Р. Ачковски и М. Тодоровски **Блектрични мрежи**



Скопје, 2017



Универзитет "Св. Кирил и Методиј", Скопје Факултет за електротехника и информациски технологии



Р. Ачковски, М. Тодоровски

Електрични мрежи

Скопје, 2017

Рецензенти:

Д-р Драгослав Рајичиќ, редовен професор, Факултет за електротехника и информациски технологии

Д-р Рубин Талески, редовен професор, Факултет за електротехника и информациски технологии

Издавач Универзитет "Св. Кирил и Методиј", Скопје Факултет за електротехника и информациски технологии

Предговор

Пред четириесетина години веќе починатиот професор д-р Александар Величковски напиша, и во издание на тогашниот Електро-машински факултет во Скопје, објави учебник со назив "Електрични мрежи". Од тогаш до сега не е издадена ниту една понова верзија од овој учебник и долго време се чекаше да се појави учебно помагало или учебник којшто ќе ја покрие истата проблематика, проширена со нови, современи, поглавја и кој во исто време ќе биде оплеменет со нови сознанија и нови техники коишто во меѓувреме ги донесе технолошкиот развој во тој долг меѓупериод.

Учебников, во основа, ја содржи материјата што се предава по истоимениот предмет "Електрични мрежи" во IV семестар на енергетските насоки на факултетот за електротехника и информациски технологии во Скопје. Материјалот што се обработува во него во голема мера се однесува и го опфаќа и градивото што се проучува во предметот "Преносни и дистрибутивни системи", но сметаме дека овој учебник ќе биде од полза при совладувањето на градивото и од други предмети коишто се предаваат, исто така, на енергетските насоки од истиот факултет како и на други факултети во земјава. Овој учебник, на некој начин, претставува вовед во материјата која што се проучува во дисциплината "Високонапонски мрежи и системи" која што се слуша во V семестар на насоката Електроенергетски системи на факултетот за електротехника и информациски технологии во Скопје, па како таков тој ќе биде од голема полза и за студентите коишто го слушаат и тој предмет.

Учебникот изобилува со слики, илустрации и решени примери, со кои на нагледен начин се прикажува техниката на решавање на одделните проблеми што се обработуваат во него. Според мислењето на авторите, тоа го прави учебникот да биде не само поинтересен и поприфатлив за студентите, туку и поефикасен за брзото и едноставно совладување на разгледуваната материја.

Со оглед на материјата што се обработува во учебников, сметаме дека тој ќе помогне во совладувањето на проблемите при извршувањето на работните задачи и на стручњаците коишто работат во електроенергетските компании и се бават со проблемите на планирање, проектирање и експлоатација на преносните и дистрибутивните мрежи.

При пишувањето на учебников, авторите тргнале од претпоставката дека читателот ја владее во целост проблематиката што е предмет на изучување во дисциплините "Основи на електротехника", "Теорија на енергетски електрични кола" и дека основите на трансформаторите и машините за наизменична струја му се, исто така, позната проблематика.

Авторите имаат пријатна должност да им се заблагодарат на сите свои колеги и соработници кои на било каков начин помогнале ракописот да

добие во квалитет. Благодарност им должат и на рецензентите, проф. д-р Драгослав Рајичиќ и проф. д-р Рубин Талески, кои внимателно го прочитаа трудот и со своите ценети предлози и забелешки им помогнаа на авторите и придонесоа исто така за подобрување на квалитетот на ракописот. Во таа смисла особено е значаен придонесот на професорот Драгослав Рајичиќ кој не штедеше труд, време и напори при редакцијата и техничкото оформување на овој учебник и со своето врвно познавање на обработуваната проблематика и своите мошне полезни совети во голема мера го зголеми квалитетот на овој учебник. Со благодарност и со особен интерес ќе бидат разгледувани сите забелешки, коментари и конструктивни сугестии доставени од страна на читателите, доколку со нив би се постигнало, во некое евентуално ново издание, учебников поцелосно да одговори на замислената задача и во својата нова форма, по доработката, да добие во повисок квалитет.

Во Скопје, февруари 2017 г.

