}nU_k$.

4.2. Защитна и комутационна апаратура на кондензаторни батерии

Изборът на защитна и комутационна апаратура е свързан както с установения режим на работа, така и с преходните процеси на кондензаторните батерии, които са свързани с възникване на големи пускови токове при включване и пренапрежения при изключване.

4. Схеми на включване, защитна апаратура и разреждане на кондензаторни батерии

Пусковият ток I_n зависи от мощността на кондензаторната батерия, параметрите на мрежата и наличието на други кондензаторни батерии, към която тя е свързана, и от разликата между моментното напрежение на мрежата при включване и напрежението на кондензатора. Пусковият ток при директно включване обикновено достига от 20 до 30 пъти номиналния ток, а в някои неблагоприятни случаи на включване на неразредена КБ, и над 150 пъти. На фиг. 4.3-а е показано включване на кондензаторна батерия, свързана много близо до захранващия силов трансформатор, при което пусковият ток I_n достига до 30 пъти номиналния ток I_H . На фиг. 4.3-б е показано включване на група кондензаторни батерии в най-неблагоприятния момент – при разлика в напрежението, два пъти амплитудната стойност ($2 \cdot \sqrt{2} \cdot 400 \approx 1131 \text{ V}$), при което пусковият ток достига над 150 пъти номиналния [22]. Например, кондензаторна батерия с $Q_{\text{нкб}} = 50 \text{ kVAr}$, включена към $U_{\text{мр}} = 400 \text{ V}$, има $I_n = 250 I_H$ [31].



Фиг. 4.3. Иллюстрация на пускови токове на кондензатори: (а) единична кондензаторна батерия; (б) кондензаторни батерии в паралелна група

Преходни пренапрежения се получават при изключване на кондензаторна батерия в процеса на обслужване. Максималните преходни пренапрежения никога (при отсъствието на хармоници в установен режим) не превишават удвоената амплитудна моментна стойност на номиналното

4. Схеми на включване, защитна апаратура и разреждане на кондензаторни батерии

напрежение при включване на незареден кондензатор. При зареден кондензатор, в момента на включване на прекъсвача, преходното пренапрежение може да достигне максимална стойност, която е три пъти по-голяма от амплитудната моментна стойност на номиналното напрежение. Този максимален режим се получава при едновременното изпълнение на следните три условия:

- съществуващото напрежение на кондензатора е равно на амплитудната стойност на моментното номинално напрежение;
- контактите на прекъсвача се затварят в момент на амплитудната стойност на моментното захранващо напрежение;
- полярността на захранващото напрежение е противоположна на полярността на заредения кондензатор.

В тази ситуация пусковият ток получава максимална стойност, която е двойно по-голяма от неговата максимална стойност при включване на предварително незаредения кондензатор. За всички други стойности на напрежението и полярността на предварително заредения кондензатор пусковият ток и пренапреженията ще бъдат по-малки от посочените по-горе [13].

Когато кондензаторната батерия е инсталирана в индустриална електроснабдителна система с големи стойности на висшите хармоници, трябва да се провери възможността за филтриране на хармоничните съставлящи чрез включване на реактор. Освен, че защитава кондензаторната батерия от хармоници, реакторът ограничава и големината на пусковия ток [4,22].

Основната защитна апаратура за кондензаторни батерии се използва за защита от претоварване, късо съединение, пренапрежение и прегряване. Допълнителни защиты могат да се поставят и срещу вътрешни пробиви в кондензаторите и срещу входни смущения.

1) Защита от претоварване и късо съединение

Съвременната защита от претоварване и късо съединение на кондензаторните батерии се изпълнява с автоматични прекъсвачи. Изборът на автоматичен прекъсвач се определя от големината на номиналния ток I_n на трифазната кондензаторна батерия, който се изчислява по формулата:

$$I_n = \frac{Q_{нкб}}{\sqrt{3}U_{л}}, \quad (4.1)$$

където: $Q_{нкб}$ – номинална реактивна мощност на кондензаторната батерия, в [kVAr]; $U_{л}$ – линейно напрежение, в [kV].

Защитата от претоварване е бавнодействаща и се реализира от термичния изключвател на прекъсвача. Настройката на бавнодействащата защита спрямо номиналния ток е $(1,2 \div 1,5)I_n$. Когато кондензаторните бате-

4. Схеми на включване, защитна апаратура и разреждане на кондензаторни батерии

рии са обзаведени с индуктивна бобина за потискане на хармоници е възможно токът на настройка от претоварване да бъде $1,12I_n$. Причини за претоварване могат да бъдат пренапрежения, висши хармоници, несиметрия и резонансни явления [12,13].

Защитата от късо съединение е бързодействаща и се реализира от електромагнитния изключвател на прекъсвача. Бързодействащата защита трябва да бъде нечувствителна към големината на пусковия ток. Настройката обикновено е $10I_n$.

Предпазители не са подходящи за защита от претоварване за силови кондензатори. Те се използват само за защита от късо съединение. Предпазители за тези приложения трябва да притежават бавнодействаща характеристика, поради високите пускови токове. Постоянното презареждане, причинено от пренапрежения, резонансни явления и хармоници, допълнително увеличава номиналния ток на кондензаторите. Поради това трябва да се използват предпазители, определени до $(1,6 \div 1,8)I_n$ [22].

2) Защита от пренапрежение

Кондензаторните батерии за компенсиране на реактивните товари могат да причинят нежелани пренапрежения по време на преходните процеси при обслужване и при едновременно изключване на всички консуматори. Пренапрежение може да възникне също така от резонанс и от външни въздействия. Защитата от пренапрежение се реализира от реле за пренапрежение и е целесъобразно да се инсталира при централно компенсиране на реактивните товари [22]. Релето за пренапрежение се настройва в зависимост от нивото на задействане (спрямо номиналното напрежение U_n) в интервала $(1,1 \div 1,15)U_n$.

3) Защита от прегряване

Експлоатационният срок на кондензаторната батерия средно е около 100 000 часа и зависи от претоварването, пренапрежението и основно от температурата в диелектрика. Поради това някои производители инсталират предимно в по-големите компенсиращи кондензаторни батерии термични релета. При температура над 35°C експлоатационният живот на една кондензаторна батерия се съкращава с 50 % при повишаване на температурата с всеки 7°C [22].

При избора на комутационна апаратура за силовите кондензатори трябва да се отчитат пусковите токове, които в най-неблагоприятните случаи могат да достигат до $250I_n$. Като комутационна апаратура се използват въздушни контактори, автоматични прекъсвачи и предпазители (използвани основно като защиты), както и тиристорно управляеми модули [22].

Въздушните контактори са широко разпространени в практиката за превключване на кондензаторните батерии. За ограничаване на пусковия

4. Схеми на включване, защитна апаратура и разреждане на кондензаторни батерии

ток има възможност за използване на контактори, снабдени с допълнителни съпротивления за предварително натоварване. Недостатък на контакторите е, че не осигуряват плавен процес на захранване на силовите кондензатори, тъй като не могат да включват кондензаторната батерия в момента, в който напрежението на захранващата мрежа е равно на напрежението на кондензатора. Този недостатък се избягва с използване на тиристорното управление [22].

4.3. Разреждане на кондензаторните батерии

Напрежението на кондензаторната батерия след нейното изключване може да достигне амплитудната стойност на напрежението на мрежата или по-голямо. Тъй като изолацията на кондензаторите е много добра, разреждането между електродите протича бавно и изключеният кондензатор може да бъде опасен за обслужване продължително време. Освен това при повторно включване на неразреден кондензатор пусковият ток е голям [4].

В зависимост от напрежението – ниско или средно – като разрядни съпротивления могат да се използват активни или индуктивни (реактори) съпротивления, които се свързват паралелно на кондензаторите по различни схеми [4].

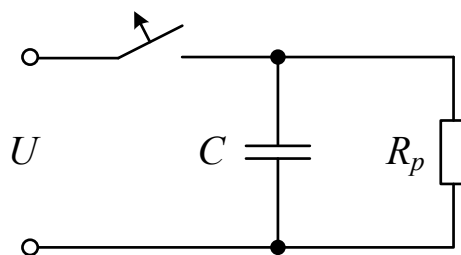
Кондензаторните батерии задължително трябва да се разреждат преди допир или работа по тях. В съответствие със стандарт IEC 60871-1:2014 ED4, кондензаторите могат да бъдат оборудвани с вградени разрядни съпротивления, които при изключен кондензатор, понижават напрежението до 75 V за 10 минути за безопасността на персонала [23,24], но при работа на автоматични регулатори – до <50 V за приблизително $\sim(30\div60)$ s, за да се избегнат високи пускови токове при често превключване. Стойността на разрядното съпротивление R_p се изчислява по формулата:

$$R_p = \frac{U_\phi^2}{Q_{\kappa\phi}} 10^6, \quad (4.2)$$

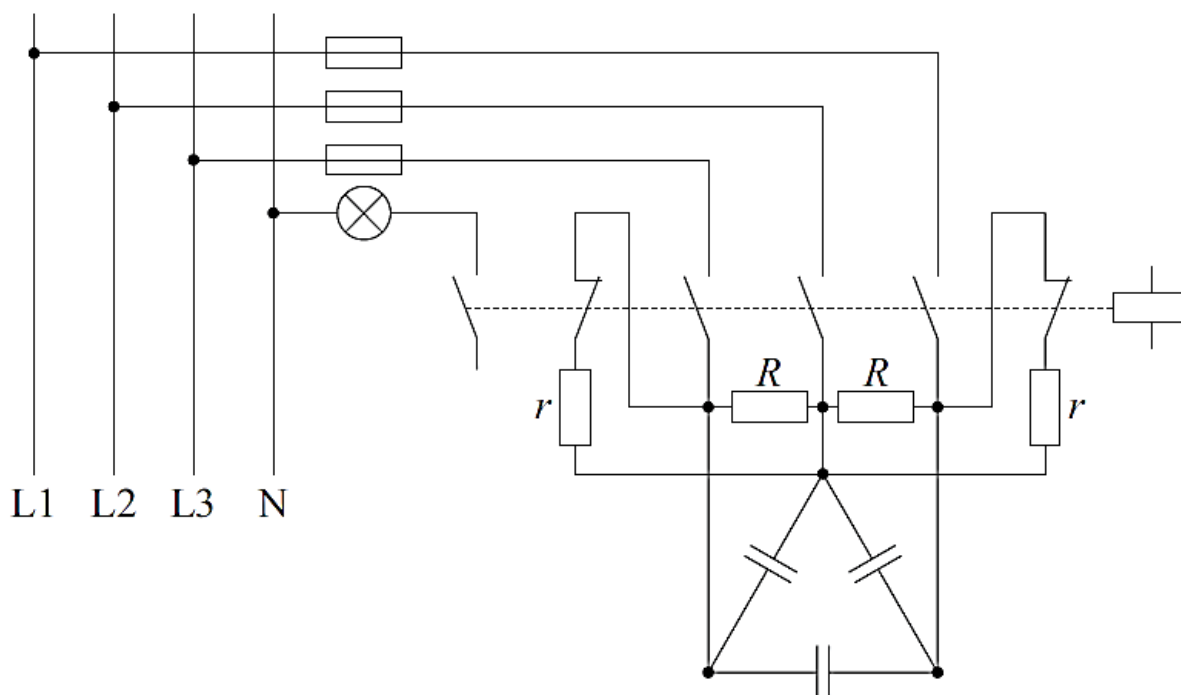
където: U_ϕ – фазно напрежение, в [kV]; $Q_{\kappa\phi}$ – реактивна мощност на кондензаторната батерия, в [kVAr].

На фиг. 4.4-а е показана примерна схема на паралелно свързване на кондензатор и разрядно съпротивление, а на фиг. 4.4-б – схема на свързване на разрядни съпротивления, включваща и две допълнителни съпротивления r с ниски стойности, които се включват чрез два помощни контакта за бързо разреждане на кондензаторната батерия [22].

4. Схеми на включване, защитна апаратура и разреждане на кондензаторни батерии



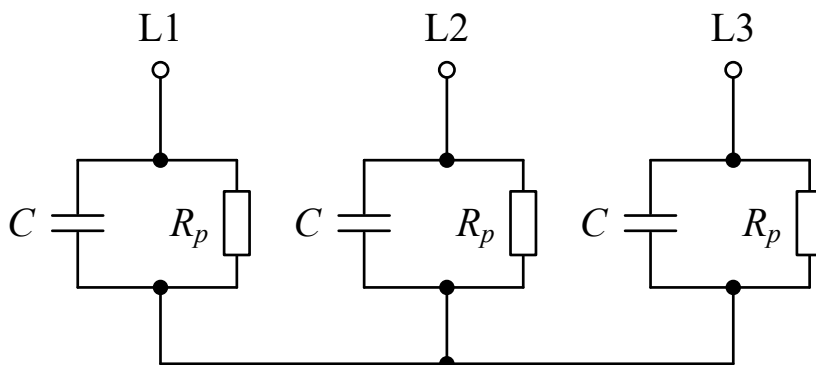
Фиг. 4.4-а



Фиг. 4.4-б

Фиг. 4.4. Схеми на свързване на разрядни съпротивления към кондензаторни батерии за ниско напрежение [22]

На фиг. 4.5 е показана примерна схема на свързване на разрядни съпротивления към кондензаторни батерии за средно напрежение.



Фиг. 4.5. Схеми на свързване на разрядни съпротивления към кондензаторни батерии за средно напрежение

5. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА НЕОБХОДИМАТА КОМПЕНСИРАЩА МОЩНОСТ НА КОНДЕНЗАТОРНИТЕ УРЕДБИ

5.1. Нормативни изисквания относно фактора на мощността

У нас съществуват нормативни изисквания относно поддържането на фактора на мощността $\cos \varphi$. Тези изисквания са заложи в Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, която периодично се актуализира и е налична в нормативната база на уебсайта на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) [9]. В наредбата се определят коефициенти, свързани с фактора на мощността, които се използват при изчисляване на надбавки в зависимост от количеството на използваната реактивна електрическа енергия. Целта на наредбата е финансово да стимулира големите потребители с мощност 100 kW и повече да поддържат висок фактор на мощността, по-голям или равен на 0,9 (индуктивен), което води до намаляване на натоварването и загубите в електроснабдителната система и налага оптимизиране на товаровия график и режима на работа на консуматорите.

Съгласно чл. 7 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. крайните клиенти на електрическа енергия с търговско измерване на страна ниско напрежение с предоставена електрическа мощност $P \geq 100$ kW, крайните клиенти с търговско измерване на страна средно и високо напрежение и производителите на електрическа енергия с присъединена мощност над 30 kW, когато са в режим на потребление на активна електрическа енергия, заплащат надбавка върху стойността на активната електрическа енергия в зависимост от използваната реактивна електрическа енергия за всеки петнадесетминутен интервал, при който факторът на мощността е по-малък от 0,9 [9]. Количеството използвана реактивна електрическа енергия, за което се заплаща надбавката, е положителната разлика между количеството използвана реактивна електрическа енергия и производението на количеството използвана активна електрическа енергия и коефициент, съответстващ на фактор на мощността 0,9, съгласно формулата:

$$E_{\text{рпл}} = E_{\text{ризп}} - 0,49E_{\text{аизп}}, \quad (5.1)$$

където:

$E_{\text{рпл}}$ – количеството реактивна електрическа енергия, за което се заплаща надбавката, в [kVArh];

$E_{\text{ризп}}$ – количеството използвана реактивна електрическа енергия от ползвателя на мрежата, определена за петнадесетминутни интервали от средството за търговско измерване, в [kVArh];

5. Определяне на необходимата компенсираща мощност на кондензаторните уредби

$E_{aизп}$ – количеството използвана активна електрическа енергия от ползвателя на мрежата, определена за петнадесетминутни интервали от средството за търговско измерване, в [kWh];

0,49 – коефициент, който съответства на фактор на мощността, равен на 0,9.

Коефициентът 0,49 във формула (5.1) е аналогичен на $\operatorname{tg} \varphi$ и при синусоидални напрежение и ток се определя с формулата:

$$\operatorname{tg} \varphi = \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1} = \sqrt{\frac{1}{0,9^2} - 1} \approx 0,49.$$

Потребителите на електрическа енергия с мощност $P \geq 100$ kW заплащат надбавката за използваното количество реактивна електрическа енергия $E_{рпл}$, определена по формула (5.1), по цена за 1 kVArh, равна на 10 % от сумата от постигнатата средна месечна цена за 1 kWh активна електрическа енергия за базов товар на сегмент „Ден напред“ на организирания борсов пазар на електрическа енергия за съответния календарен месец, и цената за задължения към обществото.

Горепосочените потребители заплащат надбавка за отдаденото (при капацитивен фактор на мощността) през съответния календарен месец количество реактивна електрическа енергия, определено по показанията на средствата за търговско измерване, по цена за 1 kVArh, равна на сумата от постигнатата средна месечна цена за 1 kWh активна електрическа енергия за базов товар на сегмент „Ден напред“ на организирания борсов пазар на електрическа енергия за съответния календарен месец, и цената за задължения към обществото [9]. Количеството отдадена реактивна енергия, за което се дължи надбавка, се определя по следния начин:

- за крайните клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа – по месечни отчети на показанията на средствата за търговско измерване;

- за крайните клиенти, присъединени към електропреносната мрежа – като сума за месеца от петнадесетминутните интервали, регистрирани от средствата за търговско измерване;

- за производителите в режим на потребление на активна електрическа енергия – като сума за месеца по петнадесетминутни интервали, в които е отчетена само използвана активна електрическа енергия или не е отчетена активна електрическа енергия.

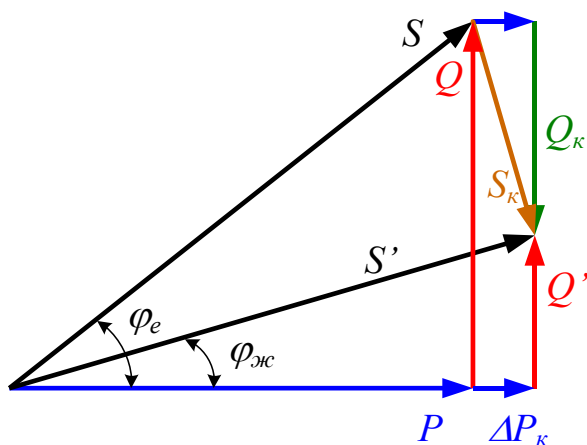
Необходимо е да се следят актуалните изменения и допълнения в Наредба № 1 от 14.03.2017 г. при определяне на количеството реактивна електрическа енергия, за което се заплаща надбавката по формула (5.1).

5.2. Определяне на необходимата компенсираща мощност на кондензаторните уредби при поддържане на желан фактор на мощността

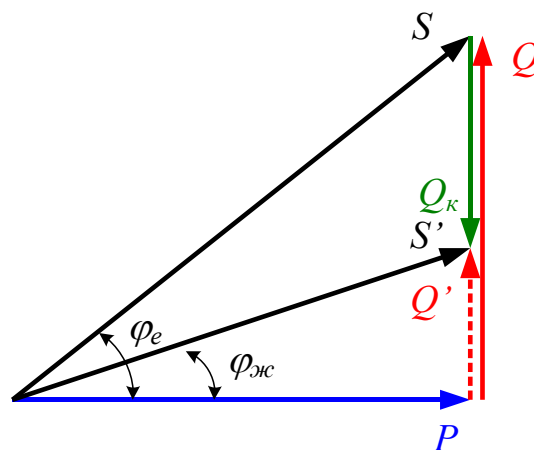
Определянето на необходимата компенсираща мощност зависи от вида на компенсиращите устройства. Най-разпространеният начин за компенсиране на реактивните товари е използването на кондензаторни уредби. Големината на необходимата компенсираща мощност зависи от начина на управление на кондензаторните батерии, наличието или отсъствието на синхронни двигатели и относителното им натоварване.

На фиг. 5.1-а е показана векторна диаграма на активните и реактивните мощности, с която се илюстрира принципът на компенсиране на реактивния товар. Необходимата компенсираща мощност за постигане на желания фактор на мощността чрез намаляване на реактивната мощност от Q на Q' , респ. намаляване на пълната мощност от S на S' , е означена с Q_k . Във векторната диаграма с ΔP_k са означени загубите на активна мощност в компенсиращите устройства (кондензаторните батерии) [4]. Стойността на ΔP_k на кондензаторните батерии, която се сумира към общата активна мощност P на консуматорите, се определя от работното напрежение, честотата на комутация (включване и изключване), схемата на свързване, еквивалентното съпротивление и качеството на диелектрика на кондензаторните батерии. Пълната мощност на компенсиращото устройство е означена с S_k .

За инженерни цели се приема, че компонентата ΔP_k е пренебрежимо малка, т.е. $\Delta P_k \approx 0$. С достатъчна точност може да се приеме опростеният вид на векторната диаграма, показана на фиг. 5.1-б.



Фиг. 5.1-а



Фиг. 5.1-б

Фиг. 5.1. Векторна диаграма на активните и реактивните мощности, показваща принципа на компенсиране на реактивния товар

5. Определяне на необходимата компенсираща мощност на кондензаторните уредби

Когато трябва да се поддържа желан фактор на мощността, необходимата компенсираща мощност Q_k на кондензаторните уредби може да се изчисли с израза:

$$Q_k = Q - Q' \approx P(tg \varphi_e - tg \varphi_{жс}), \quad (5.2)$$

където: P – активна мощност на консуматорите, в [kW]; Q – реактивна мощност на консуматорите, в [kVAr]; φ_e – естествен фазов ъгъл преди компенсация; $\varphi_{жс}$ – желан фазов ъгъл след компенсация; $tg \varphi_e$ и $tg \varphi_{жс}$ съответстват на естествения $\cos \varphi_e$ и желания (поддържан) $\cos \varphi_{жс}$ фактор на мощността; стойността на желания фактор на мощността е $\cos \varphi_{жс} \geq 0,9$ (индуктивен).

При ръчно управление на фактора на мощността на кондензаторните уредби, големината на необходимата компенсираща мощност се определя чрез осредняване на електрическия товар, отчитан от средствата за търговско измерване, по следната формула:

$$Q_k = kP_{cp}(tg \varphi_{ecp} - tg \varphi_{жср}), \quad (5.3)$$

където: P_{cp} – среден активен товар, в [kW]; k – коефициент, отчитащ, че показанието на електромерите за реактивна енергия не може да бъде „върнато назад“.

Ръчното управление на фактора на мощността изисква редовен мониторинг на електроенергийните показатели, за да се избегне прекомпенсиране (капацитивен фактор на мощността) или недостатъчна компенсация (фактор на мощността под 0,9). Ефективността на ръчното управление значително намалява при променлив товаров график и е препоръчително да се използва автоматично регулиране на фактора на мощността.

При автоматично управление (регулиране) на фактора на мощността с цел да се поддържа до желаната стойност, големината на необходимата компенсираща мощност се определя по формулата:

$$Q_k = P_m(tg \varphi_e - tg \varphi_{жс}), \quad (5.4)$$

където: P_m – максимален продължителен активен товар, в [kW]; $tg \varphi_e$ и $tg \varphi_{жс}$ съответстват на естествения и желания фактор на мощността при максималния продължителен товар.

6. РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ НА КОНДЕНЗАТОРНИТЕ МОЩНОСТИ. ИНДИВИДУАЛНО, ГРУПОВО И ЦЕНТРАЛИЗИРАНО КОМПЕНСИРАНЕ

Разпределението на реактивна мощност от кондензаторните батерии има важно значение за намаляване на загубите на мощност и електрическа енергия в индустриалните електроснабдителни системи.

В зависимост от разпределението на кондензаторните батерии, се различават следните три метода на компенсиране: индивидуално, групово и централизирано.

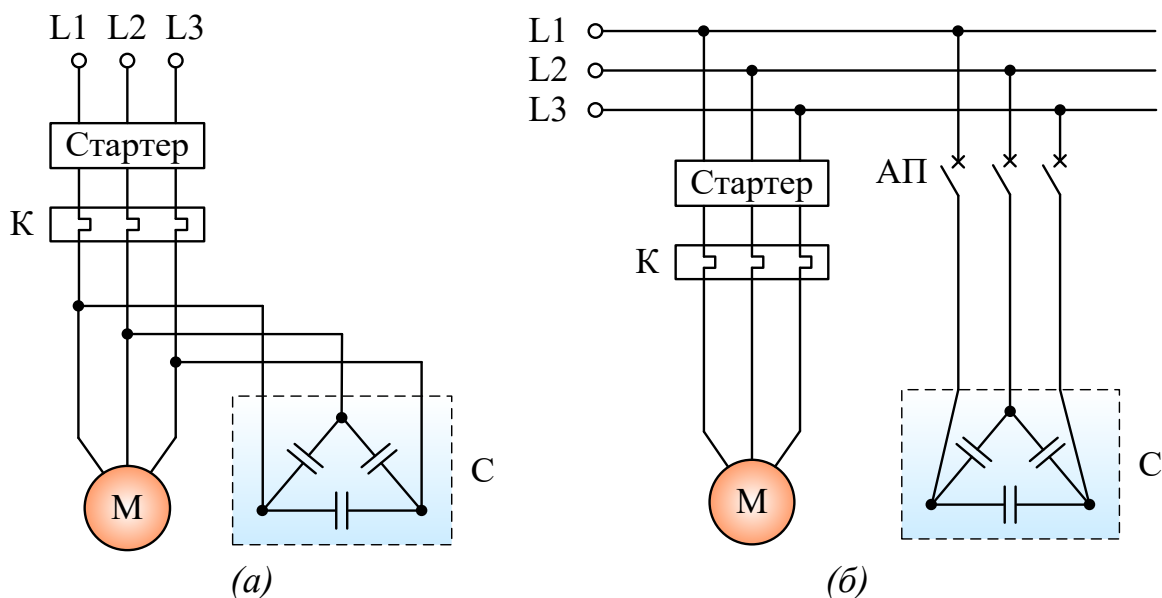
6.1. Индивидуално компенсиране

При индивидуалното компенсиране, кондензаторните батерии се инсталират до консуматорите и компенсират техните реактивни товари, като се включват и изключват едновременно с тях. Кондензаторите и консуматорите могат да използват обща защитна апаратура от претоварване и късо съединение. Използваемостта на кондензаторните батерии е сравнително малка, но и загубите на мощност и електрическа енергия са значително по-малки в сравнение с останалите методи на компенсиране, тъй като се извършва компенсация на реактивната мощност на мястото на потребление, а останалата част от електроразпределителната мрежа се разтоварва от потока на реактивна мощност.

Индивидуалното компенсиране намира приложение в електроснабдителни системи, захранващи мощни консуматори с нисък фактор на мощността, например: мощни двигатели, захранвани с дълги линии; електродъгови и индукционни пещи; трансформатори, работещи на празен ход; разрядни светлинни източници и др. Препоръчително е консуматорите да имат сравнително голяма използваемост и постоянен товаров график [4,12].

На фиг. 6.1 са показани типични схеми на свързване на кондензаторни батерии при индивидуално компенсиране на фактора на мощността за трифазни двигатели (М). За дистанционно управление и комутация на двигателя се използва контактор (К) и стартер. При директно свързване, както е показано на фиг. 6.1-а, съществува опасност след прекъсване на електрозахранването, двигателят да продължи да се върти и да се самовъзбуди чрез реактивната енергия, осигурявана от кондензаторната батерия (С), действайки като синхронен генератор. В резултат на това се поддържа напрежение на управляващата и комутационна апаратура от страна на товара и има риск от опасни пренапрежения със стойности до два пъти по-големи от стойността на номиналното напрежение [12].

За избягване на възможността за самовъзбуждане, се използва схемата на фиг. 6.1-б, при която кондензаторната батерия се включва към двигателя само по време на неговата работа и се изключва (например с автоматичния прекъсвач АП) преди прекъсване на електрозахранването на двигателя.



Фиг. 6.1. Схеми на индивидуално компенсирание на двигатели

Препоръчва се за двигател с номинална мощност $P_{ндв}$ да се извършва подобряване на фактора на мощността с компенсираща реактивна мощност Q_c под 90 % от реактивната мощност Q_0 , консумирана от двигателя без товар (в режим празен ход) при номинално напрежение U_n за да се избегне прекомпенсиране, т.е. да не се получава капацитивен фактор на мощността [12,22].

Токът I_0 при работа на двигателя без товар има само реактивна компонента и реактивната мощност Q_c може да се изчисли със следната формула:

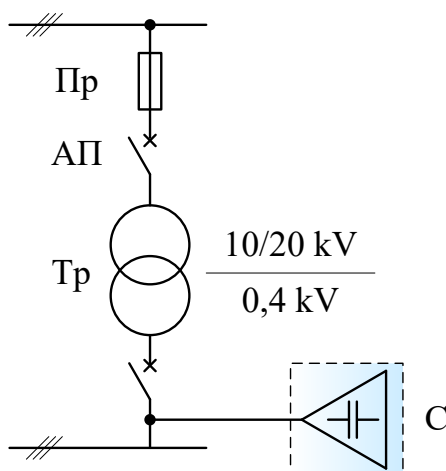
$$Q_c = 0,9Q_0 = 0,9\sqrt{3}U_n I_0, [\text{kVAr}] \quad (6.1)$$

Стойността на тока I_0 обикновено е посочена в документацията, представена от производителя на двигателя.

За двигатели с мощност $P_{ндв} \geq 30 \text{ kW}$ може да се избере за подобряване на фактора на мощността компенсираща реактивна мощност $Q_c \approx 0,35P_{ндв}$.

На фиг. 6.2 е показана схема на свързване на кондензаторна батерия при индивидуално компенсирание на фактора на мощността за трифазен трансформатор (Тр). Защитата се реализира с високомощни предпазители (Пр) и автоматични прекъсвачи (АП).

Поради системни изисквания често трансформаторите трябва да работят непрекъснато. Препоръчва се при индустриални електроснабдителни системи с няколко трансформаторни подстанции да се извършва подобряване на фактора на мощността директно на трансформатора. Обикновено добавената мощност Q_c за подобряване на фактора на мощността на трансформатор с номинална мощност $S_{нmp}$ не трябва да превишава реактивната мощност, необходима в условията на минимален референтен товар [12].



Фиг. 6.2. Схема на индивидуално компенсиране на трансформатор

Необходимата компенсираща мощност Q_c за подобряване на фактора на мощността се определя приблизително със следната формула [12,22,29]:

$$Q_c \approx \frac{i_0 [\%]}{100} S_{нmp} + \frac{u_{кc} [\%]}{100} S_{нmp} k_n^2, \quad (6.2)$$

където: $i_0 [\%]$ – процентна стойност на тока без товар (посочена в каталожни данни); $u_{кc} [\%]$ – процентна стойност на напрежението на късо съединение (посочена в каталожни данни); $S_{нmp}$ – номинална мощност на трансформатора; k_n – коефициент на натоварване, дефиниран като отношение на минималния референтен товар към номиналната мощност на трансформатора:

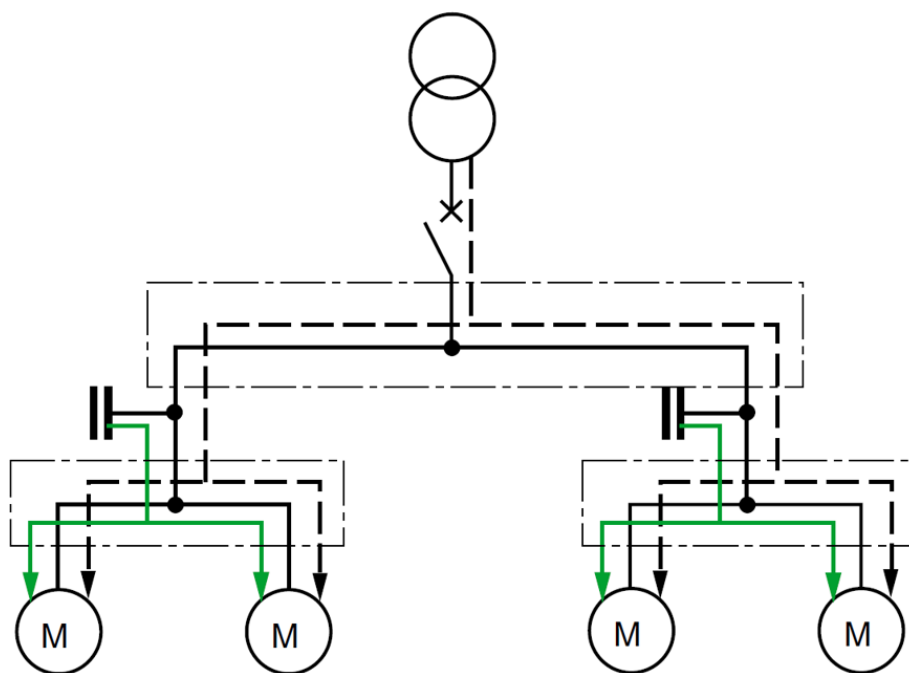
$$k_n = \frac{S}{S_{нmp}}. \quad (6.3)$$

Обикновено може да се приеме: $Q_c = (0,1 \div 0,2) S_{нmp} + (0,5 \div 0,6) S_{нmp}$.

6.2. Групово компенсиране

В електроснабдителни системи, в които не всички товари функционират едновременно или само някои товари се включват в кратковременен режим на работа, решението за използване на индивидуално компенсиране е неподходящо, тъй като преобладаващата част от инсталираните кондензатори биха могли да останат неизползвани за дълги периоди от време. В такива случаи трябва да се използва групово компенсиране [12].

При груповото компенсиране, показано на фиг. 6.3, кондензаторните батерии се инсталират в разпределителните табла за ниско напрежение [13]. Всяка кондензаторна батерия компенсира реактивния товар на група консуматори. Препоръчително е компенсирането да се използва за група потребители, разположени в близост един до друг и работещи едновременно. Отпадането на някой от консуматорите в групата или големи изменения в товара могат да доведат до прекомпенсиране.



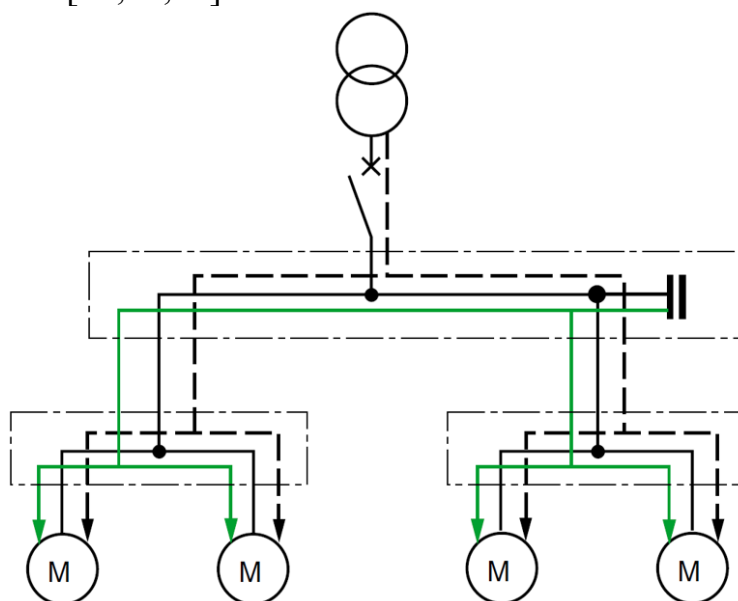
Фиг. 6.3. Схема на групово компенсиране на реактивните товари [13]

При групово компенсиране се постигат по-ниски експлоатационни разходи в сравнение с индивидуалното компенсиране, както и по-ниска цена за kVArh. Не се използват контактори и контролери за управление. Този метод на компенсиране (както и индивидуалното компенсиране) ограничава потокът на реактивна мощност в разпределителните трансформатори. Реактивният ток за компенсиране протича по всички проводници и кабели, които излизат от местните разпределителни табла за ниско напрежение [11,13,22,29].

Поради изброените особености, груповото компенсиране на реактивните товари заема междинно положение по отношение на предимствата и недостатъците на индивидуалното и централизираното компенсиране.

6.3. Централизирано компенсиране

При централизираното компенсиране кондензаторните батерии се инсталират към сборните шини на главното разпределително табло (фиг. 6.4) или могат да бъдат свързани на страна средно или високо напрежение в трансформаторната подстанция [13]. При централизираното компенсиране обикновено се използват автоматични устройства (регулатори) превключващи кондензаторни батерии, които са разделени на няколко стъпала. Регулаторите контролират потреблението на електрическа енергия в реално време и при необходимост включват или изключват кондензаторите в различни степени [12,22,29].



Фиг. 6.4. Схема на централизирано компенсиране (свързване на кондензаторната батерия към главното разпределително табло) [13]

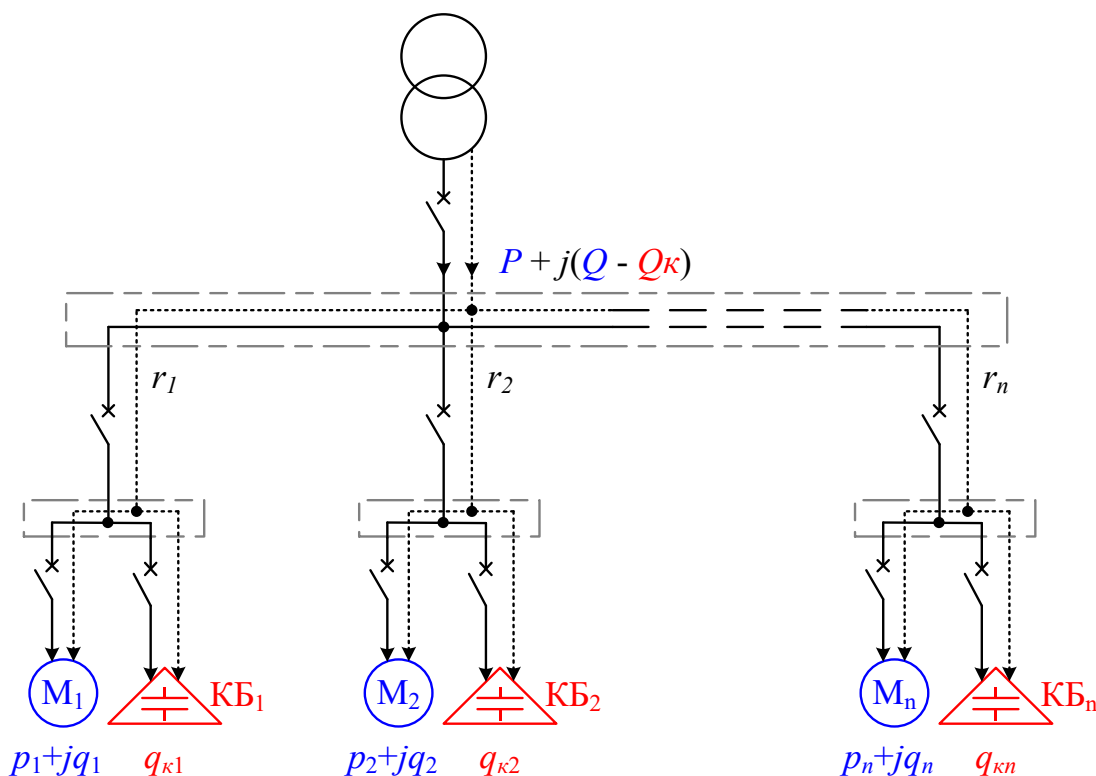
Централизираното компенсиране осигурява: намаляване на излишната консумация на реактивна електрическа енергия; намаляване на натоварването на силовия трансформатор, който е оразмерен да поема допълнителен товар при необходимост. При централизираното компенсиране използваемостта на кондензаторните батерии е най-голяма, поради което се постига желания фактор на мощността със значително по-малка компенсираща (кондензаторна) мощност в сравнение с индивидуалното компенсиране.

Недостатъците на централизираното компенсиране са: не се намалява големината на реактивните токове, както и загубите на мощност и електрическа енергия в разпределителната мрежа на средно и ниско напрежение; себестойността на компенсирането с автоматично регулиране е по-висока в сравнение с единичните кондензатори при индивидуална компенсация [4,12,13]. Разпределителните линии на инсталацията след кондензаторните батерии трябва да се оразмеряват при отчитане на пълната активна и реактивна мощност, необходима за товарите.

7. РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ НА КОНДЕНЗАТОРНИТЕ МОЩНОСТИ В РАДИАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА МРЕЖА

7.1. Определяне на кондензаторните мощности

Разпределение на кондензаторните мощности в радиална електрическа мрежа е показано на фиг. 7.1. Радиална електрическа схема се използва в случаите, когато отделните захранвани потребители или трансформаторни постове са разположени в различни направления и не са значително отдалечени спрямо захранващата уредба (ГПП или ГРП) [17].



Фиг. 7.1. Разпределение на кондензаторните мощности в радиална схема

Електрическата схема на фиг. 7.1 е съставена от n на брой радиални клона. Кондензаторните батерии във всеки клон условно са означени с КБ с големина на кондензаторната мощност q_k . Активно-реактивните товари на отделните клонове са означени с M и имат големина $p + jq$. Обикновено за индустриални потребители основни консуматори се явяват електрическите двигатели и затова товарите са активно-индуктивни. Активното съпротивление на радиалната линия е означено с r .

Пълният осреднен товар S_{cp} , без отчитане на кондензаторната мощност, се определя с израза:

$$S_{cp} = P_{cp} + jQ_{cp} = \sum_{i=1}^n (p_{icp} + jq_{icp}), \quad (7.1)$$

където: P_{cp} – среден активен товар на всички i -ти радиални клонове от мрежата ($i = 1 \div n$); Q_{cp} – среден реактивен товар на всички i -ти радиални клонове (без включване на кондензаторните мощности); p_{cpi} – средна активна мощност на i -тия радиален клон; q_{cpi} – средна реактивна мощност на i -тия радиален клон.

За да се постигне желания фактор на мощността, необходимо е да се инсталира кондензаторна мощност, която се определя чрез осредняване на електрическия товар, съгласно формула (5.3).

Общата кондензаторна мощност Q_k , която трябва да се инсталира, представлява сумата от кондензаторните мощности, инсталирани в края на i -тата линия, т.е.:

$$Q_k = q_{k1} + q_{k2} + \dots + q_{kn} = \sum_{i=1}^n q_{ki}. \quad (7.2)$$

Неизвестни в уравнение (7.2) се явяват отделните кондензаторни мощности $q_{k1}, q_{k2}, \dots, q_{kn}$. Определянето на големината и разпределението на тези мощности се извършва чрез решаване на оптимизационна задача, в която критерий за оптимално разпределение е минимизирането на приведените годишни разходи на индустриалния потребител. Отделните кондензаторни мощности се определят по метода на множителите на Лагранж [4,6,16]. При съставянето на оптимизационната задача трябва да се отчитат:

- вида на схемата на разпределителна мрежа на електроснабдителната система;
- начина за регулиране по фактор на мощността (възможностите за управление на кондензаторните мощности);
- тарифния план при заплащане на електрическата енергия.

Големината на кондензаторните мощности, които се разпределят между отделните клонове на радиалната мрежа, се определя със следните равенства:

$$\begin{aligned} q_{k1} &= q_{cp1} - \frac{Q_{cp} - Q_k}{r_1} r_e, \\ q_{k2} &= q_{cp2} - \frac{Q_{cp} - Q_k}{r_2} r_e, \dots \\ q_{kn} &= q_{cpn} - \frac{Q_{cp} - Q_k}{r_n} r_e. \end{aligned} \quad (7.3)$$

7. Разпределение на кондензаторните мощности в радиална електрическа мрежа

Еквивалентното съпротивление r_e на радиалната електрическа мрежа се определя с изрази:

$$\frac{1}{r_e} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} + \dots + \frac{1}{r_n} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{r_i}, \quad (7.4)$$

където: r_i – съпротивление на i -тия радиален клон.

При автоматично регулиране на мощността на кондензаторните батерии във формула (7.3) средния реактивен товар се заменя с максималния, т.е. $q_{cp} = q_m$ и $Q_{cp} = Q_m$ [4].

След инсталиране на кондензаторните батерии на страна ниско напрежение в електрическата мрежа, се намалява пълната мощност на трансформатора S_{mp} , тъй като е в сила равенството:

$$S_{mp} = \sqrt{P^2 + (Q - Q_k)^2}. \quad (7.5)$$

Освен подобряване на фактора на мощността, това позволява да се използва по-добре инсталираната трансформаторна мощност.

7.2. Приложение на софтуерен продукт за автоматизирано изчисляване и оптимално разпределение на кондензаторните мощности

Съвременната компютърна техника позволява разработване на софтуерни продукти, с които се извършва автоматизирано изчисляване и оптимално разпределение на кондензаторните мощности.

В катедра „Електроснабдяване и електрообзавеждане“ към Технически университет – Габрово е разработен авторски специализиран софтуерен продукт QLab за определяне и оптимално разпределяне на компенсираща кондензаторна мощност на индустриални потребители [18]. Софтуерният продукт успешно се използва в учебния процес за лабораторни упражнения по учебната дисциплина „Индустриални електроснабдителни системи“ и разработката на курсов проект по „Електроснабдяване“. Софтуерът QLab е приложим както за радиална и магистрална електрическа мрежа, така и за разпределение на кондензаторната мощност между шините за ниско и средно напрежение.

На фиг. 7.2 е показан интерфейс на модул в приложния софтуер QLab за определяне и оптимално разпределяне на кондензаторната мощност в радиална мрежа при автоматично регулиране на компенсиращата мощност. Необходимите за въвеждане входни данни са:

- брой клонове на електрическата мрежа;
- стойности на активните и реактивните товари;

7. Разпределение на кондензаторните мощности в радиална електрическа мрежа

- стойности на активните съпротивление на линиите;
- стойност на предписан фактор на мощността и
- коефициент, отчитащ, че показанието на електромерите за реактивна енергия не може да бъде „върнато назад“ (при предписан фактор на мощността без възможност за автоматично управление).

The screenshot shows the QLab software interface. At the top, there's a menu bar with 'Файл' and 'Помощ'. Below it, a section titled 'Изберете вида на задачата:' has four tabs: 'Радиална мрежа', 'Радиална мрежа', 'Магистрална мрежа', and 'Разпределение на'. The 'Разпределение на' tab is selected, and a description below it reads: 'Разпределение на кондензаторните мощности в радиална мрежа при автоматично регулиране на мощността на кондензаторните батерии.'

Below this is the 'Входни данни:' section. It includes a dropdown for 'Изберете броя на клоновете на радиалната мрежа:' set to '4 клона'. To the right is a table with 4 columns (Клон 1 to 4) and 3 rows: 'Активни товари - P, kW' (65, 70, 45, 60), 'Реактивни товари - Q, kVAr' (40, 48, 60, 35), and 'Коефициент на максимума - k' (1.4, 1.3, 1.5, 1.2). To the right of the table is a field 'Предписан cosφ =' with the value '0.95'.

The 'Резултати:' section shows 'Пълен товар:' with $S_{cp} = 240 - j183$. It also displays 'Среден естествен фактор на мощността: $\cos \varphi = 0.7952$ ', ' $\tan \varphi_e = 0.7625$ ', and ' $\tan \varphi_{np} = 0.3287$ '. To the right, it states 'За да се постигне предписаният cos φ е необходимо да се монтира следната кондензаторна мощност:' followed by ' $Q_K = 141$ kVAr'.

Below the results is a section 'Към таблата трябва да се свържат следните кондензаторни мощности:' with a table showing calculated and project capacitor powers for each branch. To the right, it says 'Обща инсталирана кондензаторна мощност:' followed by 'изчислена: $Q_K = 144$ kVAr' and 'проектна: $Q_K = 145$ kVAr'.

At the bottom, there are four buttons: 'Изчисление', 'Схема', 'Изчистване', and 'Изход'. A mouse cursor is pointing at the 'Изчисление' button.

	Клон 1	Клон 2	Клон 3	Клон 4
Активни товари - P, kW	65	70	45	60
Реактивни товари - Q, kVAr	40	48	60	35
Коефициент на максимума - k	1.4	1.3	1.5	1.2

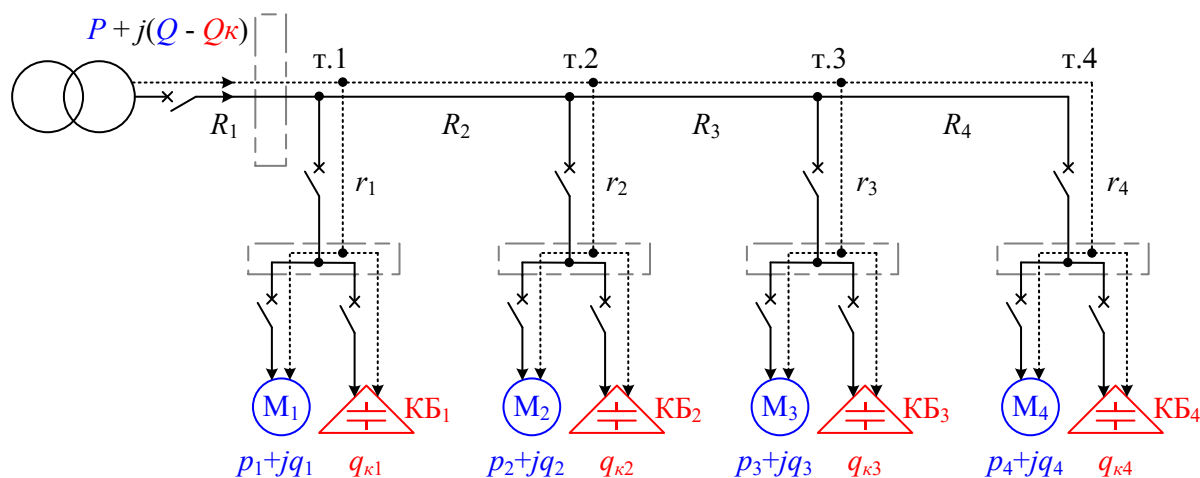
	Клон 1	Клон 2	Клон 3	Клон 4
Изчислена qк, kVAr	26	32	68	18
Проектна qк, kVAr	25	30	70	20

Фиг. 7.2. Софтуерен продукт QLab, използван за автоматизирано определяне и оптимално разпределяне на кондензаторната мощност [18]

8. РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ НА КОНДЕНЗАТОРНИТЕ МОЩНОСТИ В МАГИСТРАЛНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА МРЕЖА

8.1. Определяне на кондензаторните мощности

Схема на разпределение на кондензаторните мощности в магистрална електрическа мрежа е показано на фиг. 8.1. Магистралната електрическа схема се използва предимно при равномерно разпределение на консуматорите, които имат сравнително малка мощност спрямо консуматорите, захранвани с радиална мрежа [17].



Фиг. 8.1. Разпределение на кондензаторните мощности в магистрална схема

Представената на фиг. 8.1 електрическа схема е частен случай на магистрална линия с четири отклонения, с което се постига опростяване на формулите. Въпреки това представяне, получените резултати могат да бъдат обобщени за произволен брой отклонения [4].

Общата кондензаторна мощност Q_k , която трябва да се разпредели в четирите отклонения на мрежата, се определя с израза:

$$Q_k = q_{k1} + q_{k2} + q_{k3} + q_{k4}. \quad (8.1)$$

Неизвестни в уравнение (8.1) се явяват отделните кондензаторни мощности q_{k1} , q_{k2} , q_{k3} и q_{k4} . Оптималното разпределение между на кондензаторните мощности в четирите отклонения се определя при следните условия:

- еднакъв товаров график на реактивния товар;
- заплащането на електрическата енергия става по едностъпална тарифа;

8. Разпределение на кондензаторните мощности в магистрална електрическа мрежа

- мощността на кондензаторните батерии не се регулира, а само се включва или изключва цяла батерия.