Авторите

Содржина

1	Општо за електроенергетските мрежи					
	1.1	Основни поими	1			
	1.2	Кус историјат за формирањето на ЕЕС	3			
	1.3	Значење и улога на електричните мрежи	6			
	1.4	Класификација на електричните мрежи	8			
	1.5	Електрични параметри на електричните мрежи	15			
	1.6	Барања што треба да ги задоволат електричните мрежи	17			
	1.7	Задача на пресметките на електроенергетските мрежи	19			
2	Елементи на електроенергетските мрежи и нивна конструктивна					
	изве	едба	21			
	2.1	Состав на електроенергетските системи	21			
	2.2	Состав на електроенергетските мрежи	23			
	2.3	Надземни водови	23			
	2.4	Кабелски водови	36			
	2.5	Трансформатори и автотрансформатори	50			
	2.6	Уреди за компензација	53			
3	Товари во електричните мрежи – конзум					
	3.1	Примери кон третото поглавје	72			
4	Заменски шеми и параметри на елементите на електроенергет-					
	СКИТ	ге мрежи	79			
	4.1	Општо за моделирањето на ЕЕС	79			
	4.2	Трифазни системи	80			
	4.3	Редни импеданции на надземните водови	82			
	4.4	Заменски шеми на трифазните водови	88			
	4.5	Двонамотни трифазни трансформатори	100			
	4.6	Тринамотни трифазни трансформатори	105			
	4.7	Трифазни автотрансформатори	107			
	4.8	Синхрони генератори	109			
	4.9	Оптоварување на потрошувачите	110			
	4.10	Уреди за компензација	112			
	111	Γραπυραμα μα παραγρατριάτα και μραγία σα πραμοφοριγατισμά	113			
	4.11	сведување на нараметрите во мрежи со трансформатори	115			

5	Реш 5 1	авање Пресм	е на радијални електрични мрежи метка на загуба на напон на вол	117			
	5.2	Пресм		122			
	53	Загиб	r r r r r r r r r r	122			
	5.4	Jai yu		120			
	5.4	5 / 1	Нопольтранота мрожа	122			
		5.4.1		100			
		5.4.2		140			
		5.4.5	мрежа со континуирано оптоварување	142			
6	Пре	сметка	а на јамкасти и сложено-затворени мрежи	149			
	6.1	Општ	о за пресметката на сложено-затворените мрежи	149			
	6.2	Општ	а постапка за пресметка на тековите на моќности во елек-				
		троен	ергетските мрежи	152			
		6.2.1	Метод на јазлови потенцијали	152			
		6.2.2	Метод на контурни струи	160			
		6.2.3	Приближна постапка за пресметка на распределбата на				
			моќности во јамкасти мрежи	164			
	6.3	Метод	ц на раздвојување на мрежата . .	175			
	6.4	Прим	ери кон шестото поглавје	178			
7	Дим	Лимензионирање на радијалните листрибутивни мрежи					
	7.1	Диме	нзионирање според критериумот на константен пресек	193			
	7.2	Диме	нзионирање според критериумот на константна густина				
		на стр	рујата	194			
	7.3	Диме	нзионирање според критериумот на минимална				
		потро	ршувачка на материјал	196			
	7.4	Еконс	омска густина на струјата	199			
	7.5	Диме	нзионирање на разгранети дистрибутивни мрежи	205			
	7.6	Облас	т на примена на разните критериуми за димензионирање	210			
8	Загу	уби на	моќност и енергија во електричните мрежи	213			
	8.1	Загуб	и на активна моќност во елементите на мрежата	213			
	8.2	Загуб	и на активна енергија во елементите на мрежата	214			
	8.3	Метол	и на еквивалентна импеланција	219			
	8.4	Прим	ери придружени кон осмото поглавје	223			
0	Оси	000 00	TOYHUMYO-OVOHOMCIVITO 2112 HIZH H2 FEC	227			
,	01			237			
	9.1 0.2	Троци		237			
	9.2	обіок	оци и структура на трошоците за електроенертетските	220			
	02	Merror		230 211			
	9.3 Q /	Merror	ц па просметковни годишни грошоци (ануитетен метод).	241			
	7.4 0 E		ц па вкуппи актуализирани трошоци	242			
	7.5 0 (OCHOE	зи на методот на актуализација	242			
	9.0	UCHOE	вен модел во студиите за развој на електроенергетските	245			
	07	мреж		245			
	9.7	прим	ери придружени кон деветтото поглавје	250			