Всяка възлова точка на разглежданата магистрална мрежа (1, 2, 3 и 4) може да се разглежда като захранващ източник на две или повече радиални отклонения, т.е. извършва се привеждане на магистралната мрежа към радиална с два паралелни клона, захранени от дадената възлова точка.

От възлова т. 3 (фиг. 8.1) се захранват отклонения 3 и 4, които съответно имат съпротивления r_3 и $(R_4 + r_4)$. Тяхното еквивалентно съпротивление r_{3e} спрямо във възлова точка 3 се определя с изрази:

$$r_{3e} = \frac{r_3 (R_4 + r_4)}{r_3 + R_4 + r_4}. \quad (8.2)$$

От възлова т. 2 се захранва отклонение 2 със съпротивление r_2 и фиктивно отклонение със съпротивление r_{2e} :

$$r_{2e} = \frac{r_2 (R_3 + r_{3e})}{r_2 + R_3 + r_{3e}}. \quad (8.3)$$

От възлова т. 1 се захранва отклонение 1 със съпротивление r_1 и фиктивно отклонение със съпротивление r_{1e} :

$$r_{1e} = \frac{r_1 (R_2 + r_{2e})}{r_1 + R_2 + r_{2e}}. \quad (8.4)$$

Кондензаторните мощности q_{k1} , q_{k2} , q_{k3} и q_{k4} в четирите отклонения на електрическата магистрална линия се определят със следните равенства:

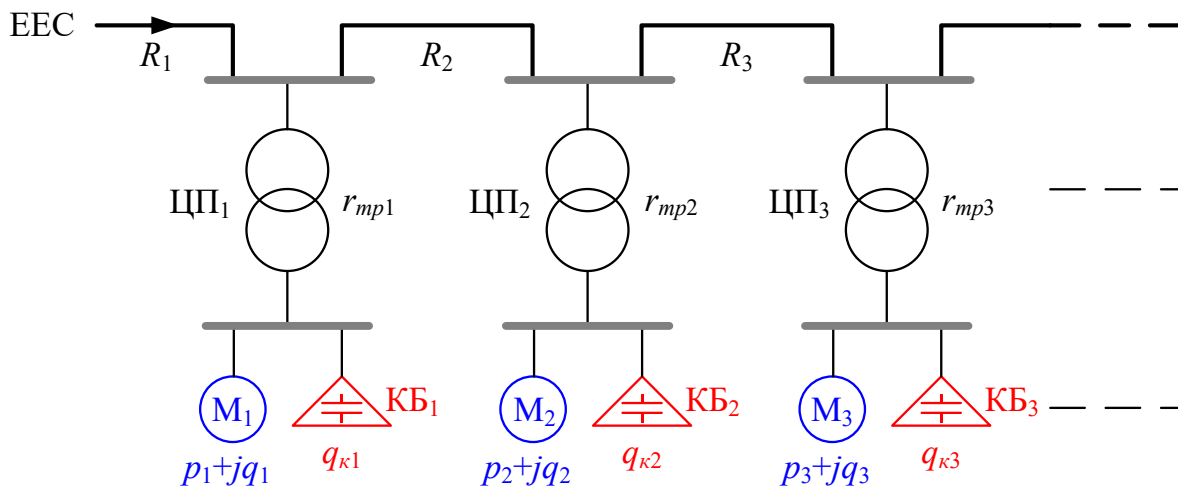
$$\begin{aligned} q_{k1} &= q_1 - \frac{(Q - Q_k)}{r_1} r_{1e}, \\ q_{k2} &= q_2 - \frac{(Q - q_1) - (Q_k - q_{k1})}{r_2} r_{2e}, \\ q_{k3} &= q_3 - \frac{(Q - q_1 - q_2) - (Q_k - q_{k1} - q_{k2})}{r_3} r_{3e}. \end{aligned} \quad (8.5)$$

8.2. Привеждане на магистралната мрежа като радиална

На фиг. 8.2 е показана разпространена в индустриалните предприятия магистрална линия за средно напрежение, от която се захранват няколко цехови подстанции (ЦП). Обикновено разстоянието между отделните

8. Разпределение на кондензаторните мощности в магистрална електрическа мрежа

подстанции е малко, а сечението на магистралната линия е сравнително голямо, то активните съпротивления на нейните участъци (R_1 , R_2 и R_3) са значително по-малки от тези на трансформаторите (r_{mp1} , r_{mp2} и r_{mp3}). Поради това може да се приеме, че $R_1 \approx R_2 \approx R_3 \approx 0$.



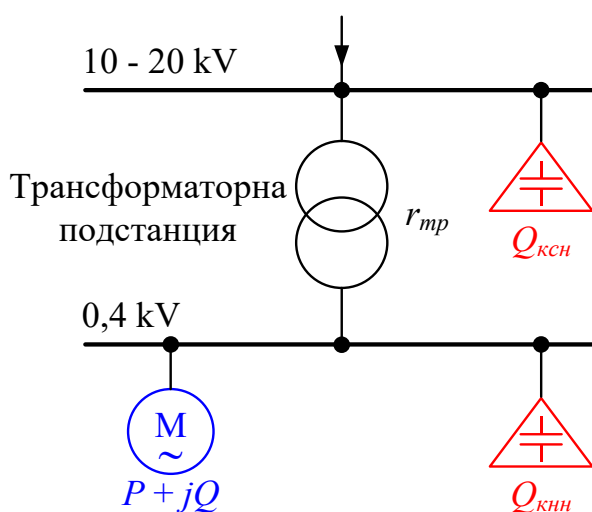
Фиг. 8.2. Разпределение на кондензаторните мощности в магистрална схема

По този начин представената на фиг. 8.2 магистралната схема може да се приведе в радиална, като се използват формулите за разпределение на кондензаторните мощности за радиалната схема.

9. РАЗПРЕДЕЛЕНИЕ НА КОНДЕНЗАТОРНИТЕ МОЩНОСТИ МЕЖДУ СРЕДНО И НИСКО НАПРЕЖЕНИЕ

9.1. Основни положения

Компенсирането на реактивните товари в индустриалните електроснабдителни системи може да се осъществи на страна средно (10 kV/20 kV) или на страна ниско (0,4 kV) напрежение. На фиг. 9.1 е показана схема на разпределение на кондензаторни мощности между средно и ниско напрежение в трансформаторна подстанция, захранваща индустриални потребители (с активно-индуктивен товар).



Фиг. 9.1. Схема на разпределение на кондензаторни мощности между средно и ниско напрежение в трансформаторна подстанция

Изборът на разпределение на кондензаторна мощност между ниско и средно напрежение се определя от икономически и технически фактори. Кондензаторите за средно напрежение в сравнение с кондензаторите за ниско напрежение се отличават със следните предимства [4,29]:

- имат по-малки специфични загуби на мощност, в [kW/kVAr];
- имат по-ниска цена за 1 kVAr мощност.

При компенсиране на страна ниско напрежение намаляват загубите на енергия в трансформаторите и мрежата за ниско напрежение [4].

9.2. Определяне на необходимата кондензаторна мощност на страна ниско напрежение

При разпределяне на общата кондензаторна мощност между страните средно и ниско напрежение в трансформаторната подстанция трябва да се имат предвид посочените по-горе особености. За оптимално решаване

9. Разпределение на кондензаторните мощности между средно и ниско напрежение

на задачата се дефинира оптимизационна задача с минимизиране на приведените годишни разходи на индустриалния потребител.

Приведените годишни разходи Z [лв/година], обусловени от реактивния товар (фиг. 9.1), се определят със следния израз:

$$Z = \frac{r_{mp} c_e}{1000 U^2} \int_t^{t+T} [Q(t) - Q_{кнн}]^2 dt + (p_a + p_n)(k_{нн} - k_{сн}) Q_{кнн} + \Delta p_{\kappa} Q_{кнн} c_e T, \quad (9.1)$$

където: r_{mp} – активно съпротивление на трансформатора, в $[\Omega]$; $k_{нн}$ и $k_{сн}$ – стойност на 1 kVAr кондензаторна мощност, съответно за ниско и средно напрежение, в [лв/kVAr]; $\Delta p_{\kappa} = \Delta p_{кнн} + \Delta p_{ксн}$ – разлика между специфичните загуби на активна мощност на кондензатори, съответно за ниско и средно напрежение, в [kW/kVAr]; T – продължителност на включване на кондензаторна батерия, (в часове); c_e – цена на електрическата енергия, в [лв/kWh]; p_a – коефициент на амортизационни отчисления; p_n – нормативен коефициент на ефективност.

От условието $Z = \min$ (минимизиране на приведени годишни разходи) се определя мощността на кондензаторната батерия, която трябва да се инсталира на страна ниско напрежение:

$$Q_{кнн} = Q_{ср} - \frac{1000 U^2}{2 r_{mp} c_e T} [\Delta p_{\kappa} c_e T + (p_a + p_n)(k_{нн} - k_{сн})], \quad (9.2)$$

където: $Q_{ср}$ – среден реактивен товар на потребителите, в [kVAr].

Когато общата кондензаторна мощност Q_{κ} е зададена, тази на страна средно напрежение се определя с формулата:

$$Q_{ксн} = Q_{\kappa} - Q_{кнн}. \quad (9.3)$$

При инсталиране на кондензаторни батерии на страна ниско напрежение на понижаващата подстанция се намалява привидната (пълна) мощност на трансформатора S_{mp} :

$$S_{mp} = \sqrt{P^2 + (Q - Q_{кнн})^2}. \quad (9.4)$$

От израз (9.4) се вижда, че при инсталиране на кондензаторни мощности на страна ниско напрежение позволява да се освободи част от товара на трансформатора, или да се използва по-добре инсталираната трансформаторна мощност.

10. АВТОМАТИЧНО РЕГУЛИРАНЕ НА МОЩНОСТТА НА КОНДЕНЗАТОРНИТЕ БАТЕРИИ. $\cos \varphi$ РЕГУЛАТОРИ

10.1. Общи сведения

Реактивните товари в промишлените предприятия често се изменят динамично и за да се поддържа желаният фактор на мощността в диапазона $\cos \varphi = 0,9 \div 1$ индуктивен, при който не се заплаща допълнително за консумираната реактивна електроенергия, е необходимо автоматизиране на регулирането на мощността на кондензаторните батерии (КБ). Мощността на трифазна КБ е равна на:

$$Q_k = 3\omega C U_n^2, [VAr] \quad (10.1)$$

където:

- ω е ъгловата честота, $\omega = 2\pi f, [s^{-1}]$;
- C е капацитета на КБ, [F];
- U_n е линейното напрежение, [V].

Съставлящите на уравнение (10.1) показват възможните параметри, чрез които може да бъде автоматизирано изменението на Q_k .

Изменението на ъгловата честота ω чрез честотата на захранващото КБ напрежение f (честотно регулиране) не е ефективен начин за регулиране на Q_k , тъй като компенсиращата мощност става с хармонична честота, различна от тази на захранващата мрежа. По този начин дори да се получи подобряване на $\cos \varphi$, но се създава несинусоиден режим на работа и влошаване на фактора на мощността PF .

Изменението на напрежението U_n , подавано на КБ е интересна възможност за автоматизиране на регулирането на Q_k , т.к. се постига плавно регулиране с възможност за точно постигане на $\cos \varphi_{жс}$. Съществуват лабораторни прототипи на такива автоматични регулатори, които изменят U чрез механично задвижване на автотрансформатор. Към настоящия момент това техническото решение не е технико-икономически приложимо в практиката, тъй като ще бъде необходим голям и скъп автотрансформатор, с мощност, съизмерима с мощността на захранващия силов трансформатор, както и допълнителни задвижващи системи под товар.

Изменението на капацитета C е най-често срещаният в практиката начин за осъществяване на автоматично регулиране на мощността на кондензаторните батерии. Реализира се на степени (стъпално) чрез автоматично регулиране на броя на включените в даден момент групи КБ в компенсиращите устройства.

10.2. Методи за автоматично регулиране на мощността на кондензаторните батерии

Автоматичното регулиране на мощността на кондензаторните батерии може да се извършва в зависимост от различни параметри на електроснабдителната система на потребителя [8]:

- по време от денонощието;
- по стойността на напрежението;
- по големината на тока;
- по посоката на реактивната мощност;
- по стойността на $\cos \varphi$.

а) автоматично регулиране по време от денонощието:

Автоматичното регулиране по време е подходящо да се използва за индустриални потребители с установена във времето производствена програма на технологичното производство, при които денонощният товаров график (ТГ) на реактивната мощност е сравнително постоянен и повтарящ се във времето. В зависимост от изменението на товара се съставя денонощна програма/график за включване и изключване на необходимия в даден момент от времето брой КБ.

Предимство на този метод е, че се получават минимален брой комутации на КБ. Недостатък е, че ТГ практически е трудно да бъде еднакъв и в моментите на по-голяма разлика ще се получава неоптимален режим на работа.

За управляващ орган се използват времерелета или специализирани електроконтактни часовници, които подават сигнали за включване или изключване на определен част от КБ според предварително определения график. Ако през почивните дни товарът се намалява или се различава значително, трябва за тях да се използва времереле с друг денонощен график, или принципно да се използват времерелета със седмичен, месечен или годишен график на програмиране.

б) автоматично регулиране по напрежение:

Същността на метода е, че при понижаване на напрежението, КБ се включват, при което, с компенсиране на реактивната съставляща, се намалява пренасяната по захранващата линия и трансформатор електрическа мощност и съответно намаляват загубите на напрежение в тях. При повишаване на напрежението КБ се изключват. По този начин КБ се използват и като ефективно средство за местно регулиране и повишаване на качеството на напрежението.

За управляващ орган се използват две напреженови релета – едното осигурява включване, а другото – изключване на КБ. За да се избегне влиянието на кратковременни изменения на напрежението, например при пус-

10. Автоматично регулиране на мощността на кондензаторните батерии. $\cos \varphi$ регулатори

кови процеси, както и за да се избегне включване на все още неразредена КБ, се въвежда времезадръжка по време не по-малка от 2-3 минути.

в) автоматично регулиране по ток:

Автоматично регулиране по ток е подходящо да се използва при индустриални електропотребители с големи промени на товари, които са с близък по стойност среден $\cos \varphi$, при което реактивната мощност се изменя пропорционално на пълната мощност и съответно на тока.

За управляващ орган се използват две токови релета, контролиращи общия товар на електропотребителя, например в подстанция или трафопост. При увеличаване на протичащия ток едното реле включва КБ, а при намаляването му – другото изключва КБ. За намаляване на диапазона на регулиране е необходимо да се използват токови релета с по-висок коефициент на възвръщане. За да не се получават ненужни превключвания при кратковременни изменения на тока, например при пускови процеси, както и за да се избегне включване на все още неразредена КБ, се въвежда времезадръжка по време, не по-малка от 2-3 минути.

По аналогичен начин може да се осъществи многостепенно регулиране на мощността на КБ, като управляващите релета на отделните степени се настройват да заработват при различни стойности на тока.

г) автоматично регулиране по посока на реактивната мощност:

При регулиране на мощността на КБ по посока на реактивната мощност, за управляващ орган се използват посочни релета, свързани в точката на външно захранване на електропотребителя. При посока на реактивната мощност от ЕЕС към електропотребителя, управляващият орган включва последователно степени с КБ, а при обратна посока ги изключва.

д) автоматично регулиране по стойността на $\cos \varphi$:

Автоматичното регулиране на мощността на КБ в зависимост от стойността на $\cos \varphi$ е с най-широко приложение в България, тъй като дава възможност за най-точно спазване на предписанията за $\cos \varphi$ на нормативните документи – към настоящия момент - Наредба № 1 от 14 март 2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, обн., ДВ, бр. 25 от 24.03.2017 г., в сила от 24.03.2017 г., посл. изм. и доп., ДВ, бр. 52 от 27.06.2025 г. [9].

Автоматичното регулиране се осъществява посредством комплектни кондензаторни устройства (ККУ), в които групи КБ се управляват от автоматични регулатори на реактивната мощност в зависимост от стойността на $\cos \varphi$, наричани също „ $\cos \varphi$ регулатори“ – фиг. 10.1. На автоматичния регулатор се задава/програмира стойността на желания $\cos \varphi$. По време на работа на консуматорите, той сравнява зададената и текущата стойност на $\cos \varphi$ и когато текущата е по-малка или по-голяма от желаната, чрез своите изходни контакти, $\cos \varphi$ регулаторът включва или изключва необходимата част от КБ, до достигане на желания фактор на мощността.

10. Автоматично регулиране на мощността на кондензаторните батерии. Cos ϕ регулатори



Фиг. 10.1. Преден панел на cos ϕ регулатори

10.3. Комплектни кондензаторни устройства (ККУ)

Комплектните кондензаторни устройства (ККУ), обикновено са представляват метален шкаф/табло (или няколко при по-големи кондензаторни мощности), в който са поместени следните основни елементи – фиг. 10.2:

- групи от кондензаторни батерии;
- автоматичен регулатор;
- комутационна апаратура (контактори или силови тиристори/транзистори);
- защитна апаратура (предпазители и/или автоматични прекъсвачи);
- допълнителна измервателна апаратура (волтметри, амперметри, ватметри, cos ϕ -мери и др.).



Фиг. 10.2. Комплектно кондензаторно устройство

10.4. Основни настройки на cos φ регулаторите

Ефективната работа на ККУ в значителна степен зависи от настройките на cos φ регулатора, които трябва да бъдат съобразени с параметрите на електропотребителя и управляваните кондензаторни батерии. На съвременните автоматични cos φ регулатори е необходимо да се направят следните основни настройки, които се задават от менютата на предния панел на регулатора:

а) желан фактор на мощността

Това е стойността на cos $\varphi_{жс}$, която ККУ трябва да поддържа. Изчислява се при проектирането на ККУ, като най-често използваните стойности са с активно-индуктивен cos $\varphi_{жс}$ от 0,90 до 1,00, което отговаря на актуалните нормативни изисквания на Наредба № 1 от 14 март 2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия [9].

б) чувствителност

Представлява минималната стойност на разликата между моментната стойност на cos φ и настроената желана стойност cos $\varphi_{жс}$, при която регулаторът предприема действие (включване/изключване на стъпка). Обикновено се задава в проценти от номиналната мощност на една стъпка или в kVA_r. По-ниска стойност на чувствителността осигурява по-прецизно регулиране, но и по-чести превключвания, а по-висока стойност – по-ниска прецизност на компенсирането, но и по-малко превключвания и износване на контакторите.

Компенсирането на реактивните товари с ККУ е стъпално, тъй като при включването и изключването на групите КБ, се получава стъпално изменение на стойността на cos φ и вероятността да бъде постигната точната стойност на cos $\varphi_{жс}$ е минимална. При опит за получаване на максимална чувствителност и постигане на точната стойност на настроения cos $\varphi_{жс}$, би се получил режим на работа с непрекъснато включване и изключване на група КБ и колебание на моментната стойност на cos φ около cos $\varphi_{жс}$, който би предизвикал ненужно чести тежки преходни процеси на включване на КБ и бързо износване и повреда на комутационната апаратура.

При различните производители и технологични поколения на cos φ регулаторите, чувствителността се задава по различни начини. При съвременните регулатори се задава като диапазон от стойности на изменение на cos φ , около cos $\varphi_{жс}$, с долна и горна граница, в рамките на които регулаторът приема, че измерената моментна стойност на cos φ е достатъчно близка до желаната и не е необходимо да се извършват превключвания. Например, при cos $\varphi_{жс} = 0,95$ се настройва долна граница cos $\varphi_{min} = 0.92$ и горна граница cos $\varphi_{max} = 0.98$. Регулаторът сравнява текущата стойност на cos φ с предварително зададени гранични стойности и при спад под долната граница – се включва кондензаторна стъпка, при превишаване на горната граница – се изключва стъпка, а при стойности в диапазона между cos φ_{min} и cos $\varphi_{max} = 0.98$ – не предприема действие.

10. Автоматично регулиране на мощността на кондензаторните батерии. $\cos \varphi$ регулатори

Стъпалното включване или изключване на групи КБ с еднакви или различни единични компенсиращи мощности поражда необходимостта от задаване на друг важен параметър, свързан с настройката на чувствителността на $\cos \varphi$ регулатора – отчитането на изменението $\cos \varphi$, което ще предизвика включването или изключването на най-малкото стъпало КБ. Ако това изменение е прекалено голямо, например: при моментна стойност на $\cos \varphi = 0,89$ и зададен $\cos \varphi_{жс} = 0,95$ с диапазон на чувствителност $\cos \varphi_{min} = 0,92$ до $\cos \varphi_{max} = 0,98$, се включи група КБ, която промени моментната стойност на $\cos \varphi = 0,99$ (или прекомпенсира до капацитивен $\cos \varphi$), веднага ще се предизвика ново заработване на регулатора за изключване на тази група КБ. Това, освен до неефективно компенсиране, би предизвикало и ненужно чести преходни процеси на включване на КБ и бърза повреда на комутационната апаратура. Поради това, неизменна част от настройката на чувствителността е и задаването на реактивната мощност на стъпалото КБ и изменението на стойността на $\cos \varphi$, което то предизвиква.

Табл. 10.1. Определяне на настройката на съотношението „ C/k “

Токов тр-р		Q – най-голямата разлика в реактивните мощности между две последователни кондензаторни степени, [kVAr] при $U = 400$ [V]											
ТТ/5	k	5	10	15	20	30	40	50	60	70	90	100	120
50	10	0.45	0.90										
100	20	0.23	0.45	0.68	0.90								
150	30	0.15	0.30	0.45	0.60	0.90							
200	40	0.11	0.23	0.34	0.45	0.68	0.90						
300	60	0.08	0.15	0.23	0.30	0.45	0.60	0.75	0.90				
400	80		0.11	0.17	0.23	0.34	0.45	0.56	0.68	0.79	0.90		
500	100		0.09	0.14	0.18	0.27	0.36	0.45	0.54	0.63	0.81	0.90	
600	120		0.08	0.11	0.15	0.23	0.30	0.38	0.45	0.53	0.68	0.75	0.90
800	160			0.08	0.11	0.17	0.23	0.28	0.34	0.40	0.50	0.56	0.68
1000	200				0.09	0.13	0.18	0.23	0.27	0.31	0.40	0.45	0.54
1500	300					0.09	0.12	0.15	0.18	0.21	0.27	0.30	0.36
2000	400						0.09	0.11	0.14	0.16	0.20	0.23	0.27
3000	600							0.08	0.09	0.11	0.14	0.15	0.18

Например, при някои регулатори [25], чувствителността се задава от предния панел като съотношение „ C/k “ между реактивната мощност на най-голямото стъпало с КБ и коефициента на трансформация на токовия трансформатор k , с който регулаторът получава информация за тока и съответно мощността на товара. Препоръчителната стойност на C/k се изчислява по формула (10.2) или се избира директно от табл. 10.1.

$$C/k = 0,62 \cdot \frac{1000 \cdot Q}{\sqrt{3} \cdot U \cdot k}, \quad (10.2)$$

където:

Q – най-голямата разлика в реактивните мощности между 2 последователни кондензаторни стъпала. Обикновено тя съответства на размера на първата степен от управляваните групи КБ, [kVAr];

U – номиналното напрежение, [V];

k – коефициента на трансформация на токовия трансформатор.

в) времезадръжка

Въвеждането на времезадръжка (или времезакъснение) между установяването (индикирането) на необходимостта от заработване на изключване или включване на група КБ и момента на извършване на действието в автоматичните регулатори на $\cos \varphi$ е важна настройка, която осигурява:

- време за разреждане на изключваните групи КБ, преди те да бъдат включени отново, за да се избегнат тежките преходни процеси с често недопустими нараствания на тока;

- избягване на ненужното кратко включване или изключване на група КБ при кратковременни изменения на $\cos \varphi$, например при включване на електродвигатели, трансформатори и др. Ако регулаторът реагира мигновено на всяко малко отклонение на $\cos \varphi$, това би довело до често превключване на кондензаторните стъпала, повишено механично и електрическо износване на контакторите и по-бързо амортизиране на оборудването.

При изключване на КБ с контактори не е възможно да се контролира нивото на заряд на КБ и тя би могло да бъде изключена в момента, в който е напълно заредена. Стандартните разрядни съпротивления се изчисляват за разреждане на КБ за време 30 секунди. Затова при по-старите модели регулатори на $\cos \varphi$ се въвежда фиксирано време на задръжка от около 40 секунди [25] между две последователни комутации (включване/изключване).

При по-новите модели $\cos \varphi$ регулатори, осигуряващи възможност за комутация на КБ както с контактори, така и с мощни тиристори/транзистори е необходимо като настройка да се укаже кой вид комутационно устройство ще бъде използвано в ККУ. При комутацията с контактори се дава възможност за избор на времезадръжката между 30 и 120 секунди [26].

При реализация на включване/изключване на групите КБ с транзистори/тиристори, би могло времезадръжката да бъде изведена и комутацията да бъде реализирана мигновено при осигуряване от $\cos \varphi$ регулатора на следната функционалност (виж т. 13):

- при включване на КБ, отпушването на тиристорите да се осъществи в момента, в който синусоидата на захранващото напрежение преминава през нулата, при което се получава на-малкия възможен пусков ток на КБ;

- при изключване на КБ, запушването на транзисторите/тиристорите да се осъществи в момента, в който синусоидата на зарядния ток на КБ преминава през нулата, при което след изключването, КБ остава напълно

разредена. В този случай не са необходими средства за нейното разреждане и тя може да бъде включвана след по-кратък период след изключването;

г) брой и съотношение между мощностите на групите КБ

Кондензаторните батерии в ККУ се групират на брой стъпала, изборът на броя и съотношението на мощностите на които, определят доколко точно ще бъде регулирането на $\cos \varphi$ и намаляването на негативния ефект от неговата стъпалност. Колкото по-голям е броят на стъпалата и по-малка компенсиращата мощност на техните КБ, толкова по-прецизно е регулирането на $\cos \varphi$.

При $\cos \varphi$ регулаторите с аналогово действие, обикновено се управлява по-голям брой стъпала, 6÷9 групи КБ, които се включват и изключват с фиксирана последователност КБ – при включване 1, 2, 3, 4, 5 ..., а при изключване 5, 4, 3, 2, 1, без да има възможност да се правят комбинации от различен брой групи КБ.

При по-съвременните $\cos \varphi$ регулатори с дигитално програмиране, обикновено се използват по-малък брой групи КБ с различна компенсираща мощност, като по този начин се намаляват инвестициите за защитна и комутационна апаратура. Това не намалява прецизността на регулирането, тъй като, например, програмното управление на групи КБ с бинарно съотношение на нарастване на мощностите им 1:2:4, позволява реализиране на 7 степени на регулиране чрез всички пермутации на комбинациите от включване на трите групи – 1; 2; 1+2=3; 4; 4+1=5; 4+2=6; 4+2+1=7. Аналогично, при монтиране на само 4 групи КБ в съотношение на компенсиращите мощности 1:2:4:8, се получават $2^4-1=15$ стъпала на регулиране. Съотношенията на мощностите на свързаните в ККУ групи КБ трябва да бъдат програмирани в $\cos \varphi$ регулатора, т.к. при несъответствие би се получил режим от неподходящи като комбинация включвани групи КБ. При някои от съвременните $\cos \varphi$ регулатори [4] е предвиден първоначален тестов режим на саморазпознаване на броя на свързаните групи КБ и самоизмерване на техните компенсиращи мощности.

д) други настройки:

- CT ratio - коефициент на преобразуване на токовия трансформатор (напр. 800/5 A);

- метод на измерване – еднофазно или трифазно. При симетрични товари е достатъчно еднофазно измерване (най-често фаза L1). При асиметрични или чувствителни системи е препоръчително трифазно измерване.

- защиты и аларми. Примерни аларми: при недостиг/излишък на компенсация; за прегряване на кондензатори; при повреда на контактор. Настроиват се прагове за напрежение, ток, температура, висши хармоници (ако има сензори); свързване към SCADA или алармена система.

11. КОМПЕНСИРАНЕ НА РЕАКТИВНИТЕ ТОВАРИ ЧРЕЗ СИНХРОННИ ДВИГАТЕЛИ

11.1. Общи сведения

Едно от най-ефективните технически средства за подобряване на фактора на мощността е използването на синхронни двигатели. Съществено предимство на синхронните двигатели пред кондензаторните батерии е възможността за плавно регулиране на произведената от тях реактивна мощност, като тя може да бъде капацитивна или индуктивна. Плавното регулиране на произвежданата реактивна мощност се осъществява чрез изменение на възбуждането на синхронните двигатели, без да са необходими сложни и скъпи технически средства.

Възможностите за използване на синхронни двигатели като компенсиращи устройства се обуславя от значително по-малкото увеличаване на пълната мощност в сравнение с произвежданата от тях реактивна мощност Q_{cd} при работа с капацитивен фактор на мощността $\cos \varphi$ [4]. Повишаването на компенсиращите възможности на един синхронен двигател се постига със слабо увеличаване на стойността му, защото тя се определя от неговата пълна мощност. При постоянно механично натоварване на вала, синхронният двигател има приблизително постоянна стойност на активната мощност, консумирана от мрежата, при различни стойности на фактора на мощността. Например, стойността на синхронен двигател при номинален капацитивен фактор на мощността $\cos \varphi_n = 0,8$ е приблизително 15 % по-голяма в сравнение с $\cos \varphi_n = 1$, като увеличението на отношението на произвежданата реактивна мощност Q_{cd} към консумираната активна мощност от синхронния двигател $P_{нсд}$ при натоварване на вала 100 % е 25 % – Табл. 11.1 [4].

Табл. 11.1. Компенсиращи възможности на синхронен двигател

Номинален фактор на мощността	1,0	0,9	0,85	0,8
$\frac{Q_{cd}}{P_{ни}} 100, \%$	0	48	62	75
Относително увеличение, %	0	11	17	25

Поради това до оползотворяване на пълната мощност на синхронния двигател, той може да се превъзбуди увеличавайки тока на възбуждане, с което се въвежда в генераторен режим по отношение на реактивната мощност и започва да произвежда капацитивна реактивна мощност.

Синхронните двигатели имат редица важни преимущества в сравнение с асинхронните двигатели:

- зависимостта на двигателния момент от напрежението е по-слаба;

11. Компенсирание на реактивните товари чрез синхронни двигатели

- устойчивостта на електроснабдителната система се повишава при захранване на синхронни двигатели, особено при възможност за тяхното форсиране;

- скоростта на синхронния двигател не зависи от натоварването и остава постоянна при непроменяща се честота на захранващата мрежа, с което се повишава производителността на задвижваните механизми;

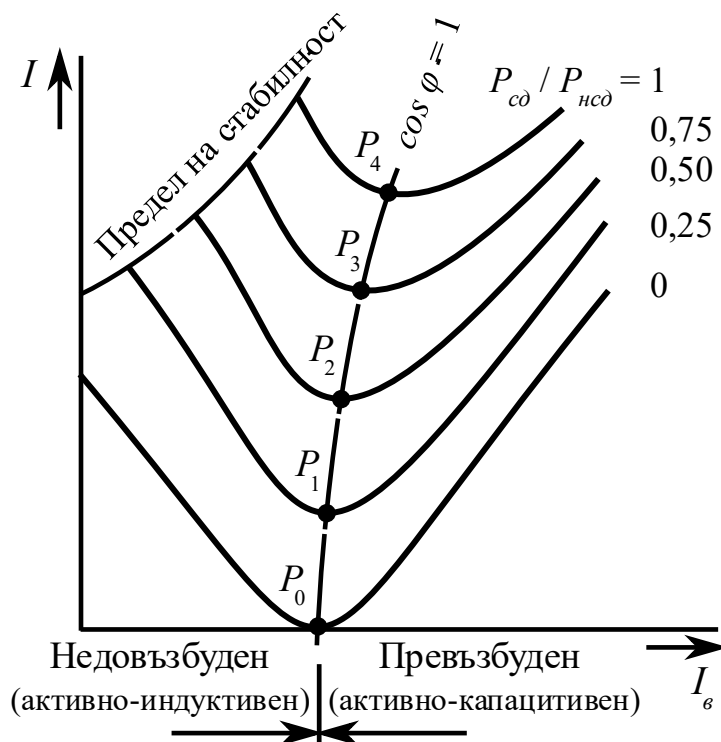
- при еднакви условия, синхронните двигатели обикновено имат висок коефициент на полезно действие, особено при големи мощности;

- общите активни загуби в синхронните двигатели винаги са по-малки от тези в асинхронните двигатели, тъй като при асинхронните има по-големи добавъчни загуби в стоманата.

Синхронните двигатели обикновено се използват за задвижване на механизми с продължителен режим на работа (S1), като помпи, компресори, вентилатори, транспортъори и др. [20].

11.2. Компенсираща способност на синхронните двигатели

Характерът и значението на реактивна мощност на синхронния двигател се определят от големината на възбудителния ток I_e . На фиг. 11.1 са показани V-криви на синхронен двигател при различно натоварване на вала ($P_0 < P_1 < P_2 < P_3 < P_4$), които са установени за първи път през 1893 г. от английския инженер У. М. Мордей. V-кривите графично представляват зависимостта на статорния ток I от тока на възбуждане I_e , т.е. $I = f(I_e)$ [27,30].



Фиг. 11.1. V-криви на синхронен двигател при различно механично натоварване на вала

Левият клон на V-кривите съответства на недовъзбуден двигател, при който статорният ток I фазово „изостава“ от напрежението. В този режим синхронният двигател се държи като асинхронен и представлява активен и индуктивен товар за електрическата мрежа. Десният клон на V-кривите съответства на режим на превъзбуждане, при който статорният ток фазово „изпреварва“ напрежението. В този режим двигателят представлява активен и капацитивен товар за мрежата, т.е. работи не само като двигател, но и като компенсатор на реактивна мощност. Статорният ток I приема минимална стойност, когато факторът на мощността е $\cos \varphi = 1$.

Превъзбуждането на синхронния двигател е възможно до достигане на номиналния работния ток. Работата на синхронния двигател в превъзбудено състояние трябва да се предвижда при конструирането му. Нормално натоварените синхронни двигатели могат да работят с изпреварващ (капацитивен) $\cos \varphi = 0,9$. Това означава, че реактивната мощност, произвеждана от синхронния двигател, е:

$$Q_{cd} = S_{ncd} \sin \varphi (\cos \varphi = 0,9) \approx 0,436 S_{ncd}. \quad (11.1)$$

Важна характеристика на синхронния двигател е неговата компенсираща способност q_{cd} . Компенсиращата способност на синхронния двигател се дефинира с отношението:

$$q_{cd} = \frac{Q_{cd}}{S_{ncd}} 100, \% \quad (11.2)$$

където: Q_{cd} – реактивна мощност, която се произвежда от синхронния двигател и се отдава към електрическата мрежа, в [kVAr]; S_{ncd} – номинална пълна мощност на синхронния двигател, в [kVA].

Компенсиращата способност q_{cd} зависи от конструктивните характеристики на синхронния двигател, номиналния фактор на мощността $\cos \varphi_n$, работните режими (ток на възбуждане I_e и напрежение на клемите U) и натоварването на вала. Тя не трябва да се повишава за продължителен период от време чрез увеличаване на възбудителния ток над номиналната стойност, за да не се допусне прегряване на ротора. Единственият възможният начин за увеличаване на компенсиращата способност q_{cd} за продължителен период от време се явява понижаването на активното натоварване на двигателя при неизменен ток на възбуждане, равен на номиналния. В този случай, при намаляване на реактивния товар в мрежата, компенсиращата способност може да се намали чрез намаляване на възбудителния ток.

Условията на работа на синхронните двигатели се характеризират със следните основни параметри: коефициент на активно натоварване, коефициент на реактивно натоварване и относително изменение на напрежението.

11. Компенсиране на реактивните товари чрез синхронни двигатели

Коефициентът на активно натоварване $k_{на}$ се определя с отношението на активната компонента на тока I_a (активната мощност $P_{сд}$) към активната компонента на тока при номинален режим $I_{ан}$ (активната мощност $P_{нсд}$):

$$k_{на} = \frac{I_a}{I_{ан}} = \frac{P_{сд}}{P_{нсд}}. \quad (11.3)$$

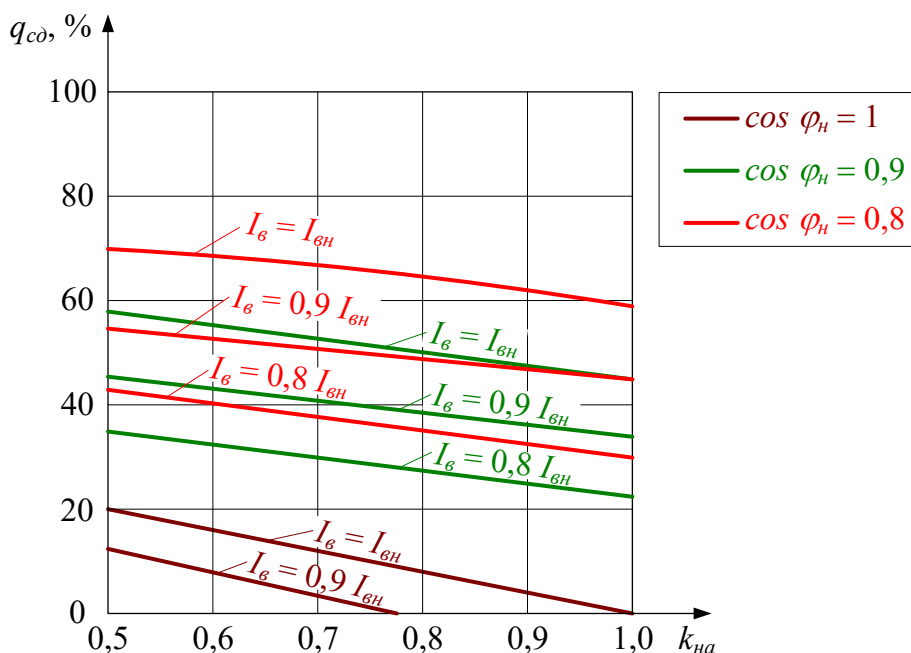
Коефициентът на реактивно натоварване $k_{нр}$ се определя с отношението на реактивната компонента на тока I_p (реактивната мощност $Q_{сд}$) към реактивната компонента на тока при номинален режим $I_{рн}$ (реактивната мощност $Q_{нсд}$):

$$k_{нр} = \frac{I_p}{I_{рн}} = \frac{Q_{сд}}{Q_{нсд}}. \quad (11.4)$$

Относителното изменение на напрежението u^* на клемите на синхронния двигател се определя с отношението на действително приложеното напрежение на клемите U към номиналното напрежение U_n :

$$u^* = \frac{U}{U_n}. \quad (11.5)$$

На фиг. 11.2 е показана в графичен вид зависимостта $q_{сд} = f(k_{на}, I_в)$ за $\cos \varphi_n = 1$, $\cos \varphi_n = 0,9$ (капацитивен) и $\cos \varphi_n = 0,8$ (капацитивен).



Фиг. 11.2. Зависимост на компенсиращата способност на синхронен двигател от коефициента на активно натоварване, възбудителния ток и номиналния капацитивен фактор на мощността

11. Компенсиране на реактивните товари чрез синхронни двигатели

При номинален режим на работа, когато $k_{na} = 1$ и $u^* = 0,95 \div 1,05$, синхронният двигател може продължително да генерира номинална реактивна мощност. При постоянно натоварване на вала и неизменно напрежение на клемите на синхронния двигател, максималната компенсираща способност се получава при номинален ток на възбуждане $I_{вн}$. При намаляване на възбудителния ток I_e , компенсиращата способност $q_{сд}$ рязко намалява. Например, за ток на възбуждане $I_e = 0,8I_{вн}$ компенсиращата способност на двигателя при $\cos \varphi_n = 0,8$ и $k_{na} = 0,75$ намалява на 37 % [4].

12. ОПРЕДЕЛЯНЕ НА ОПТИМАЛНИЯ ФАКТОР НА МОЩНОСТТА НА СИНХРОННИТЕ ДВИГАТЕЛИ

12.1. Основни положения

Основните източници на реактивна капацитивна енергия в индустрията са кондензаторните батерии и синхронните двигатели, когато са в режим на превъзбуждане. В едни случаи е възможно да се използват само кондензаторни батерии, в други само синхронни двигатели, а в трети – едновременно и двете компенсиращи устройства [4].

Важен момент при оптимизиране на реактивните товари в индустрията е определянето на най-целесъобразна област на приложение на синхронните двигатели. Трябва да се имат предвид следните четири варианта при решаването на тази задача:

- вариант 1 – единствено кондензаторните батерии се използват за компенсиране на асинхронните двигатели;
- вариант 2 – синхронен двигател с номинален фактор на мощността $\cos \varphi_n = 1$;
- вариант 3 – синхронен двигател с номинален капацитивен фактор на мощността $\cos \varphi_n = 0,8 \div 0,9$;
- вариант 4 – синхронен двигател с $\cos \varphi_n = 1$ и кондензаторни батерии.

Когато се сравняват първите два варианта, трябва да се отчита, че коефициентът на полезно действие (к.п.д.) на синхронните двигатели при $\cos \varphi_n = 1$ е по-голям с $(0,6 \div 2,5) \%$ от този на асинхронните двигатели. Загубите на мощност и електрическа енергия при вариант 1 се увеличават допълнително и от наличието на кондензаторни батерии, тъй като $\Delta P_k > 0$. От направените сравнения се установява, че вариант 2 е по-целесъобразен от вариант 1. Вариантът със синхронен двигател е по-целесъобразен и когато номиналният фактор на мощността е с капацитивен характер, но работи при $\cos \varphi_n = 1$. Еднозначно заключение относно икономичността не може да се направи при съпоставяне на вариантите 3 и 4.

При разглеждане на варианти 3 и 4, в зависимост от цената на електрическата енергия и специфичните разходи за компенсиране на реактивните товари, е възможно да бъде по-икономичен всеки от един от двата варианта. Приведените годишни разходи Z за сравняваните варианти 3 и 4 трябва да се изчисляват за случаите, когато синхронният двигател работи с оптимален фактор на мощността [4].

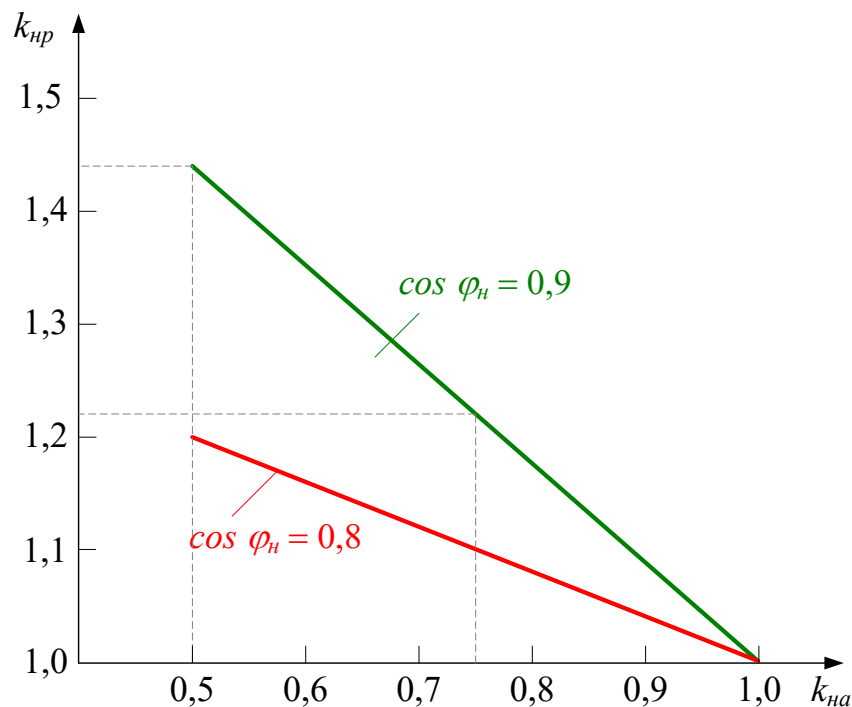
Разглежда се вариант 3 при определяне на най-целесъобразния фактор на мощността. При него загубите на активна мощност в синхронния двигател, обусловени от реактивната компонента на тока в статора ($\Delta P_{сop}$), се определя със следния израз:

12. Определяне на оптималния фактор на мощността на синхронните двигатели

$$\Delta P_{сдр} = 0,25 \Delta P_{нст} (k_{нр}^2 + k_{нр}), \quad (12.1)$$

където: $\Delta P_{нст}$ – активни загуби в статорната намотка при $I_p = I_{рн}$; $k_{нр}$ – коефициент на реактивно натоварване на синхронния двигател, който се определя с израз (11.4); I_p и $I_{рн}$ – реактивни компоненти на тока в произволен и номинален режим на работа.

Максималната стойност на $k_{нр}$ при номинален ток в ротора зависи от натоварването на синхронния двигател, респ. и от коефициента на активно натоварване $k_{на}$. Зависимостта $k_{нр} = f(k_{на})$ в графичен вид е показана на фиг. 12.1 [4]. От фигурата може се вижда, че при капацитивен $\cos \varphi_n = 0,9$ и коефициент на активно натоварване $k_{на} = 100\%$ максималното реактивно натоварване на синхронния двигател е $k_{нрmax} = 1$; при $k_{на} = 75\%$ – $k_{нр} = 1,22$; при $k_{на} = 50\%$ – $k_{нр} = 1,44$.



Фиг. 12.1. Зависимост на коефициента на реактивно натоварване $k_{нр}$ на синхронен двигател от коефициента на активно натоварване $k_{на}$

Като се отчитат представените стойности на $k_{нр}$ и израз (12.1), за максималните загуби на активна мощност в синхронния двигател $\Delta P_{сдрmax}$, обусловени от реактивната компонента на тока при номинален ток на ротора, се получават следните изрази:

$$\Delta P_{сдрmax}(k_{на}=100\%) = 0,500 \Delta P_{нст}, \quad \Delta P_{сдрmax}(k_{на}=75\%) = 0,675 \Delta P_{нст}, \quad \Delta P_{сдрmax}(k_{на}=50\%) = 0,875 \Delta P_{нст}.$$

12. Определяне на оптималния фактор на мощността на синхронните двигатели

Обикновено оптималното реактивно натоварване на синхронния двигател се получава при $k_{np} < k_{np\max}$, което означава, че не се използва напълно неговата компенсиращата способност и част от необходимата реактивна мощност трябва да се произведе от кондензаторни батерии – разглежда се вариант 4.

Най-целесъобразно съотношение на реактивните мощности, произвеждани от синхронен двигател и от кондензаторни батерии (вариант 4), се определя чрез минимизиране на приведените годишни разходи Z :

$$Z = 0,25 \Delta P_{нст} (k_{np}^2 + k_{np}) T_{\theta} c_e + Q_{нсд} (k_{np\max} - k_{np}) T_{\theta} z_{кб}, \quad (12.2)$$

където: T_{θ} – продължителност на работа на синхронния двигател и на включване на кондензаторните батерии; c_e – цена на електрическата енергия; $z_{кб}$ – специфични приведени годишни разходи на кондензаторни батерии за 1 kVArh.

Оптималната стойност за коефициента на реактивно натоварване k_{np} се получава чрез минимизиране на Z , като загубите се диференцират спрямо k_{np} и приравняват на нула:

$$\frac{\partial Z}{\partial k_{np}} = 0,25 \Delta P_{нст} (2k_{np} + 1) T_{\theta} c_e - Q_{нсд} T_{\theta} z_{кб} = 0. \quad (12.3)$$

От уравнение (12.3) се определя оптималната стойност на k_{np} :

$$k_{np\ opt} = \frac{\left(\frac{z_{кб}}{c_e} \right)}{\left(\frac{\Delta P_{сдp\ max(k_{на}=100\ \%)} }{Q_{нсд}} \right)} - 0,5. \quad (12.4)$$

От уравнение (12.4) се определя оптималната стойност на фактора на мощността:

$$\cos \varphi_{opt} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{Q_{сд\ opt}}{k_{на} S_{нсд} \cos \varphi_n} \right)^2}}. \quad (12.5)$$

При наличие на синхронни двигатели в един индустриален потребител се определя техният оптимален фактор на мощността $\cos \varphi_{opt}$, след което се прави анализ относно необходимостта за подобряване на общия фактор на мощността $\cos \varphi$ чрез възможността за допълнително монтиране на кондензаторни батерии.

13. СТАТИЧНИ ИЗТОЧНИЦИ НА РЕАКТИВНА МОЩНОСТ. ТИРИСТОРНО УПРАВЛЕНИЕ НА ВКЛЮЧВАНЕТО И ИЗКЛЮЧВАНЕТО НА КОНДЕНЗАТОРНИТЕ БАТЕРИИ

13.1. Общи сведения и предназначение

Статичните източници на реактивна мощност (СИРМ), от английски език – Static VAR Compensator (SVC), са устройства за динамично компенсиране на реактивна мощност, широко използвани в електроенергетиката и индустриалните електроснабдителни системи. Основната им функция е да поддържат напрежението в допустими граници чрез бързо регулиране на реактивната мощност, както и за подобряване на фактора на мощността, намаляване на загубите и стабилизиране на напрежението при променливи товари. СИРМ имат две основни места на приложение: в електроенергийната система, за да регулират напрежението на преноса; в близост до големи промишлени товари, за да компенсират реактивните мощности и подобри качеството на електроенергията.

СИРМ компенсират реактивната мощност, като използват най-често тиристорно управлявани реактори и тиристорно превключвани кондензатори. Чрез регулиране на фазовия ъгъл на тиристорите, устройството може да консумира или генерира реактивна мощност. Това позволява непрекъснато и бързо компенсиране на реактивните колебания в системата. СИРМ осигурява променлив импеданс за компенсиране на реактивната мощност чрез превключване на кондензаторните батерии и реакторите.

СИРМ намират широко приложение в индустрията, особено при електродъгови пещи, големи електродвигатели и променливи товари. Той осигурява стабилност на напрежението, намалява фликер ефекта на напрежението и подобрява качеството на електроенергията. Използва се и за намаляване на загубите в трансформатори и кабелни линии чрез подобряване на фактора на мощността.

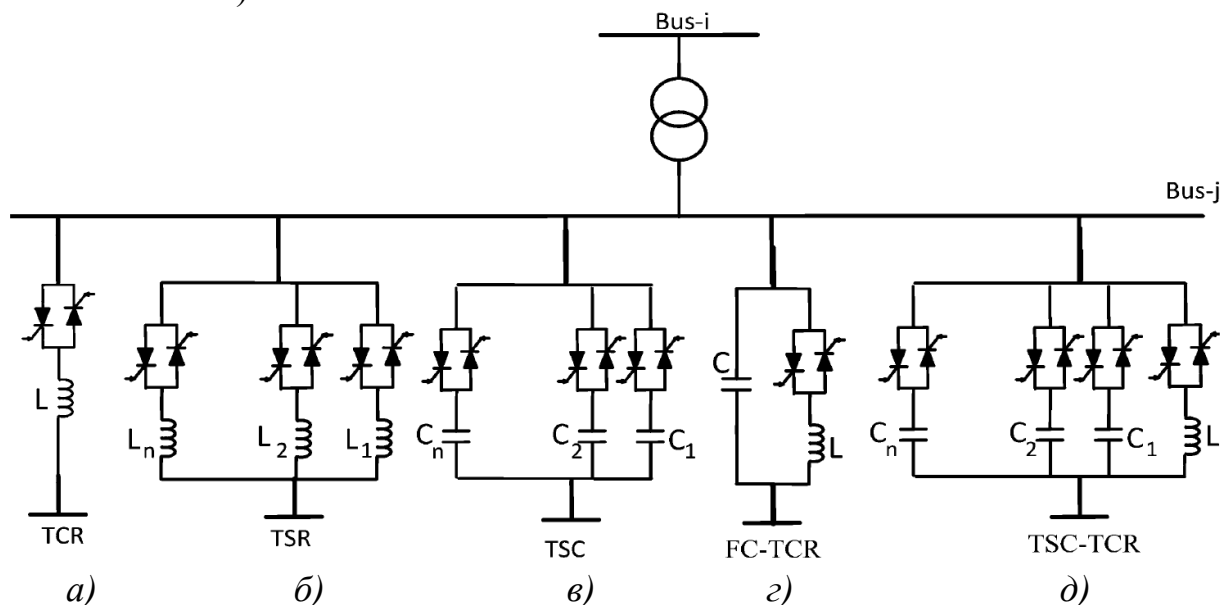
13.2. Паралелно свързани модулни елементи за регулиране на реактивната мощност в СИРМ

На фиг. 13.1 са показани видовете паралелно свързани модулни елементи за регулиране на реактивната мощност, които могат да бъдат използвани в СИРМ [29]:

- Тиристорно управлявани реактори (thyristor-controlled reactor – TCR);
- Тиристорно превключвани реактори (thyristor-switched reactor – TSR);

13. Статични източници на реактивна мощност. Тиристорно управление на КБ

- Тиристорно превключвани кондензатори (thyristor-switched capacitor – TSC);
- Фиксирани кондензатори (Fixed Capacitor – FC) с Тиристорно управлявани реактори (Thyristor-Controlled Reactor – TCR);
- Тиристорно превключвани кондензатори (Thyristor-Switched Capacitor – TSC) с Тиристорно управлявани реактори (Thyristor-Controlled Reactor – TCR).



Фиг. 13.1. Видове паралелно свързани модулни елементи в СИРМ: [129]

- а) Тиристорно управлявани реактори TCR;
- б) Тиристорно превключвани реактори TSR;
- в) Тиристорно превключвани кондензатори TSC;
- г) Фиксирани кондензатори с Тиристорно управлявани реактори FC-TCR;
- д) Тиристорно превключвани кондензатори с Тиристорно управлявани реактори TSC-TCR.

а) Тиристорно-управляем реактор (TCR)

Еднофазен тиристорно-управляем реактор (TCR) е показан на фиг. 13.1а. Устройството се състои от фиксиран реактор с индуктивност L и тиристорен превключвател за променлив ток. Ефективната реактивност на реактора може да се променя плавно и непрекъснато чрез управление на ъгъла на задействане на тиристора.

б) Тиристорно-превключван реактор (TSR)

Тиристорно-превключващият реактор (TSR) се състои от няколко паралелни реактора и тиристорни превключватели, които нямат контрол на ъгъла на комутиране – фиг. 13.1б. Използването на тиристорни превключватели без контрол на ъгъла на комутиране води до по-ниски загуби, но контролът на реактивната мощност не е непрекъснат.

в) *Тиристорно-превключван кондензатор (TSC)*

В тиристорно-превключвания кондензатор (TSC) се използват тиристорни превключватели за променлив ток (без контрол на ъгъла на комутиране) за включване или изключване на паралелните кондензаторни батерии, които осигуряват необходимата реактивна мощност на системата (фиг. 13.1в). За разлика от паралелните реактори, паралелните кондензатори не могат да се превключват въз основа на ъгъла на комутиране, за да контролират реактивната мощност плавно и непрекъснато.

г) *Фиксиран кондензатор с тиристорно управляван реактор (FC-TCR)*

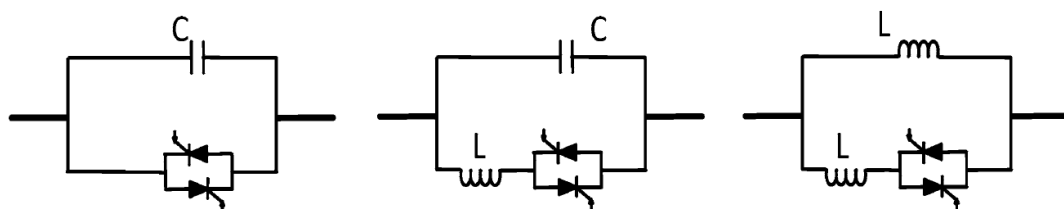
Едно от основните видове устройства на СИПМ за осигуряване на реактивна мощност е използването на фиксиран кондензатор и тиристорно управляван реактор (FC-TCR), както е показано на фиг. 13.1г. Капацитивната фиксирана реактивна мощност заедно с променливата реактивна мощност на TCR генерира изходна реактивна мощност с широк диапазон на плавно регулиране.

д) *Тиристорно-превключваем кондензатор с тиристорно-управляем реактор (TSC-TCR)*

Основната конфигурация на еднофазен тиристорно-превключваем кондензатор с тиристорно-управляем реактор (TSC-TCR) е показана на фиг. 13.1д. За даден диапазон на изходната мощност, устройството се състои от n на брой TSC клона и TCR. Изходната капацитивна реактивна мощност се променя от TSC на стъпки и се използва относително малка изходна индуктивна реактивна мощност, за да се осигури необходимата реактивна мощност.

13.3. Сериен (последователно) свързани модулни елементи за регулиране на реактивната мощност в СИПМ:

- *тиристорно-превключваем сериен кондензатор (Thyristor-Switched Series Capacitor – TSSC);*
- *тиристорно-управляем сериен кондензатор (Thyristor-Controlled Series Capacitor – TCSC);*
- *тиристорно-управляем сериен реактор (Thyristor-Controlled Series Reactor – TCSR).*



Фиг. 13.2. Видове серийни компенсационни модулни елементи в СИПМ: [29]

- а) *тиристорно-превключваем сериен кондензатор (TSSC);*
- б) *тиристорно-управляем сериен кондензатор (TCSC);*
- в) *тиристорно-управляем сериен реактор (TCSR).*

а) Тиристорно-превключваем сериен кондензатор (TSSC)

Основният елемент на тиристорно-превключваемия сериен кондензатор (TSSC) е кондензатор, който е свързан паралелно с тиристорен превключвател за променлив ток, както е показано на фиг. 13.2а. TSSC може да играе само ролята на дискретен кондензатор за компенсация и няма непрекъснато управление над него.

б) Тиристорно-управляем сериен кондензатор (TCSC)

Тиристорно-управляемият сериен кондензатор (TCSC) се състои от кондензаторна банка, свързана паралелно с тиристорно-управляем реактор, за да се осигури плавно променяща се серийна капацитивна реактивност (фиг. 13.2б). Импедансът на реактора е проектиран да бъде много по-малък от импеданса на серийния кондензатор. При ъгъл на отпушване 90° , TCSC помага за ограничаване на тока на късо съединение. TCSC може да се състои от няколко по-малки кондензатора с различни капацитети, за да се постигне по-добра производителност.

в) Тиристорно-управляем сериен реактор (TCSR)

Тиристорно-управляемият сериен реактор (TCSR) е индуктивен реактивен компенсатор, който включва последователен реактор заедно с управляем реактор, както е показано на фиг. 13.2в.

13.4. Тиристорно управление на включването и изключването на кондензаторните батерии.

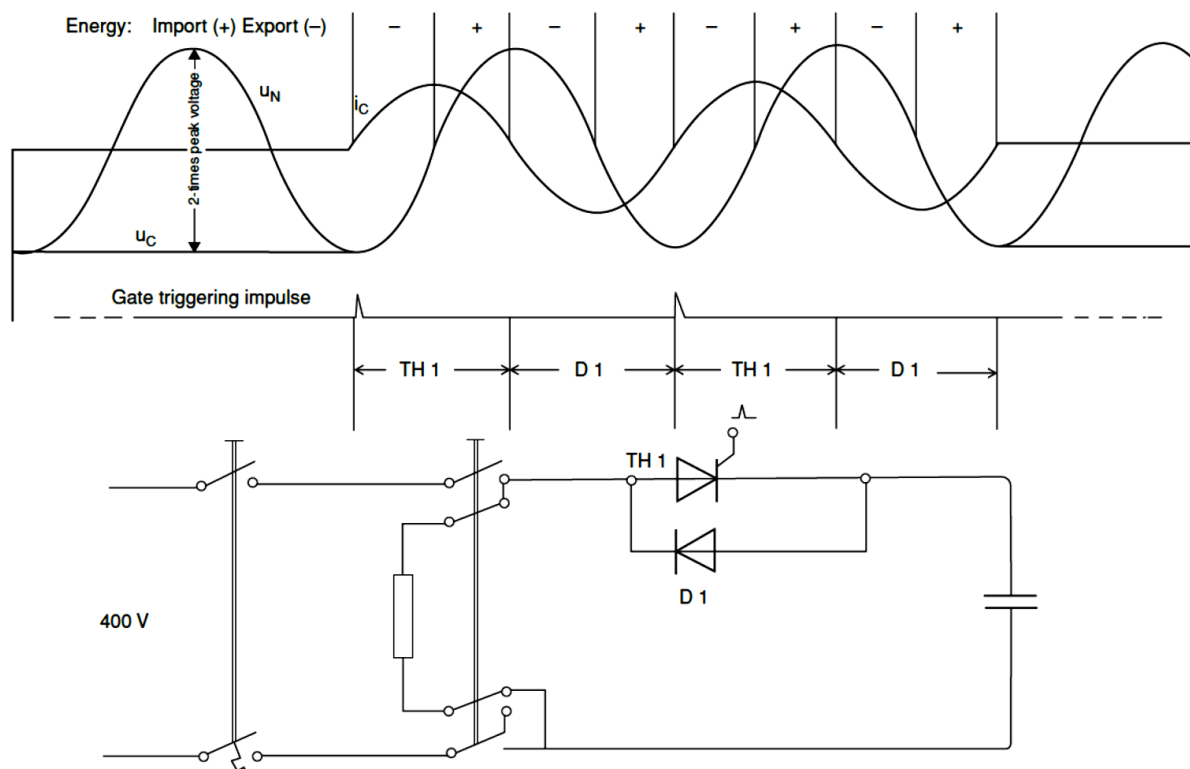
Развитието в областта на електронните компоненти през последните години позволи бързото управление на силовите кондензатори без износване. Има много компенсационни задачи, които продължават само няколко секунди, например в кранове, асансьори и заваръчни машини (с кратки импулси). Класическите кондензаторни батерии с време за превключване от 30 до 40 секунди на стъпка са твърде бавни за тези приложения. Дори и при намаляване на времето за превключване до, например, 10 секунди или по-малко, това би довело до по-голям брой превключвания, последвани от увеличаване на износването и значително съкращаване на експлоатационния живот на кондензаторите и комутационната апаратура.

С помощта на тиристормодули стана възможно да се включват кондензатори точно в момента, когато напрежението на мрежата е идентично с това на кондензатора, а това премахва кратността на пусковия ток (фиг. 13.3). Изключването на кондензатора се извършва при естественото преминаване през нулата на тока на кондензатора, ако импулсите за задействане на тиристора TH1 са спрени. В този момент напрежението на кондензатора е идентично с амплитудното напрежение на мрежата, положително или отрицателно, в зависимост от полярността на монтажа на тиристора. Антипаралелният диод D1 поддържа това напрежение на кондензатора, докато тиристорът не получи нови импулси за задействане. Това

13. Статични източници на реактивна мощност. Тиристорно управление на КБ

осигурява плавно увеличаване на тока на кондензатора, започващо от нулевата точка на синусоидата [22].

Тиристорът и диодът трябва да бъдат оразмерени на 1,5 пъти двойното амплитудно напрежение на мрежата, поне по отношение на диелектричната си якост, както и да се предвидят толерансите на мрежата от 20 до 30%.



Фиг. 13.3. Опростена схема на тиристорно управляем кондензатор, илюстрирана за еднофазна работа, включваща времевите ходове на напрежението и тока при включване и изключване на силов кондензатор [22].

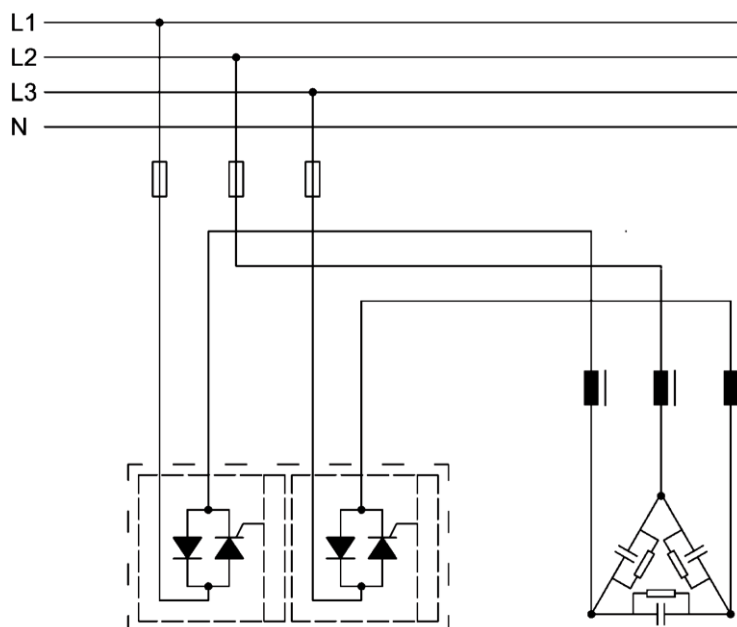
Тази технология е подходяща за различни приложения, тъй като прави бързи компенсации на реактивната мощност или поддръжка на напрежението при процедурите за включване на тежки машини, ако напрежението в мрежата намалее. Друго приложение на схемата е за избягване на фликера на напрежението в мрежата.

13.5. Статични контактори за превключване на кондензатори за напрежение до 415 V

При използването на статични контактори за превключване на трифазни силови кондензатори, тиристорните модули съдържат един тиристор, комбиниран с антипаралелен диод за всяка фаза – фиг. 13.4. Аналогично на еднофазната схема от фиг. 13.3, на трифазната схема на фиг. 13.4, трите елемента на трифазния кондензатор се зареждат до амплитудното

13. Статични източници на реактивна мощност. Тиристорно управление на КБ

напрежение на мрежата, в случай че импулсите на задействане са спрени и кондензаторът не функционира. По този начин възниква необходимост от допълнително последователно свързано механично превключващо устройство, например прекъсвач на натоварването, включващ предпазители, за да се прекъсне напрежението на устройството в случай на поддръжка, например.



Фиг. 13.4. Електрическа схема с два тиристорни модула, управляващи трифазния кондензатор [22].

По икономически причини повечето известни производители произвеждат тиристорни модули за превключване на трифазни кондензатори (свързани в триъгълник) като използват само два тиристора с два диода, свързани антипаралелно (фиг. 13.4). Едната фаза е свързана директно към кондензатора. За да се прекъсне напрежението на устройството с цел поддръжка, е необходим и допълнителен механичен прекъсвач.

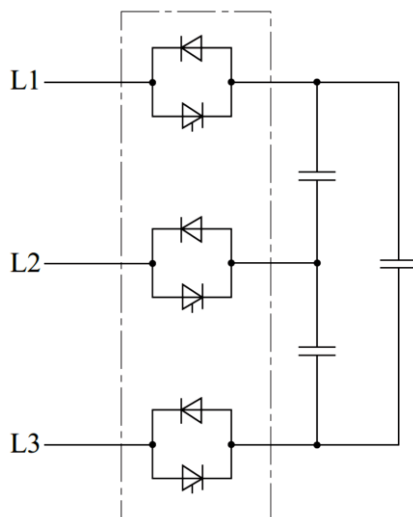
Процедурата за изключване с тиристори се извършва чрез естественото преминаване на тока през нулата. Поради фазовото изместване между двата тиристорни модула, това води до промяна на напрежението в кондензаторните елементи, които трябва да бъдат свързани в триъгълна конфигурация. Това причина за остатъчни напрежения в елементите, които са с 30 до 45% по-високи от амплитудното напрежение. Този факт трябва да бъде предвиден от производителя при оразмеряването на електронните компоненти.

При по-високото остатъчно напрежение над амплитудното на мрежата, в диапазона от 30 до 45%, презареждането на кондензатора е възможно само с времезакъснение. Натрупаното напрежение в кондензатора

13. Статични източници на реактивна мощност. Тиристорно управление на КБ

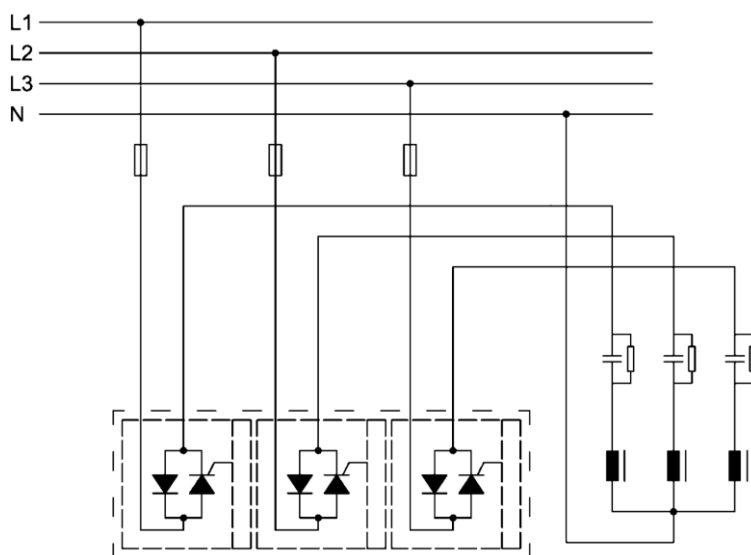
трябва да бъде намалено до нивото на амплитудното напрежение на мрежата чрез разрядни съпротивления.

Това е малък недостатък, ако е необходимо много бързо управление в рамките на определени периоди. За тази цел се препоръчва да се инсталират модули, състоящи се от три тиристора, както е показано на фиг. 13.5. Напрежението в режим „готовност“ при нея се ограничава до амплитудното напрежение на мрежата.



Фиг. 13.5. Електрическа схема на статичен контактор, снабден с три тиристорни модула, управляващи трифазен кондензатор [22].

13.6. Статични контактори за превключване на кондензатори с номинално напрежение по-високо от 500 V



Фиг. 13.6. Електрическа схема с три тиристорни модула на фаза за управление на свързани в звезда силови кондензатори за мрежи 660 V [22].

Кондензаторите за приложения в мрежи с номинално напрежение по-високо от 500 V, например 660 V, са свързани в звезда, обикновено по-

ради по-ниското напрежение на всеки елемент. Поради причини, свързани с безопасността и ограничаването на остатъчното напрежение до амплитудното напрежение на мрежата, има статични контактори, съдържащи един тиристор, комбиниран с антипаралелен диод за всяка фаза в употреба – фиг. 13.6. Тази технология понякога се използва и в кондензатори за СН, ако е необходимо бързо управление. Осигуряват се плавни превключвания без преходни тежки процеси, както е показано на фиг. 13.3.

13.7. Автоматични регулатори на фактора на мощността за комутация на кондензаторните батерии със статични контактори

Обикновено всички производители на статични контактори включват в своите устройства електронни компоненти, които генерират импулсите за задействане на тиристорите. Необходим е входен сигнал в диапазона от 10 до 30 V DC към терминала, който трябва да бъде осигурен. Много производители произвеждат автоматични регулатори на фактора на мощността, оборудвани с DC изходи за управление на статични контактори.

Тези регулатори на фактора на мощността вече се инсталират в устройствата за „динамично управление на реактивната мощност“ като СИРМ, които са в състояние да контролират реактивната мощност за по-малко от 100 ms. Те са предназначени за динамично компенсиране на реактивната мощност за различни приложения, при които се изисква бързо управление, например за заваръчни инсталации с първични импулсни трансформатори. Включването на кондензатор се извършва автоматично, ако моментното напрежение на мрежата е идентично с напрежението на кондензатора. Изключването на кондензатора се извършва, ако тиристорът не получава повече импулси за задействане на гейта и моментният ток спадне до нула. В този момент кондензаторът е зареден с амплитудното напрежение на мрежата, например $\sqrt{2} \cdot 415 \text{ V} = 583 \text{ V}$. По-нататъшните процедури по включване ще се осигуряват при това ниво на напрежение – фиг. 13.3 [22].

13.8. Предимства и недостатъци на СИРМ спрямо конвенционалните технологии за компенсиране на реактивните товари

Освен доказаните класически въздушни контактори за комутация на кондензаторните батерии, с продължаващото развитие на електронните компоненти, в практиката навлизат нови компенсиращи устройства, управлявани от тиристори, които осигуряват по-бърза и надеждна работа при силно намалено амортизиране. Основният дял в практическото приложение в компенсиращите устройства засега остава за класическите схеми, управлявани от въздушни контактори, тъй като в повечето случаи те са напълно достатъчни за получаване на желания фактор на мощността, средно

13. Статични източници на реактивна мощност. Тиристорно управление на КБ

за всеки отчетен период. Необходимостта от преминаване към тиристорно управление трябва да бъде оценена технико-икономически от индустриалния електропотребител, или от специалисти, запознати с технологията, тъй като инвестиционните разходи за динамични компенсиращи устройства са по-високи в сравнение с тези за класическите контакторни схеми.

При сравнение с класическите варианти на компенсиране на реактивните товари с кондензаторни батерии и синхронни компенсатори, СИРМ предлагат следните предимства:

- по-бърза реакция (в рамките на милисекунди);
- възможност за динамично регулиране на реактивната мощност;
- по-добро поведение при променливи товари.

Недостатъци на СИРМ спрямо класическите схеми с кондензаторни батерии са по-високата цена и по-сложната поддръжка.

Сравнение със синхронните компенсатори показва, че СИРМ са по-компактни и с по-ниски експлоатационни разходи, но синхронните компенсатори могат да осигурят по-добра инерционна стабилност.

14. ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ НА СИГУРНОСТТА НА ЕЛЕКТРОСНАБДИТЕЛНАТА СИСТЕМА

14.1. Основни положения

Сигурността е едно от свойствата на електроснабдителната система да изпълнява зададени функции, като запазва във времето стойностите на определени показатели, съответстващи на зададени режими и условие на използване, обслужване, ремонт и др. Количествено сигурността се изразява чрез вероятността за безотказна работа на елементите на електроснабдителната система – трансформатори, електрически линии, прекъсвачи и предпазители, разединители, релейна защита и противоаварийна автоматика, захранващи системи и др. В БДС 27.002:1986 се разглеждат основните термини и определения в областта на надеждността в техниката [2].

Отказ (повреда) се нарича събитието, след появата на което началните характеристики на елементите в електроснабдителната система се променят извън допустимите граници.

Основните практически задачи на сигурността на електроснабдяването могат да се формулират по следния начин [6,11,16]:

- статистическа оценка и анализ на сигурността на действащите електрически уредби и системи;
- нормиране и задаване на степен на сигурност за конкретна електрическа уредба и система;
- прогнозиране на сигурността при проектиране на електрообзавеждането;
- изчисляване на сигурността на уредбите и системите;
- обезпечаване на сигурността на конкретната уредба и система;
- количествена оценка на загубите на потребителите в резултат на прекъсване на тяхното електрозахранване при авария в електроснабдителната система;
- оптимизация на техническите решения при проектиране и експлоатация на уредби и системи с отчитане на тяхната сигурност;
- определяне на необходимия складов резерв.

При решаването на гореописаните задачи е важно да бъдат отчетени следните особености [16]:

- не е възможно да се изследва сигурността на комплексни електрически уредби и системи в реални условия по техника-икономически причини, както и не се правят фабрично-заводски изпитвания за сигурност на всички елементи по същите причини;
- различие между показателите на сигурност на новите елементи в електрическите уредби и системи и различие в съществуващата статистика за показателите на експлоатационното обзавеждане от по-стар вид;

14. Показатели и характеристики на сигурността на електроснабдителната система

- зависимост на сигурността от много и разнообразни фактори, като качество и контрол на заводските изделия, степен на механизация, квалификация на обслужващия персонал, честота на профилактика, качество на ремонтите, противоаварийни мероприятия и пр.

Въпреки сложността на гореизброените задачи на сигурността на електроснабдяването, чрез методи за изследване и количествена оценка на сигурността може да се даде решение, което да удовлетворява практическите изисквания.

14.2. Основни показатели и характеристики на сигурността

Електроснабдителната система на потребителите представлява съвкупност от различни елементи с еднократно (невъзстановяемо) и многократно (възстановяемо) използване. За количествена оценка на сигурността на една електроснабдителна система се използват следните показатели: *честота на отказите ω и интензитет на отказите λ* [10,16].

а) Честота на отказите

Честота на отказите ω се нарича отношението на броя на отказалите образци от елемента (изделието) за единица време към броя на първоначално включените за изпитване елементи, при условие, че отказалите елементи не се възстановяват и не се заменят с нови изправни. Честотата на отказите се определя по формулата:

$$\omega(t) = \frac{1}{N_o} \frac{dN_{отк}}{dt}, \quad (14.1)$$

където: N_o – първоначален брой на изследваните елементи; $dN_{отк}$ – брой на отказалите елементи за време dt .

Първоначалният брой елементи представлява сумата от броя на изправните N_u и броя на отказалите $N_{отк}$ елементи, т.е.

$$N_o = N_u + N_{отк}. \quad (14.2)$$

Типичната крива на изменение на честотата на отказите ω на даден вид елемент от електроснабдителната система във времето t е показана на фиг. 14.1. Работата на елементите на електроснабдяването се характеризира в три периода [6,10,16].

В периода от 0 до t_I честотата на отказите рязко намалява. Високите стойности на честотата на отказите се дължи на наличието на елементи (образци) с фабрично-заводски дефекти, неправилен монтаж, липса на дос-

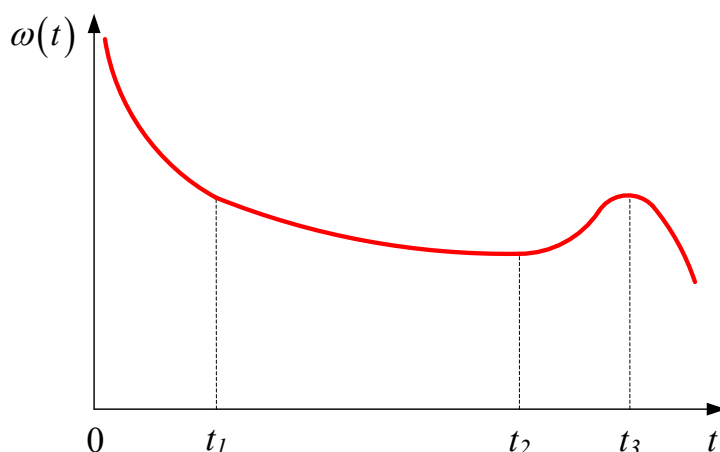
14. Показатели и характеристики на сигурността на електроснабдителната система

татъчна квалификация на обслужващия персонал и др. Най-често този период се нарича период на разработване или пусков период.

В интервала от t_1 до t_2 на фиг. 14.1 честотата на отказите е значително по-малка и намалява по експоненциален закон. Този период съответства на нормална работа на елемента и е със значително по-голяма продължителност от останалите два периода. Непрекъснатото намаляване на общия брой на изпитваните образци N_o е причина за непрекъснатото намаляване на броя на отказалите елементи $dN_{отк}$ за интервал от време dt . Сигурността на елементите с течение на времето в този период също намалява.

Третият участък – от t_2 до t_3 (фиг. 14.1) – се характеризира с рязко увеличаване на честотата на отказите, в резултат на амортизиране на елементите на електроснабдителната система.

След време t_3 честотата на отказите намалява, но сигурността не се повишава. Намаляването на ω се дължи на малкия брой на изправните елементи N_u , в резултат на което броят на повредените елементи $dN_{отк}$ за интервал от време dt е малък.



Фиг. 14.1. Зависимост на честотата на отказите от времето

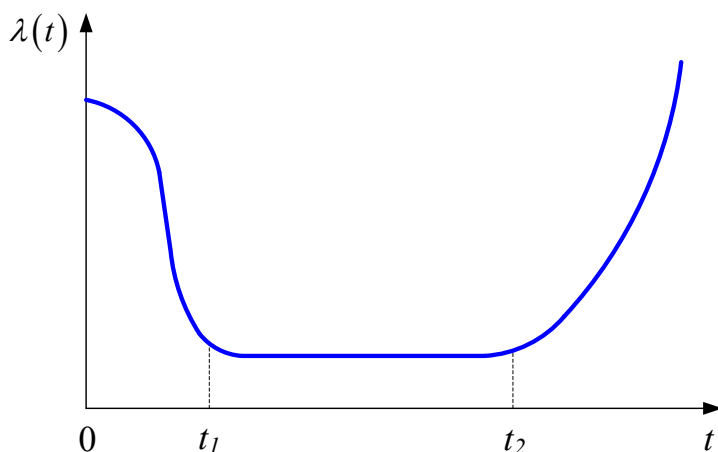
Елементите на електроснабдителната система най-често се използват до тяхното амортизиране, след което се ремонтират или се заменят с нови и честотата на отказите отново може да се представи графично с кривата в участъка от t_1 до t_2 на фиг. 14.1.

б) Интензитет на отказите

Интензитет на отказите λ се нарича отношението на броя на отказалите образци от изследвания елемент за единица време $dN_{отк}$ към броя на изправно работещите N_u в разглеждания период от време, при условие, че неизправните не се ремонтират или заменят с нови. Интензитетът на отказите се определя по формулата:

$$\lambda(t) = \frac{1}{N_u} \frac{dN_{омк}}{dt}. \quad (14.3)$$

Примерно изменение на интензитета на отказите, характерно за мигновени откази, е показано на фиг. 14.2. Трите интервала са: от 0 до t_1 – пусков период; от t_1 до t_2 – период на нормална работа (експлоатация); след време t_2 – период на амортизиране (износване).



Фиг. 14.2. Зависимост на интензитета на отказите от времето

Повечето елементи на електроснабдителната система в интервала на нормалната работа (t_1 до t_2) се характеризират с постоянен интензитет на отказите – $\lambda = \text{const}$.

Сигурността $R(t)$ на даден елемент се определя с израза:

$$R(t) = \frac{N_u}{N_o} = \frac{N_o - N_{омк}}{N_o}, \quad (14.4)$$

където: N_o – първоначален (общ) брой на изследваните елементи; N_u – брой на изправните елементи; $N_{омк}$ – брой на отказалите елементи в момента t .

Когато интензитетът на отказите е постоянен ($\lambda = \text{const}$), за сигурността може да се запише следния израз:

$$R(t) = e^{-\lambda t}. \quad (14.5)$$

Вероятността, че елементът ще откаже след време t е:

$$F_{омк}(t) = 1 - R(t) = 1 - e^{-\lambda t}. \quad (14.6)$$

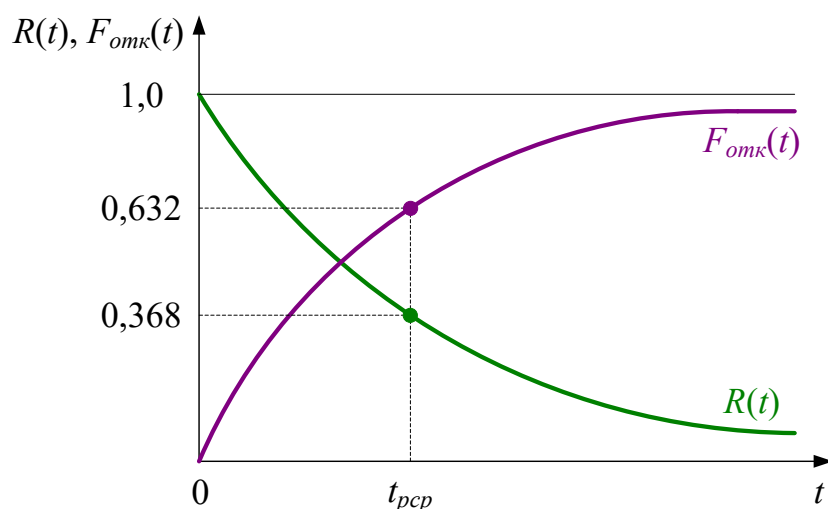
14. Показатели и характеристики на сигурността на електроснабдителната система

Ако експоненциалните изрази във формули (14.5) и (14.6) се представят чрез ред и се вземат само първите два члена, за пресмятане на R и $F_{отк}$ се използват следните приблизителни изрази:

$$R(t) \approx 1 - \lambda t, \quad (14.7)$$

$$F_{отк}(t) \approx \lambda t. \quad (14.8)$$

На фиг. 14.3 са показани криви на вероятността за безотказна работа $R(t)$ и вероятност за отказ $F_{отк}(t)$ на елемент от електроснабдителната система [4,16].



Фиг. 14.3. Криви на вероятността за безотказна работа $R(t)$ и вероятност за отказ $F_{отк}(t)$

Средното време за безотказна работа t_{pcp} на даден елемент е обратнопропорционално на интензитета на отказите, т.е.

$$t_{pcp} = \frac{1}{\lambda}. \quad (14.9)$$

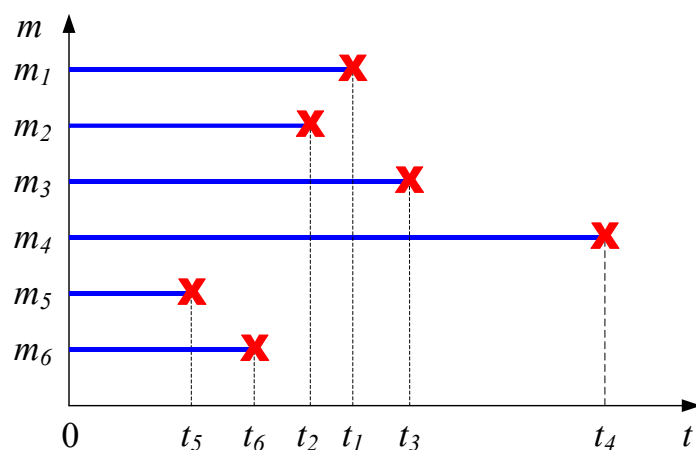
Както се вижда от горните изрази и от графичните зависимости на фиг. 14.3, с увеличаване на продължителността на работа (експлоатация) на даден елемент вероятността за безотказна работа намалява, а вероятността за повреда се увеличава.

15. ПОТОК НА ОТКАЗИТЕ. ДОПЪЛНИТЕЛНИ ПОКАЗАТЕЛИ НА СИГУРНОСТТА

15.1. Основни положения

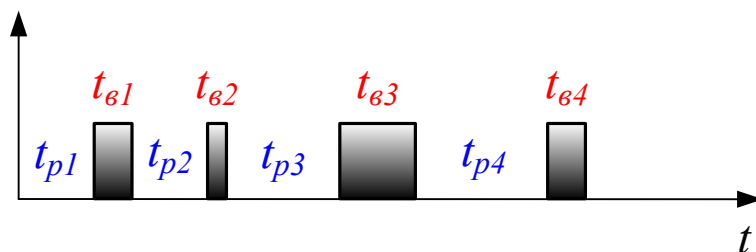
Отказите (повредите) по време на експлоатация на елементите от електроснабдителната система възникват в случайни моменти и затова в сравнително голям период от време те могат да се разглеждат като поток от случайни събития, които се появяват в различни моменти.

Диаграмата на потока на отказите на m еднакви елемента на електроснабдяването ($m = 6$), които имат еднократно използване и работят в практически еднакви условия, е показана на фиг. 15.1. Всеки елемент работи изправно до някакво време t , след което отказва.



Фиг. 15.1. Поток на отказите на елементи с еднократно използване

Потокият на отказите на елемент с възстановяване е показан в графичен вид на фиг. 15.2. Продължителността на работа на елемента t_p и времето за неговото възстановяване (ремонтиране) t_e имат различни стойности.



Фиг. 15.2. Поток на отказите на елементи с възстановяване

Всички елементи на електроснабдителната система могат да се приемат условно като изделия с многократно използване, тъй като замаяната на изделие с еднократно използване може да се разглежда като възстановяване.

не на повредения елемент. При анализ на надеждността на електроснабдяването се приема, че потокът на отказите е еднороден, като събитията се различават единствено по момента на тяхното възникване [4].

Честотата на отказите ω и интензитетът на отказите λ , дефинирани с уравнения (14.1) и (14.2), са основни характеристики на потока на отказите.

15.2. Класификация на потока на отказите

Когато не е възможно случването на два отказа (събития), потокът на отказите се нарича *ординарен*. Ординарният поток на отказите се отнася за единичен елемент, докато за група от елементи потокът на отказите не може да бъде ординарен [4].

Потокът на отказите се нарича *стационарен*, когато вероятността за отказ не зависи от продължителността на работа на елемента. В този случай честотата на отказите ω и интензитетът на отказите λ не зависят от времето:

$$\lambda(t) = \lambda = \text{const} \quad \text{и} \quad \omega(t) = \omega = \text{const}.$$

Ако потокът на отказите е едновременно ординарен и стационарен, то:

$$\lambda = \omega = \text{const}.$$

Потокът на отказите се нарича „*без последствие*“, когато броят на отказите (повредите) в произволен интервал от време не зависи от броя на повредите в друг интервал от време.

Потокът на отказите има *Поасоново разпределение* (Поасонов поток), ако той е едновременно ординарен и без последствие. В този случай вероятността $F_{отк}$, че няма да се случат повече от n повреди в течение на времето t се определя със следния израз:

$$F_{отк}(n, A) = \sum_0^n \frac{A^n}{n!} e^{-A}, \quad (15.1)$$

където: $A = \lambda t$.

Вероятността $F_{отк}$, че в течение на времето t ще откажат n елемента се определя с израз:

$$F_{отк}(n, A) = \frac{A^n}{n!} e^{-A}. \quad (15.2)$$

Вероятността R да не се повреди елементът с течение на времето t се определя с уравнението:

$$R(n=0, A) = e^{-A} = e^{-\lambda t}, \quad (15.3)$$

което е еквивалентно с уравнение (14.5).

Очакваният брой повреди в схема с няколко елемента е равен на сумата от очакваните повреди на отделните елементи.

15.3. Допълнителни показатели на сигурността

Допълнителните показатели на сигурността на една електроснабдителна система са:

1) *Средно време за безотказна работа* или *средна продължителност на работа на елементите между отказите* t_{pcp} . То се определя от сигурността и интензитета на отказите:

$$t_{pcp} = \int_0^{\infty} R(t) dt = \frac{8760}{\lambda}. \quad (15.4)$$

Когато се използват статистически данни за определяне на средна продължителност на работа на елементите между отказите, то:

$$t_{pcp} = \frac{\sum_{i=1}^{N_o} t_{pi}}{N_o}, \quad (15.4a)$$

където: t_{pi} – време за безотказна работа на i -тия елемент; N_o – общ брой на изпитваните елементи.

2) *Средно време за възстановяване* или *средна продължителност на аварийния престой* $t_{всп}$:

$$t_{всп} = \int_0^{\infty} t dv(t), \quad (15.5)$$

където: v – вероятност за възстановяване на елемента за време t .

3) *Коефициент на готовност* k_z – определя се с отношението на средното време за безотказна работа към сумата от средното време за бе-

15. Поток на отказите. Допълнителни показатели на сигурността

зотказна работа и средното време за възстановяване на елемента за един и същ календарен срок:

$$k_z = \frac{t_{pcp}}{t_{pcp} + t_{всп}}. \quad (15.6)$$

Коефициентът на готовност зависи от продължителността на експлоатация на елемента.

4) *Коефициент на принудителен престой* k_n – определя се с отношението на средното време на възстановяване към сумата от средното време за безотказна работа и средното време за възстановяване на елемента за един и същ календарен срок:

$$k_n = \frac{t_{всп}}{t_{pcp} + t_{всп}}. \quad (15.7)$$

5) *Ресурс* – средно време на работа на елемента до неговото пределно състояние, посочено в техническата документация. Например, ресурсът на мощностен прекъсвач е равен на допустимия брой изключвания на къси съединения до появата на извънпланов ремонт.

6) *Коефициент на техническо използване* k_{mu} – определя се с изрази:

$$k_{mu} = \frac{t_{pcp} + t_{рез}}{t_{pcp} + t_{рез} + t_{всп} + t_n}, \quad (15.8)$$

където: $t_{рез}$ – средна продължителност на престоя на елемента в резерв; t_n – продължителност на плановия ремонт или продължителност на профилактичния преглед.

Различават се три състояния на елементите на електроснабдителната система – работа, авария (възстановяване) и профилактичен преглед или планов ремонт. Съотношението между продължителността на трите състояния в течение на една година се определя с уравнението:

$$\sum_{i=1}^{n_p} t_{pi} + \sum_{i=1}^{n_n} t_{ni} + \sum_{i=1}^{n_e} t_{ei} = 8760 \text{ часа}. \quad (15.9)$$

Сумата от коефициента на готовност и коефициента на принудителен престой на елемента е равен на единица, т.е. $k_z + k_n = 1$.

16. ПРОДЪЛЖИТЕЛНОСТ НА ПРЕКЪСВАНЕ НА ЕЛЕКТРОСНАБДЯВАНЕТО

16.1. Основни положения

Продължителността на прекъсването (времетраене на повредите) има случаен характер и зависи от различни фактори – конфигурация на електроснабдителната система, вид на повредения елемент (силов трансформатор, разединител, прекъсвач, кабел и пр.), квалификация на персонала, организация на експлоатацията и др.

Продължителността на прекъсването на електроснабдяването (време за възстановяване) $t_{\text{в}}$ представлява сума от две компоненти:

$$t_{\text{в}} = t_{\text{вo}} + t_{\text{вp}}, \quad (16.1)$$

където: $t_{\text{вo}}$ – време за откриване на мястото на повредата или неизправността; $t_{\text{вp}}$ – време за отстраняване на повредата (неизправността), замяна или ремонт на повредения елемент.

16.2. Закони на изменение на случайната величина „време за възстановяване“

Законите на изменение на случайната величина *време за възстановяване* $t_{\text{в}}$ зависят от вида на електрообзавеждането и системата, в която то работи, и може да се опише с [4,16]:

- експоненциална функция;
- гама-функция;
- разпределителна функция на Вейбул;
- функция на Ерланг.

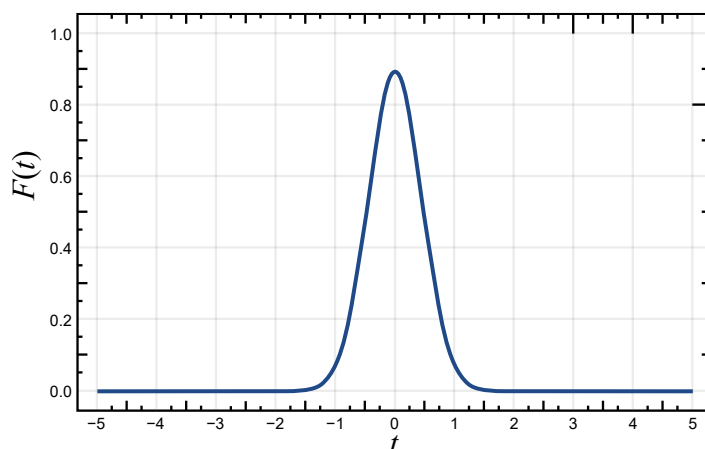
Разпределението на времето за възстановяване следва експоненциален закон, когато:

- възстановяването е свързано с редица опити, всеки от които се свързва с определена вероятност за отстраняване на повредата;
- плътността на разпределението намалява с увеличаване на времето.

Двете изисквания обикновено са спазени при възстановяване на отказалите елементи на електроснабдяването. Повредите в електроенергийната система и в частност в електроснабдителната система се откриват чрез множество от последователни проверки. По-голямата част от повредените елементи се отстраняват за сравнително кратко време. Рядко се налагат продължителни ремонти за възстановяване на повредените елементи – само при тежки аварии.

16. Продължителност на прекъсване на електроснабдяването

На фиг. 16.1 е показана примерна функция на плътността на вероятността за нормалното разпределение на случайната величина *време за възстановяване*.



Фиг. 16.1. Функция на плътността на вероятността за нормалното разпределение на времето на възстановяване

От гореизложеното следва, че за преобладаващата част от случаите може да се приеме експоненциално разпределение на времето за възстановяване. Вероятността $F(x)$, че продължителността за отстраняване на повредата няма да е по-голяма от t , се определя с формулата:

$$F(x) = 1 - e^{-t/t_{\text{ср}}} = 1 - e^{-\beta t}, \quad (16.2)$$

където: $t_{\text{ср}}$ – средно време за възстановяване на елемента;

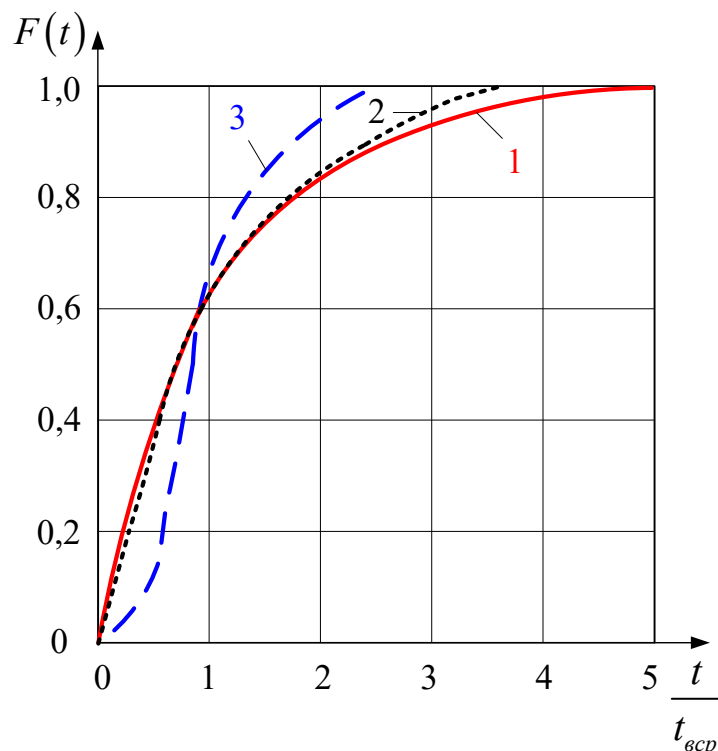
$$\beta = \frac{1}{t_{\text{ср}}}, [\text{h}^{-1}]. \quad (16.3)$$

Кривата на плътността на вероятността се определя с уравнението:

$$\varphi(t) = F'(t) = \beta e^{-\beta t}. \quad (16.4)$$

Формула (16.2) може да се представи графично с крива 1 – показано на фиг. 16.2. Както се вижда от графичното представяне, за $t < t_{\text{ср}}$ се отстраняват 63 % от всички повреди, а за $t < 3,2t_{\text{ср}}$ – 95 % от повредите [4].

На фиг. 16.2 с крива 2 е показано емпирично установеното разпределение на времето за възстановяване на електрозахранването при ръчно включване на резервния захранващ източник, а с крива 3 е показана продължителността на отстраняване на неизправности в кабели за средно напрежение (10 и 20) kV.



Фиг. 16.2. Криви на разпределение на вероятността на времето за възстановяване на електроснабдяването

Подходящо е изменението на случайната величина *време за възстановяване* t_e да се представя с разпределение на Ерланг, когато ремонтите са с голяма продължителност (например при внезапни тежки аварии).

Когато е известен законът за разпределение, средното време за възстановяване $t_{ср}$ може да се определи с формула (15.5).

При експоненциално разпределение $t_{ср}$ се определя с формулата:

$$t_{ср} = \int_0^{\infty} t \beta e^{-\beta t} dt = \frac{1}{\beta}, \quad (16.5)$$

Средното време за възстановяване може да се определи и на база на статистически данни със следната формула:

$$t_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^{N_o} t_{ei}}{N_o}, \quad (16.6)$$

където: N_o – общ брой на изпитваните елементи.

В техническата литература таблично се дават стойности за средното време за възстановяване $t_{ср}$ за конкретни съоръжения и апаратура на електроснабдителната система [4,16].

17. КОЛИЧЕСТВЕНА ОЦЕНКА НА СИГУРНОСТТА НА ЕЛЕКТРОСНАБДИТЕЛНАТА СИСТЕМА

17.1. Основни положения

Към електроенергийната система и в частност към електроснабдителната система се предявяват едни от най-високите изисквания за сигурност. Оценката на сигурността може да се раздели на три основни нива, съответстващи на структурата на електроенергийната система:

- сигурност на производството на електрическа енергия;
- сигурност на електропреносната мрежа;
- сигурност на електроснабдителната система.

Обект на анализ е сигурността на електроснабдителната система.

Количествената оценка на сигурността представлява използването на математически методи, статистически модели и числови показатели за измерване на вероятността за безотказна работа на системата, с което се постига непрекъснатост в електроснабдяването и се осигурява необходимото качество на електрическата енергия. Количествената оценка е от съществено значение за планирането, проектирането и експлоатацията на елементите в електроснабдяването, тъй като позволява да се вземат правилни решения за инвестиции и подобрения.

За количествената оценка на сигурността се използват следните основни групи методи [19]:

- *аналитични методи* – използват математически формули и вероятностни разпределения, за да изчислят показателите за сигурност (моделиране на състоянията на даден елемент, напр. в работно състояние, в авария или в ремонт);

- *симулационни методи* – при тези методи се генерират голям брой случайни събития (откази, аварии) и се симулира работата на системата, за да се оценят резултатите; тези методи (например симулационния метод Монте Карло) са подходящи за сложни електрически системи, където аналитичните методи са трудни за прилагане.

17.2. Определяне на сигурността в зависимост от свързването на елементите на електроснабдителната система

Електроснабдителната система е съвкупност от различни елементи (съоръжения, машини, апарати), които могат да се свързват *последователно, паралелно и смесено*.

а) Последователно свързване на елементите

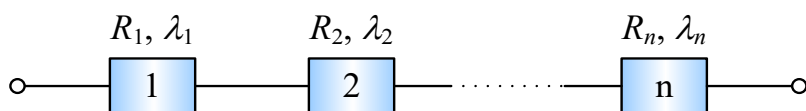
На фиг. 17.1 е показано последователно свързване на елементи на една електроснабдителна система. Когато елементите са свързани после-

17. Количествена оценка на сигурността на електроснабдителната система

дователно, отказът на един елемент предизвиква отказ на цялата система [4]. Трябва всички елементи да са изправни. Вероятността за сигурна (безотказна) работа на последователно свързани елементи се определя с израза:

$$R(t) = R_1(t) R_2(t) \dots R_n(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t), \quad (17.1)$$

където: $R_i(t)$ – вероятност на сигурна работа на i -тия елемент от системата за времето t ; n – брой на последователно свързаните елементи от системата.



Фиг. 17.1. Последователно свързване на елементи

От формули (17.1) и (14.4) следва, че интензитетите на отказите $\lambda(t)$ при последователно свързани елементи се сумират:

$$\lambda(t) = \lambda_1(t) + \lambda_2(t) + \dots + \lambda_n(t) = \sum_{i=1}^n \lambda_i(t). \quad (17.2)$$

където: $\lambda_i(t)$ – интензитет на отказите на i -тия елемент от системата.

При постоянен във времето интензитет на отказите ($\lambda = \text{const}$):

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i, \quad (17.3)$$

$$R(t) = e^{-\sum_{i=1}^n \lambda_i t}. \quad (17.4)$$

Коефициентът на готовност k_z се определя с уравнението:

$$k_z = \prod_{i=1}^n k_{zi}. \quad (17.5)$$

Вероятността за отказ при последователно свързване на елементите се определя с израза:

$$F_{отк}(t) = 1 - R(t) = 1 - \prod_{i=1}^n [1 - F_{отки}(t)], \quad (17.6)$$

където: $F_{отки}$ – вероятност за отказ на i -тия елемент от системата.

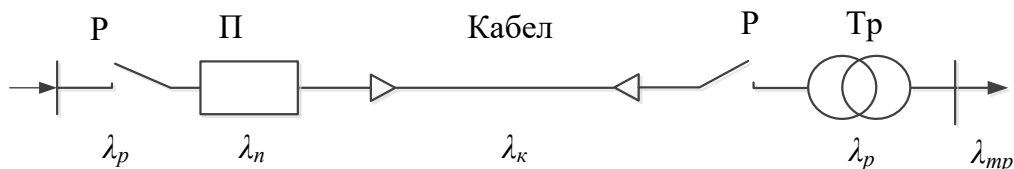
Вероятността за отказ може да се определи приблизително и от коефициента на принудителен престой k_n за планов и продължителен ремонт на последователно свързаните елементи:

$$F_{отк}(t) \approx k_{n1} + k_{n2} + \dots + k_{nn}. \quad (17.7)$$

Средното време за възстановяване при последователно свързване на елементите се определя с израза:

$$t_{вср} = \frac{\lambda_1 t_{вср1} + \lambda_2 t_{вср2} + \dots + \lambda_n t_{всрn}}{\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n}. \quad (17.8)$$

На фиг. 17.2 е показана примерна схема на последователно свързани елементи. Схемата представлява нерезервирано едностранно захранване и се състои от кабелна линия (К), разединители (Р), прекъсвач (П) и трансформатор (Тр).



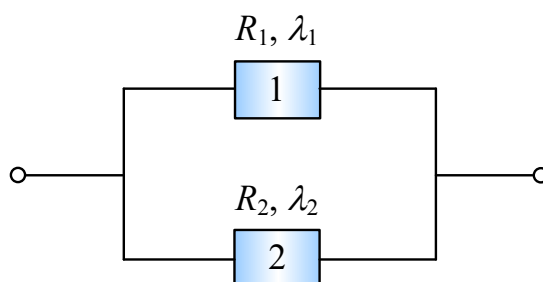
Фиг. 17.2. Схема на едностранно захранване без резервиране

Показателите на сигурност на отделните последователно свързани елементи от фиг. 17.2 могат да се определят съгласно гореописаните формули, ако са известни интензитетите на отказите λ и времето за възстановяване на отделните елементи.

б) Паралелно свързване на елементите

Паралелното съединение на елементи се използва за постигане на по-голяма сигурност и подобряване на качеството на електрическата енергия в електроснабдителната система.

Паралелно свързване на два взаимно резервирани елемента (1 и 2) е показано на фиг. 17.3. При нормален режим на работа и двата елемента от фиг. 17.3 са натоварени пропорционално на пропускателната им възможност. Приема се, че двата елемента в системата могат взаимно да се резервират на 100 %. Обикновено са известни интензитетите на отказите λ_1 и λ_2 . Системата отказва, ако едновременно се повредят и двата елемента [4].



Фиг. 17.3. Паралелно свързване на елементи

Вероятността за отказ на двата паралелно свързани елемента се определя с формулата:

$$F_{\text{отк}}(t) = F_{\text{отк}1}(t)F_{\text{отк}2}(t) = (1 - e^{-\lambda_1 t})(1 - e^{-\lambda_2 t}). \quad (17.9)$$

Вероятността за отказ може да се определи приблизително и от коефициента на принудителен престой за планов и продължителен ремонт на двата елемента, съответно k_{n1} и k_{n2} :

$$F_{\text{отк}}(t) \approx k_{n1}k_{n2}. \quad (17.10)$$

Вероятността за сигурна работа на паралелно свързаните елементи се определя с изрази:

$$R(t) = 1 - F_{\text{отк}}(t) = 1 - (1 - e^{-\lambda_1 t})(1 - e^{-\lambda_2 t}). \quad (17.11)$$

Коефициентът на готовност k_z на паралелно свързаните елементи се определя с уравнението:

$$k_z = k_{z1} + k_{z2} - k_{z1}k_{z2}. \quad (17.12)$$

Средното време за безотказна работа при паралелно свързване на двата елемента се определя с изрази:

$$t_{\text{pcp}} = \int_0^{\infty} R(t) dt = \frac{1}{\lambda_1} + \frac{1}{\lambda_2} - \frac{1}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (17.13)$$

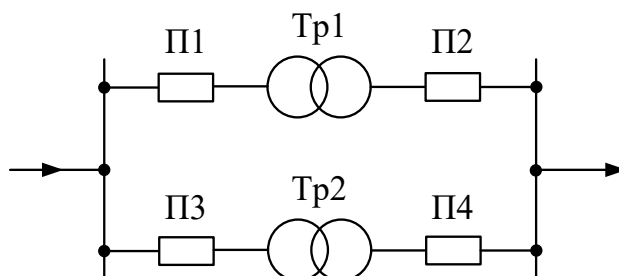
Средното време за възстановяване при паралелно свързване на двата елемента се определя с изрази:

$$t_{вср} = \frac{t_{вср1} t_{вср2}}{t_{вср1} + t_{вср2}}, \quad (17.14)$$

при система с n на брой паралелни елемента:

$$t_{вср} = \frac{1}{\frac{1}{t_{вср1}} + \frac{1}{t_{вср2}} + \dots + \frac{1}{t_{всрn}}}. \quad (17.15)$$

На фиг. 17.4 е показана примерна схема на паралелно свързани елементи. Схемата представлява двутрансформаторна подстанция, която съдържа два взаимно резервирани трансформатора (означени с Тр1 и Тр2), максималнотокова и диференциална защита (означени с П1 ÷ П4).



Фиг. 17.4. Схема на двутрансформаторна подстанция

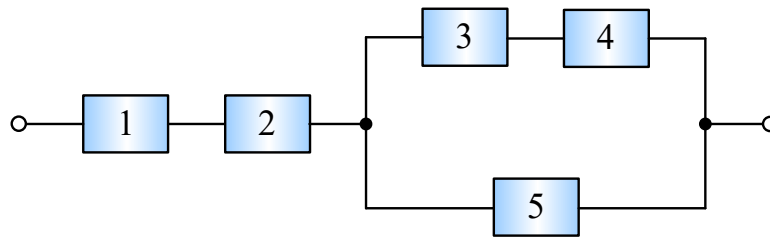
Показателите на сигурност на паралелно свързаните елементи от фиг. 17.4 могат да се определят от гореизложените формули, ако е известен интензитетът на отказите λ и се отчита възможността за неправилно (лъжливо) задействане на релейната защита.

в) Смесено свързване на елементите

Смесено свързване на елементи е показано на фиг. 17.5. Това свързване обикновено се редуцира до един елемент с еквивалентни показатели на сигурността – интензитет на отказите λ , сигурност $R(t)$, вероятност за отказ $F_{отк}(t)$ и средно време за възстановяване $t_{вср}$ [4].

Последователно свързаните елементи 3 и 4 могат да се заменят с един елемент (3–4) със следните показатели на сигурността:

$$\begin{aligned} \lambda_{(3-4)} &= \lambda_3 + \lambda_4; \\ R(t)_{(3-4)} &= e^{-(\lambda_3 + \lambda_4)t}; \\ F_{отк}(t)_{(3-4)} &= 1 - e^{-(\lambda_3 + \lambda_4)t}; \\ t_{вср(3-4)} &= \frac{\lambda_3 t_{вср3} + \lambda_4 t_{вср4}}{\lambda_3 + \lambda_4}. \end{aligned} \quad (17.16)$$



Фиг. 17.5. Смесено свързване на елементи

Паралелно свързаните елементи (3–4) и 5 от фиг. 17.5 също могат да се заменят с един елемент, чиито показатели на сигурността са:

$$\begin{aligned}
 \lambda_{(3-4-5)} &\approx (\lambda_3 + \lambda_4) \lambda_5 (t_{вср(3-4)} + t_{вср5}); \\
 R(t)_{(3-4-5)} &= e^{-(\lambda_3 + \lambda_4)t} + e^{-\lambda_5 t} - e^{-(\lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5)t}; \\
 F_{отк}(t)_{(3-4-5)} &= (1 - e^{-(\lambda_3 + \lambda_4)t})(1 - e^{-\lambda_5 t}); \\
 t_{вср(3-4-5)} &= \frac{1}{\frac{1}{t_{вср(3-4)}} + \frac{1}{t_{вср5}}}.
 \end{aligned} \tag{17.17}$$

От изложеното се установява, че схемата от фиг. 17.5 може да се представи (опрости) до три последователно свързани елементи: 1, 2 и (3–4–5), които могат да се заменят с един елемент с еквивалентни показатели на сигурността:

$$\begin{aligned}
 \lambda_{\Sigma} &\approx \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_{(3-4-5)}; \\
 R(t)_{\Sigma} &= e^{-(\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_{(3-4-5)})t}; \\
 F_{отк}(t)_{\Sigma} &= 1 - e^{-(\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_{(3-4-5)})t}; \\
 t_{вср\Sigma} &= \frac{\lambda_1 t_{вср1} + \lambda_2 t_{вср2} + \lambda_{(3-4-5)} t_{вср(3-4-5)}}{\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_{(3-4-5)}}.
 \end{aligned} \tag{17.18}$$

При количествена оценка на показателите на сигурността за смесено свързване на елементи е препоръчително да се използва симулационния метод на статистическото моделиране Монте Карло (или еквивалентен на него метод) [4,16,19].

Действителните схеми на електроснабдителните системи са сравнително сложни и затова се заместват и редуцират до по-прости схеми с еквивалентни показатели на сигурността.

18. ЗАГУБИ НА ПРОМИШЛЕНИТЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ПРИ ПРЕКЪСВАНЕ НА ЕЛЕКТРОЗАХРАНВАНЕТО

18.1. Общи сведения

При прекъсване на електрозахранването поради отказ на елементите от електроснабдителната система се получават определени загуби, които зависят както от броя и продължителността на прекъсванията, така и от конфигурацията на електроснабдяване.

Загубите при прекъсване на електрозахранването се съобразяват при сравнение на вариантите схеми на електроснабдителната система и се включват в приведените годишни разходи като допълнителни загуби от прекъсване на електроснабдяването. Изследванията доказват, че допълнителни загуби зависят от много фактори и основно от вида на потребителя – жилища, обществени и търговски сгради, индустриални предприятия и пр.

Допълнителните загуби от прекъсване на електрозахранването представляват сума от две компоненти: преки и допълнителни загуби [4].

Преките загуби се определят основно от:

- повреди на апарати, машини и съоръжения;
- нарушаване на технологичния процес;
- бракуване на суровини, материали и/или продукция;
- увеличаване на разходите за материали, суровини и труд.

Допълнителните загуби се обуславят от произведена продукция и нереализирани печалби. Те се определят с допълнителни разходи, които се правят за да се компенсира произведената продукция. Допълнителните разходи зависят от индивидуалните характеристики на потребителя и възможностите за възстановяване на произведената продукция в различните отрасли.

Някои потребители натрупват загуби единствено от продължителността на прекъсване на електрозахранването t_e (например металообработващи машини и процеси, свързани със студено шамповане).

За достигане на нормалния технологичен процес, преобладаващата част от потребителите имат нужда от известно технологично време t_{mex} след възстановяване на електрозахранването (например за електролизни процеси, процеси на загряване и др.).

Общата продължителност на прекъсване на нормален технологичен процес се определя с изрази:

$$t_n = t_e + t_{mex}, \quad (18.1)$$

където: t_n – продължителност на спрения технологичен процес в резултат на прекъсване на електрозахранването.

18. Загуби на промишлените предприятия при прекъсване на електрозахранването

При прекъсване на електрозахранването е възможно да се получат значителни загуби, ако продължителността на прекъсването t_e е по-голямо от критичното време t_0 , което зависи от инерционните характеристики на консуматорите (например време на пускане на двигателя до влизане в нормален режим), т.е. при $t_e > t_0$.

18.2. Определяне на загубите при прекъсване на електрозахранването.

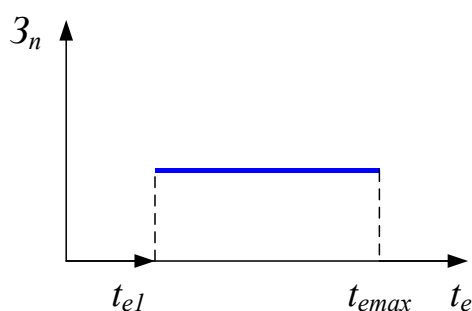
Загубите от прекъсване на електрозахранването Z_n се определят със следната формула:

$$Z_n = Z_o + Z_n(t_e) + Z_n(t_{max}), \quad (18.2)$$

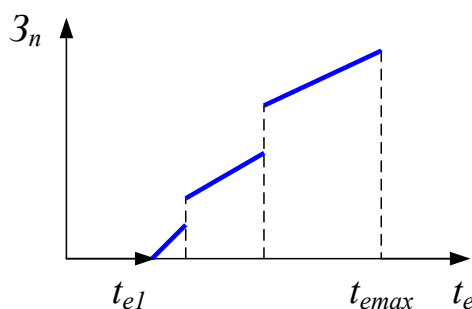
където: Z_o – загуби от прекъсване на електрозахранването; $Z_n(t_e)$ – загуби, които зависят от продължителността на прекъсването; $Z_n(t_{max})$ – загуби, които се появяват в периода на възстановяване на технологичния процес.

Загубите Z_o не зависят от продължителността на прекъсването t_e и представляват права, успоредна на времето, както е показано графично на фиг. 18.1.

Загубите $Z_n(t_e)$ представляват постоянно увеличаваща се прекъсната функция на t_e и t_{max} . Тези зависимости от времето загуби са изобразени графично на фиг. 18.2.



Фиг. 18.1. Независещи от времето загуби Z_n



Фиг. 18.2. Зависещи от времето загуби Z_n

18. Загуби на промишлените предприятия при прекъсване на електрозахранването

Общите загуби могат да се представят като функция на продължителността на прекъсване на електрозахранването, т.е. $Z_n = f(t_e)$ [4].

Математическото очакване на загубите $M(Z_n)$ се определя с изрази:

$$M(Z_n) = \int_{-\infty}^{+\infty} Z_n(t) \varphi(t) dt = \int_0^{t_{\max}} Z_n(t) \varphi(t) dt, \quad (18.3)$$

където:

$\varphi(t)$ – плътност на разпределение на продължителността на прекъсване на електрозахранването;

$t_{\max}$ – максимална продължителност на прекъсване на електрозахранването.

Загубите от прекъсване на електрозахранването Z_n могат да се определят и като се използва формулата:

$$Z_n = c_o \lambda + c_1 \lambda t_{\text{вср}}, \quad (18.4)$$

където:

c_o – специфични загуби от прекъсване на електрозахранването, в [€/kWh];

c_1 – специфични загуби от недоставяне на електрическа енергия със стойност 1 kWh, в [€/kWh].

Определянето на загубите от прекъсване на електрозахранването Z_n по формула (18.4) е приблизително, тъй като не се отчита продължителността на аварийните прекъсвания.

19. СКЛАДОВ РЕЗЕРВ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА

19.1. Общи положения

В електроенергетиката е необходим известен складов резерв от съоръжения, машини и апаратура за да се осигури нормална експлоатация, сигурна работа и своевременно ремонтиране на повредените компоненти. Необходимо е да се поддържа и складов резерв на първични енергийни ресурси (ядрено гориво, въглища, нефт, природен газ и др.), които се използват в електрическите централи за производство на електрическа енергия.

Изчисленият складов резерв за бъдещ период от време в една електроснабдителна система зависи от:

- степента на осигуряване с резервни елементи;
- повреждаемостта и броя на работещите елементи.

Когато потокът на отказите има Поасоново разпределение (когато отказите се случват с известна постоянна скорост и са статистически независими от времето на последния отказ), вероятността, че в течение на време t ще се повредят не повече от n елемента при интензитет на отказите λ , е:

$$F(n, \lambda, t) = \sum_{i=1}^n \frac{(\lambda t)^i}{i!} e^{-\lambda t}. \quad (19.1)$$

Броят резервни елементи не трябва да се определя от очаквания среден брой повреди, тъй като действителният брой повреди може съществено да се различава от средния брой. Чрез формула (19.1) може да се определи броят на повредите, които съответстват на броя резервни елементи при определена вероятност (степен на осигуряване), която в електроенергийната система обикновено не е по-ниска от 0,99. Това означава, че не трябва да се случва отказ при заявка за резервни елементи в повече от 1% от случаите [4,16].

Зависимостта между резервните елементи и броя на експлоатационните енергийни съоръжения не е правопрпорционална. Така например, ако в електроенергийната система работят от 1 до 5 силови трансформатора, за да се постигне за определен район степен на осигуряване 0,99, е необходимо да има 1 трансформатор в складов резерв. При 1 000 работещи трансформатора в системата складовият резерв трябва да бъде от 12 трансформатора, тоест 1,2 % от общия им брой. Този пример показва, че целесъобразно е централизирането на складовия резерв в електроенергетиката.

19.2. Необходим брой елементи за складов резерв

От формула (19.1) може да се установи, че броят на резервните елементи намалява при намаляване на времето t , т.е. при съкращаване на сро-

19. Складов резерв в електроенергетиката

ка на попълване на резервите [16]. В табл. 19.1 е представен броят на резервните елементи, пресметнати с уравнение (19.1) за различен интензитет на отказите λ и различна степен на осигуряване.

Табл. 19.1. Осигуреност на резервни елементи

Интензитет на отказите λ , [1/година]	Брой на резервните елементи при различна степен на осигуряване p			
	$p = 70 \%$	$p = 95 \%$	$p = 99 \%$	$p = 100 \%$
0,1	0	1	1	2
0,2	0	1	2	3
0,5	0	1	3	4
1	1	2	4	5
3	3	6	8	10
10	11	15	18	22

Ако броят на очакваните повреди е по-голям от 10 за даден елемент (напр. съоръжение, машина, апарат) за определен период от резервиране, то необходимият брой резервни елементи може да се определи със следната формула:

$$n_{рез} = \lambda t + t_{\alpha} \sqrt{\lambda t}, \quad (19.2)$$

където: $p = 70 \% \rightarrow t_{\alpha} = 1,0$; $p = 95 \% \rightarrow t_{\alpha} = 2,0$; $p = 98 \% \rightarrow t_{\alpha} = 2,5$.

С помощта на табл. 19.1 и уравнение (19.2) се определя необходимия брой елементи за складов резерв в началото на изчисления период за по-голямата част от елементите на електроснабдяването – разединители, автоматични прекъсвачи, високомощни предпазители, силови трансформатори, токови и напреженови трансформатори, реактори, синусоидални инвертори, кабелни линии и др.

Необходимият складов резерв от кабели за аварийен ремонт с приближение може да се определи с помощта на следния израз:

$$L_{ap} = k l_{cp} n_{рез}, \quad (19.3)$$

където: L_{ap} – необходим складов резерв от кабели за аварийен ремонт, в [km]; k – коефициент, отчитащ случаите, при които не е необходима замяна на кабелни участъци, $k = (0,75 \div 0,85)$; l_{cp} – средна дължина на необходимия за ремонт кабел; $n_{рез}$ – брой повреди в кабелни линии в разглеждания период при определена степен на осигуряване.

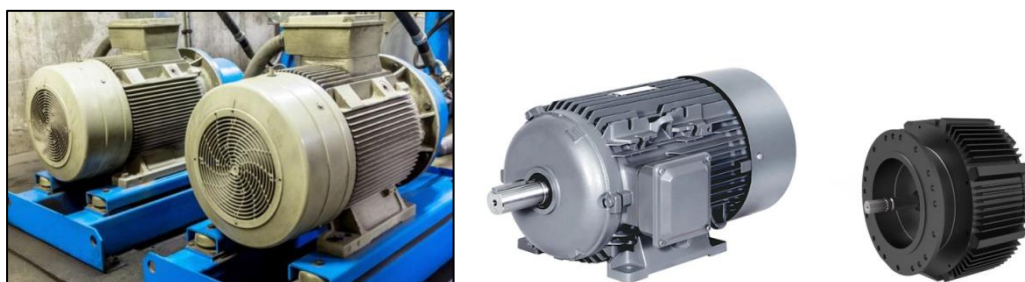
Дължината l на подземната кабелна линия се определя от начина на нейното полагане и обикновено се приема:

- при полагане в тунел, канал или изкоп – $l = 0,015$ km;
- при полагане в бетонен фундамент – $l = 0,150$ km.

20. ПУСКАНЕ НА МОЩНИ ЕЛЕКТРИЧЕСКИ ДВИГАТЕЛИ В ЕЛЕКТРОСНАБДИТЕЛНАТА СИСТЕМА

20.1. Условия за нормално пускане на електрическите двигатели

Пускането на мощни електрически двигатели (асинхронни двигатели с накъсо съединен ротор, синхронни двигатели с асинхронно пускане) (фиг. 20.1) в електрическата мрежа, в резултат на преходните процеси, по време на които пусковите токове са многократно по-високи от номиналните, предизвикват изменение на напрежението δU и бързо изменение на напрежението ∇U . Тези характеристики на напрежението на електрическата енергия се появяват на клемите на консуматорите и на самия мощен електродвигател, който се пуска. Изменението на напрежението и бързото изменение на напрежение при пускане на мощни електрически двигатели зависят от мощността на двигателя, характера на товара на другите електрически консуматори, конфигурацията и параметрите на електроснабдителната система [1,3,5].



Фиг. 20.1. Външен вид на мощни електрически двигатели

Условията за нормално пускане на електрическите двигатели са:

- бързото изменение на напрежението на общите шини, които захранват двигателя и останалите електрически консуматори, трябва да бъде в допустимите граници;
- напрежението на клемите на двигателя трябва да създава необходимия начален пусков момент за развъртане на двигателя;
- нагряването на двигателя при неговото пускане трябва да бъде в допустимите граници;
- успешно влизане в синхронизъм на синхронните двигатели.

Бързото изменение на напрежението на общите шини при пускане на мощни електрически двигатели се определя с израза:

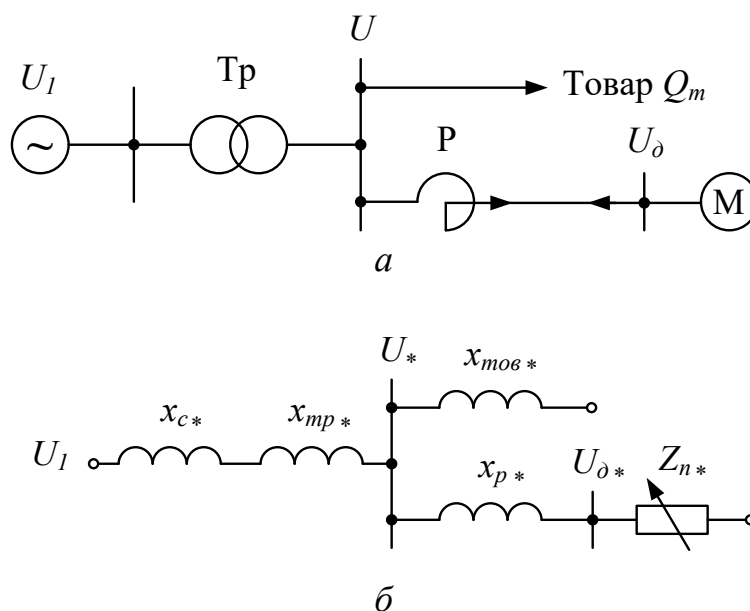
$$\nabla U_t = \frac{U_{np} - U}{U_n} 100 = (k - U_*) 100 \leq \nabla U_{\text{дон}}, \quad (20.1)$$

20. Пускане на мощни електрически двигатели в електроснабдителната система

където: U_n – номинално напрежение на електрическата мрежа; $U_* = \frac{U}{U_n}$ –

напрежение на общите захранващи шини в момента t на включване на двигателя към електрическата мрежа (в относителни единици); U_{np} – действително напрежение на общите шини в нормален режим на работа; k – параметър, зависещ от изменението на напрежението δU на общите шини в нормален режим на работа ($k = 1 \div 1,1$); $\nabla U_{\text{доп}}$ – допустимото бързо изменение на напрежението на общите шини, [%].

На фиг. 20.2 е показана изчислителна схема (фиг. 20.2а) и заместваща схема (фиг. 20.2б) на електроснабдителната система при пускане на мощен двигател, които могат да се използват при определяне на напрежението в характерни възли на електроснабдителната система при включване на мощен двигател.



Фиг. 20.2. Изчислителна схема (а) и заместваща схема (б) на електроснабдителната система при пускане на мощен електродвигател

1) Условието за пускане на мощен електродвигател, без да се увеличава бързото изменение на напрежението на общите шини над допустимите граници, съгласно схемите на фиг. 20.2, се определя с израз:

$$U_* = \frac{k(1 + x_{e*} Q_{\text{тов}*})}{1 + x_{e*} (Q_{\text{тов}*} + S'_{n*})} \geq U_{*\text{доп}}, \quad (20.2)$$

където: S'_{n*} – условна пускова мощност на електрическата верига на мощния двигател (в относителни единици); $Q_{\text{тов}*}$ – реактивен товар с индуктивен характер на електрическите консуматори, които се захранват от общи-

те шини (в относителни единици); x_{e*} – съпротивление на захранващия източник и силовия (цехов) трансформатор (в относителни единици); U_{*don} – минимално допустимо напрежение на общите шини, определено от израз (20.1) в зависимост от допустимото бързо изменение на напрежението ∇U_{don} .

Съпротивлението на мощния двигател в относителни единици Z_{n*} (фиг. 20.2б) е равно на реципрочната стойност на условна пускова мощност на електрическата верига на мощния двигател S'_{n*} :

$$Z_{n*} = \frac{1}{S'_{n*}}.$$

2) Напрежението на клемите на мощния двигател трябва да създава необходимия начален пусков момент за неговото развъртане. Условието за успешно развъртане на мощния двигател се определя със следния израз:

$$U_{o*} = \frac{S'_{n*}}{k_n} \cdot \frac{k(1 + x_{e*} Q_{мов*})}{1 + x_{e*} (Q_{мов*} + S'_{n*})} \geq \sqrt{\frac{1,1 M_{сн}}{M_{nn}}}, \quad (20.3)$$

където: $M_{сн}$ – начален съпротивителен момент на двигателя (в относителни единици); M_{nn} – начален пусков момент на двигателя, който съответства при хлъзгане $s = 1$ (в относителни единици); k_n – кратност на пусковата мощност, която се определя от пусковия ток на мощния двигател.

3) Важно условие е нагряването на двигателя при неговото пускане да бъде в допустимите граници. Допълнителното нагряване на статорната намотка $\Delta\theta$ при пускане на мощен двигател се определя с израз:

$$\Delta\theta = \frac{J_n^2 (k_n'^2 - 1)}{150} t_n \leq 135^\circ\text{C}, \quad (20.4)$$

където: $J_n \approx (4 \div 5) \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$ – номинална плътност на тока; t_n – продължителност на пускането, [s]; k'_n – условна кратност на пусковата мощност (приема се, че $k'_n = S'_{n*}$).

4) Успешното влизане в синхронизъм на синхронния двигател се реализира, когато в момента на възбуждане на синхронния двигател напрежението на неговите клеми трябва да е в такива граници, че да може да се създаде достатъчен момент за влизане в синхронизъм. Ако напрежението

не е достатъчно голямо, се преминава към форсиран (усилен) режим на пускане на синхронния двигател.

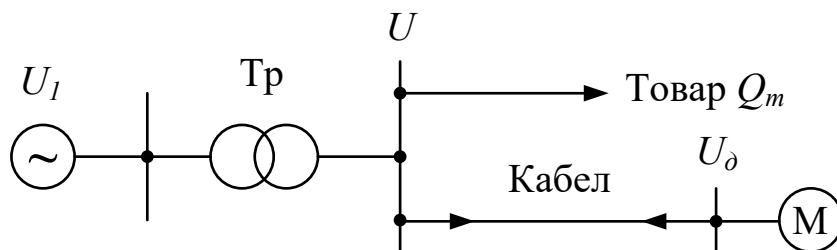
20.2. Избор на схема на пускане на електрическите двигатели

Съществуват различни схеми на електроснабдяване и пускане на електрическите двигатели. Изборът на схема на пускане на двигателите се определя от различни фактори, най-съществените от които са: постигане на необходимото ниво на сигурност на електроснабдяването, качество на напрежението (поддържане на изменението и бързото изменение на напрежението в допустими граници), минимални капиталовложения, ограничаване на пусковия ток [4].

Основните схеми на електроснабдяване и пускане на електрическите двигатели за средно напрежение (над 1000 V) са директно (пряко) пускане, реакторно пускане, пускане посредством автотрансформатор, пускане по схема „трансформатор-двигател“. Двигателите за ниско напрежение (до 1000 V) най-често се включват директно към електрическата мрежа, като е възможно да се използват следните схеми на пускане: пускане „звезда-триъгълник“, включване в статорната намотка на допълнително пусково активно или реактивно-индуктивно (реактор) съпротивление, превключване на броя на полюсите.

Директно пускане

На фиг. 20.3 е показана схема на директно пускане на мощен електрически двигател към електрическата мрежа. Директно пускане на двигател в електроснабдителната система се допуска, ако се удовлетворяват всички условия за неговото нормално развъртане. Този начин на пускане е подходящ, когато изменението и бързото изменение на напрежението са в допустими граници. Осъществяването на директното пускане е най-удобно и евтино.



Фиг. 20.3. Директно пускане на мощен електродвигател

Реакторно пускане

На фиг. 20.2а е показана схема на реакторно пускане на мощен електрически двигател. Включването на реактор при пускане на мощен двига-

тел води до ограничаване на големината на пусковите токове и подобряване на качеството на напрежението на общите шини и намалява прегряването на двигателя. Недостатък на реакторното пускане е утежняване на развъртането (в някои случаи е невъзможно) на двигателя. Необходимо е реактивното съпротивление на реактора да се съобразява с максималната и минимална условна пускова мощност на двигателя. Номиналният ток на пусковия реактор се съобразява с номиналната плътност на тока на реактора (обикновено номиналната плътност на тока на реактора е $J_{np} = 2 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$) [4].

При двигатели за ниско напрежение вместо реактор се използва *пускане по схема „звезда-триъгълник“*. Тази схема е приложима само когато двигателят работи нормално в триъгълник, т.е. всяка намотка е оразмерена за линейно напрежение (400 V). При пускане на двигателя намотките се свързват в звезда и към всяка намотка се подава фазно напрежение (230V). По този начин въртящият момент на двигателя е приблизително три пъти по-малък от този при свързване в триъгълник ($M_{\partial\partial} = k \cdot U^2$).

Автотрансформаторно пускане се използва, когато изменението на напрежението и бързото изменение на напрежението към клемите на двигателя са извън допустимите граници. При този начин на пускане пусковият начален момент се увеличава и развъртането на двигателя е улеснено. Недостатъци на автотрансформаторното пускане е увеличеният брой на комутационната апаратура в сравнение с реакторното пускане и наличие на мерки за ограничаване на нарастването на тока при превключване от пусковото напрежение на захранващото напрежение [4,5,8].

Пускането със схема блок „трансформатор-двигател“ се прилага обикновено при синхронни двигатели с голяма мощност и когато на общите шини няма други консуматори. При тази схема на пускане липсва прекъсвач между трансформатора и двигателя. Съществено предимство на схемата е бавното увеличаване на напрежението, като в края на развъртането на двигателя то достига номиналната си стойност. Трансформаторът може да се използва и като резервиращ елемент на товара на друг трансформатор, което повишава икономичността на схемата [4,16].

21. САМОПУСКАНЕ НА МОЩНИ ЕЛЕКТРИЧЕСКИ ДВИГАТЕЛИ В ЕЛЕКТРОСНАБДИТЕЛНАТА СИСТЕМА

21.1. Условия за самопускане на двигателите

Под самопускане се разбира автоматичното възстановяване нормалната работа на електрически двигател, работещ съвместно с някакъв механизъм, след кратковременно прекъсване на електроснабдяването в даден обект на промишлено производство или спад на захранващото напрежение на електроснабдителната система. Успешното самопускане на електрическите двигатели повишава сигурността на електроснабдяване и намалява броя на резервните работни механизми [4,14].

Самопускането се приема за успешно, ако след възстановяване на електроснабдяването агрегатът се развърта до номиналната си скорост и продължава своята работа с нормална производителност. Ако след повреди (предизвикващи прекъсване на захранването при аварийно изключване на захранваща линия или спад на захранващото напрежение), които бързо се отстраняват от релейната защита и автоматиката, се осигури самопускане, практически загуби от прекъсване на електроснабдяването не настъпват. Ако не е осигурено самопускане, електрическите двигатели прекратяват работата си, въпреки че автоматичните устройства в електроснабдяването са сработили и това може да доведе до значителни загуби особено при разстройване на сложни технологични процеси и цикли (в енергетиката, металургическа, химическа и др. промишлености).

За да се избегне изключването на електродвигатели на някои особено отговорни механизми и предотвратяване на загубите и потенциалните аварии, трябва да се осигурява тяхното самопускане. Останалите електродвигатели, с по-малка отговорност, следва да се изключват при отпадане или спад на захранващото напрежение, за да се осигурят условията за самопускане на най-отговорните електрически двигатели.

Самопускането се различава от обикновеното *пускане* на двигателите. Процесът на самопускане не се отнася само за един двигател, а за пускане на цяла група двигатели в едно и също време. Пускането се осъществява при натоварени механизми и обикновено при намалена честота на въртене, а в изключителни случаи – от скорост, близка до нула.

Самопускането има два етапа. Първият е спиране на двигателите след спад на напрежението или спиране на захранването, а вторият етап е развъртането на двигателя [4]. Вторият етап на самопускане се различава от пускането на двигателите поради следните причини:

- след възстановяване на напрежението двигателите продължават да се въртят с определена ъглова скорост, което осигурява по-висок двигателен момент в сравнение с началния пусков момент;

21. Самопускане на мощни електрически двигатели в електроснабдителната система

- пускането може да се осъществи на празен ход или при частично натоварване на двигателя, а самопускането се осъществява при натоварен механизъм;

- самопускането обикновено е за група двигатели, което увеличава бързото изменение на напрежението в електроснабдителната система и се намалява двигателният момент;

- възможно е несинхронно включване на двигателите в момента на възстановяване на захранването, в резултат на което токовете могат да се увеличат до два пъти пусковите токове; освен това синхронните двигатели имат значително по-голямо противо- е.д.н. от асинхронните двигатели и несинхронното включване може да има неблагоприятни последици.

Нормалното самопускане на двигателите се осъществява при следните условия:

- двигателният момент след възстановяване на захранващото напрежение трябва да бъде достатъчен, за да се развърти успешно двигателя;

- допълнителното нагряване не трябва да превишава допустимата гранична стойност;

- синхронните двигатели могат да се ресинхронизират.

21.2. Определяне на времето на развъртане и спиране на двигателите при самопускане

При развъртане и спиране на електродвигателите има нарушаване на равновесието между съпротивителния и двигателния момент и се появява динамичен момент [4,5,14]. Пускането и спирането на двигателите се определя от уравнението на движението:

$$M_{дин} = M_{дв} - M_c = T_j \frac{d\omega_*}{dt} = -T_j \frac{ds}{dt}, \quad (21.1)$$

където:

$M_{дв}$ и M_c – двигателен и съпротивителен момент, приведени към номиналния двигателен момент (в относителни единици);

$M_{дин}$ – динамичен момент: при $M_{дин} > 0$ двигателят се развърта, а при $M_{дин} < 0$ – двигателят спира;

s – хлъзгане на двигателя;

$\omega_* = \frac{\omega}{\omega_0}$ – ъглова скорост на въртене, приведена към синхронната

скорост на въртене, т.е. $\omega_* = 1 - s$ (в относителни единици);

T_j – механична времеинерционна константа.

Механичната времеинерционна константа се определя с израз:

$$T_j = \frac{J\omega_0}{M_n}, \quad (21.2)$$

където:

M_n – номинален двигателен момент, [Nm];

J – приведен към M_n инерционен момент, [kg·m²].

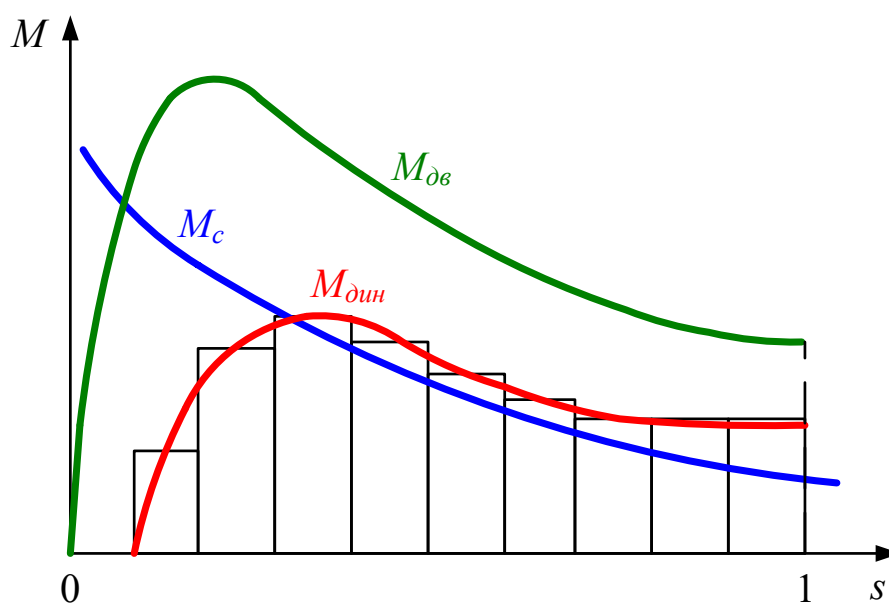
Времето t на развъртане (спиране) на двигателя, т.е. времето на изменение на хлъзгането от s_1 до s_2 , се определя с израз:

$$t = -T_j \int_{s_1}^{s_2} \frac{ds}{M_{дин}}. \quad (21.3)$$

Когато $M_{дин} = M_n = 1$, то времето на развъртане на двигателя от покой до синхронната ъглова скорост ($s_1 = 1$; $s_2 = 0$) е равно на времеинерционна константа, т.е. $t = T_j$.

Когато е известна зависимостта на динамичния момент $M_{дин}$ от хлъзгането s , може да се определи времето t на развъртане (спиране) на двигателя. Тъй като $M_{дин}$ е сложна функция от s и затруднява аналитичното решение на интеграла от израз (21.3), се предпочита използването на графоаналитичен метод.

На фиг. 21.1 е показано определянето на динамичния момент $M_{дин}$ като стъпаловидна зависимост от хлъзгането s чрез графичните зависимости на двигателния $M_{дв}$ и съпротивителния M_c момент.



Фиг. 21.1. Графично определяне на динамичния момент

21. Самопускане на мощни електрически двигатели в електроснабдителната система

Времето на развъртане на двигателя се определя от стъпаловидната крива на динамичния момент:

$$t = -T_j \int_{s_1}^{s_2} \frac{ds}{M_{\text{дин}}(s)} = -T_j \sum_{i=1}^n \frac{\Delta s_i}{M_{\text{дин}i}}, \quad (21.4)$$

където:

n – брой на интервалите със стъпка на хлъзгането Δs_i , на които е разделен участъкът от s_1 до s_2 ;

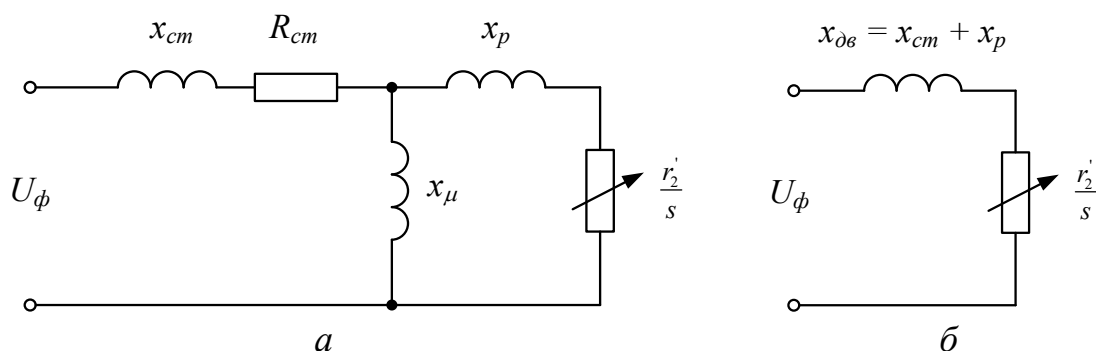
$M_{\text{дин}i}$ – среден динамичен момент в i -тия интервал, за който $M_{\text{дин}i} = \text{const}$.

При развъртане на двигателя $\Delta s < 0$ и $M_{\text{дин}} > 0$, а при спиране на двигателя е обратното – $\Delta s > 0$ и $M_{\text{дин}} < 0$.

21.3. Определяне на кратността на пусковата мощност от хлъзгането

В момента на включване на асинхронен двигател в електроснабдителната система се създава режим, аналогичен на трифазно късо съединение, при който пусковите токове се състоят от периодична и апериодична компонента. При включване на двигателя, неговото намагнитващото съпротивление x_μ има минимална стойност и апериодичната компонента на пусковия ток е голяма. След $1 \div 2$ периода апериодичната компонента на пусковия ток затихва, тъй като x_μ нараства. Периодичната компонента на пусковия ток предизвиква бързо изменение на напрежението и допълнително нагряване на двигателите и трансформаторите [4].

При определяне на кратността на пусковата мощност от хлъзгането се разглежда заместващата схема на асинхронния двигател, представена на фиг. 21.2а. Периодичната компонента на тока може да се определи като се използва заместващата схема на фиг. 21.2б, тъй като активното съпротивление на статорната намотка на двигателя е много по-малко от индуктивното съпротивление ($R_{\text{ст}} \ll x_{\text{ст}}$), а намагнитващото съпротивление x_μ бързо се увеличава.



Фиг. 21.2. Заместваща схема на асинхронен двигател

21. Самопускане на мощни електрически двигатели в електроснабдителната система

Пусковият ток при произволно хлъзгане се определя с формулата:

$$I_s = \frac{U_\phi}{x_{\partial\partial} \sqrt{1 + \left(\frac{r_2'}{sx_{\partial\partial}} \right)^2}} = \frac{U_\phi}{x_{\partial\partial} \sqrt{1 + \frac{s_\kappa^2}{s^2}}}, \quad (21.5)$$

където: $s_\kappa = \frac{r_2'}{x_{\partial\partial}}$ – критично хлъзгане; x_{μ} клони към безкрайност, а $R_{cm} \ll x_{\partial\partial}$

и може да се пренебрегне ($R_{cm} \approx 0$).

При номинално захранващо напрежение на двигателя за началния момент на пускане ($s = 1$) и при произволно хлъзгане ($s < 1$) кратността на пусковия ток (респ. на пусковата мощност) се определя с отношението на пусковия ток I_n и номиналния ток I_H :

- за началния момент на пускане на двигателя ($s = 1$)

$$k_{n(s=1)} = \frac{I_n}{I_H} = \frac{\frac{U_\phi}{x_{\partial\partial} \sqrt{1 + s_\kappa^2}}}{\frac{U_\phi}{x_{\partial\partial} \sqrt{1 + \frac{s_\kappa^2}{s_H^2}}}} \approx \sqrt{1 + \frac{s_\kappa^2}{s_H^2}}; \quad (21.6)$$

- при произволно хлъзгане на двигателя ($s < 1$)

$$k_{n(s<1)} = \frac{I_n}{I_H} = \frac{\sqrt{1 + \frac{s_\kappa^2}{s_H^2}}}{\sqrt{1 + \frac{s_\kappa^2}{s^2}}} = \frac{k_{n(s=1)}}{\sqrt{1 + \frac{s_\kappa^2}{s^2}}}, \quad (21.7)$$

където: $s_H = 0,02 \div 0,04$ – номинално хлъзгане на двигателя.

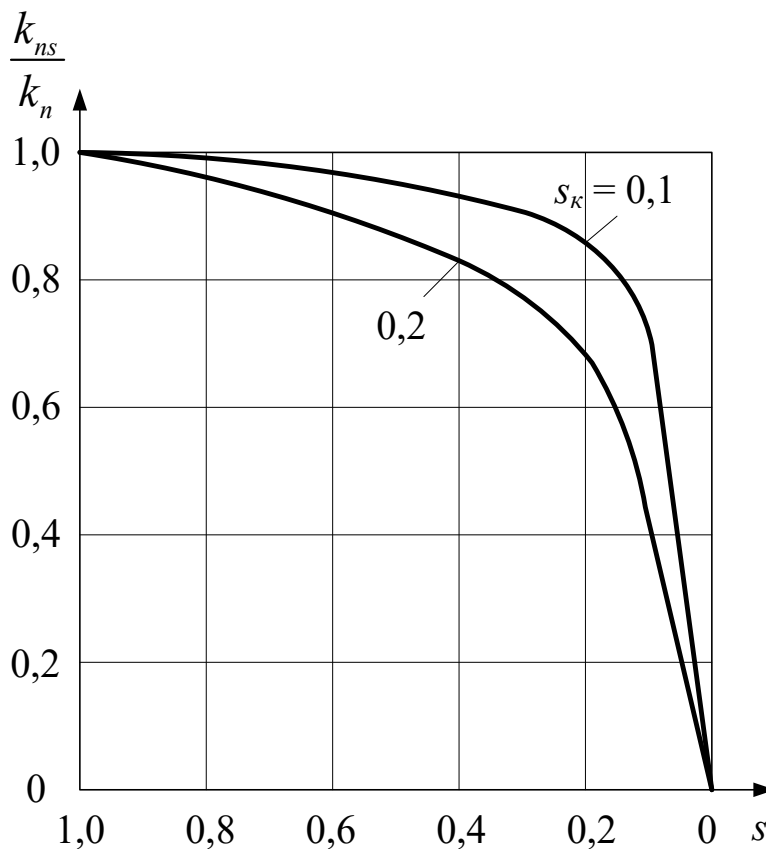
Пусковата мощност на двигателя S_{ns} при номинално захранващо напрежение се определя с изрази:

$$S_{ns} = \frac{k_{ns} P_H}{\eta_H \cos \varphi_H}, \quad (21.8)$$

където: η_H – коефициент на полезно действие на двигателя при номинално захранващо напрежение.

21. Самопускане на мощни електрически двигатели в електроснабдителната система

На фиг. 21.3 е показана графичната зависимост на кратността на пусковия ток от хлъзгането.



Фиг. 21.3. Зависимост на кратността на пусковия ток от хлъзгането

Когато действителното напрежение $U_{\partial*s}$ е по-малко от номиналното, големината на пусковия ток намалява пропорционално на напрежението. В този случай кратността на пусковия ток (пусковата мощност) се определя с формулата:

$$k_{ns} = \frac{k_n U_{\partial*s}}{\sqrt{1 + \frac{s_\kappa^2}{s^2}}}. \quad (21.9)$$

ЛИТЕРАТУРА

- [1] БДС 10521:1985 Трансформатори и автотрансформатори еднофазни и трифазни двунамотъчни и тринамотъчни маслени с номинална мощност до 100 MVA с общо предназначение. Допустими натоварвания.
- [2] БДС 27.002:1986 – Надеждност в техниката. Основни термини и определения.
- [3] БДС EN 50160:2010 – Характеристики на напрежението на електрическата енергия, доставяна от обществените разпределителни
- [4] Василев, Н., С. Сидеров, Електроснабдяване на промишлени предприятия, София, Техника, 1991.
- [5] Василев, Н., С. Сидеров, Ръководство по проектиране на електроснабдителни системи на промишлени предприятия, София, Техника, 1988.
- [6] Гук, Ю. Б. Основы надежности электроэнергетических установок. Москва, Ленинградского университета, 1976.
- [7] Енерджи ревю – Компенсация на реактивна мощност, брой 4, юли, 2015, TLL Media, ISSN 1314-0671.
- [8] Кючуков Р., С. Стефанов, Електроснабдяване на селскостопанските предприятия, Русе, ВТУ „Ангел Кънчев“, 1986.
- [9] Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (изм. и доп. ДВ. бр.52 от 27.06.2025 г.).
- [10] Половко, А. М. Основы теории надежности. Москва, Наука, 1964.
- [11] Розанов, М. Н. Надежность электроэнергетических систем. Москва, Энергия, 1974.
- [12] Ръководство по електрически инсталации, АBB-България, 2007.
- [13] Ръководство за електрически уредби, Schneider Electric, 2018.
- [14] Сыромятников, И., А., Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей, Москва, Энергоатомиздат, 1984.
- [15] Стоянов, П., Управление и защита на асинхронни двигатели, Schneider Electric, 2006.
- [16] Фьодоров, А, Н. Василев, С. Сидеров, Електроснабдяване на промишлени предприятия, София, Техника, 1979.
- [17] Цанков, П. Електроснабдяване, Габрово, Университетско издателство „Васил Априлов“, 2014, ISBN 978-954-683-514-7.
- [18] Цанков, П. Разработка на софтуер за определяне и разпределяне на компенсираща кондензаторна мощност в промишлени предприятия, Годишник на Технически университет – София, т. 64, кн. 3, 2014, pp. 201-210. ISSN 1311-0829.
- [19] Billinton, R., R. N. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems (Second Edition), New York, Plenum Press, 1984, ISBN 0-306-45259-6.

[20] Crowder, R., Electric Drives and Electromechanical Systems, Elsevier, First edition, 2006, ISBN–13: 978-0-7506-6740-1.

[21] Electrical Installation Wiki – Power Factor Correction, Theoretical principles to improve power factor, Schneider Electric, https://www.electrical-installation.org/enwiki/Theoretical_principles_to_improve_power_factor

[22] Hofmann, W., J. Schlabbach, W. Just, Reactive Power Compensation – A Practical Guide, John Wiley & Sons, 2012, ISBN 9780470977187.

[23] IEC 60871-1:2014 ED4 – Shunt capacitors for a.c. power systems having a rated voltage above 1 000 V - Part 1: General.

[24] IEC 60931-1:2025 ED3 – Shunt power capacitors of the non-self-healing type for AC systems having a rated voltage up to and including 1 000 V - Part 1: General.

[25] Power Factor Regulators RVP – Installation and Operating Instructions, ABB, 2018.

[26] Power Factor Controller Prophi® Manual, <https://www.janitza.com>

[27] Dawes, C. L., J. M. Jameson, Electrical Measurements and Testing, Direct and Alternating Current, The Wiley Technical Series. J. Wiley & Sons, Incorporated, 1916.

[28] Matias, J., High Voltage Components – Reactive Power Compensation, ABB High Voltage Products, Chile, 2013.

[29] Tabatabaei, N. M., A. J. Aghbolaghi, N. Bizon, F. Blaabjerg, Reactive Power Control in AC Power Systems: Fundamentals and Current Issues. Springer International Publishing. ISSN 1612-1287, <https://doi.org/10.1007/978-3-319-51118-4>

[30] https://commons.wikimedia.org/wiki/File:V-Kurve_Synchronmaschine.svg (V-криви на синхронен двигател).

[31] <https://www.se.com/bg/bg/product-subcategory/4320> (Компоненти и системи за корекция на фактора на мощността – кондензаторни батерии).