10 Квалитет на електричната енергија	275
10.1 Влијание на отстапувањето на напонот врз работата на електри-	
чните приемници и елементите на електричните мрежи	277
10.1.1 Влијание на отстапувањето на напонот врз работата на	277
електричните приемници	277
10.1.2 Влијание на отстапувањето на напонот кај елементите	
на електроенергетските мрежи	279
10.2 Средства и начини за регулација на напонот во електричните	
мрежи	280
10.2.1 Општо за регулацијата на напонот	280
10.2.2 Регулација на напонот при електричните централи	281
10.2.3 Регулација на напонот со измена на вклопната состојба	
во мрежата	281
10.2.4 Регулација на напонот со промена на преносните односи	
кај електроенергетските трансформатори	283
10.241 Трансформатори со можност за регулација во	_00
	283
10.2.4.2 Transformation is a maximum conversion of the maximum conv	205
товар (РПТ)	283
10.2.5 Регулација на напонот со помош на конлензаторски	
батерии	285
10.3 Κουτροπο μο κροπιστρατιστικό μο μοποιμότιρο Μραγιστρ	203
	207
то.4 примери кон десеттото поглавје	200

1

Општо за електроенергетските мрежи

1.1 Основни поими

Современиот човек има значителни потреби од енергија. Енергијата најчесто се добива со согорување на фосилните горива, природниот гас, од речните текови (водните сили) или со нуклеарна фисија. Заради ограниченоста на резервите на наведените извори на примарната енергија и порастот на цената на енергијата воопшто, во последните години вниманието сѐ повеќе се свртува и кон геотермалната, сончевата и енергијата на ветрот.

Множеството од сите елементи што учествуваат во процесите за:

- добивање,
- преобразување,
- распределба и
- користење

на сите видови енергија го нарекуваме енергетски систем (ЕС).

Енергетскиот систем се состои од:

- парни котли,
- турбини,
- генератори,
- водови за пренос на топлина,
- водови за пренос на електрична енергија,
- уреди за греење,
- уреди за електрична влеча,
- енергетски трансформатори,
- пумпи,
- вентилатори, итн.

Под поимот *електроенергетски систем* (ЕЕС) обично се подразбира електричниот дел од енергетскиот систем. Електроенергетскиот систем има задача да:

- произведува,
- пренесува и
- распределува, како и да
- преобразува,

исклучително (или главно) електрична енергија.

Електричните мрежи односно електроенергетските мрежи¹ служат за пренесување на електричната енергија од изворите (електричните централи) и распределба на електричната енергија до нејзините потрошувачи. Практично целата електрична енергија што се произведува во електричните централи се доведува до електричните приемници преку електричните мрежи. Притоа енергијата може да се пренесува на мошне големи растојанија (стотици, па и илјадници километри) и на тој пат повеќе пати да се трансформира и да се менува квантитативно и квалитативно.

Основни елементи во електричните мрежи се водовите и енергетските трансформатори. Трансформаторите служат за промена на напонот и струјата. Тие се поставуваат во *трансформаторските станици* (TC), заедно со прекинувачите, разделувачите (раставувачите) и другите елементи што служат за вклучување и исклучување на елементите од мрежата.

Електрични приемници се уреди кои служат за преобразување на електричната енергија во други видови енергии. Така, на пример, во електричните печки електричната енергија се претвора во топлинска, во електричните светилки таа се претвора во светлинска, во електромоторите таа се претвора во механичка енергија итн. Секој електричен приемник треба да има можност за приклучување на соодветна електрична мрежа, како и можност за исклучување од неа. Честопати е потребно да се посматра не само одделен приемник, туку цела група електрични приемници, па дури и повеќе групи приемници, заедно со електричната мрежа, на која се тие приклучени. Групата електрични приемници (кои не мора да бидат од ист вид), заедно со соодветната припадна електрична мрежа преку која тие се приклучени на заедничката напојна точка и од која се напојуваат со електрична енергија, се

¹Поимот *електроенергетска мрежа* или поедноставно речено *мрежа* нема секогаш исто значење. Во најширока смисла на зборот, поимот "електроенергетска мрежа" е синоним за "електроенергетски систем" (ЕЕС) и ги содржи сите елементи, а тоа се сите на определен начин поврзани генератори, трансформатори, водови, потрошувачи и друго. Честопати под мрежа се мисли само на делот од ЕЕС кој служи за пренесување и распределба на електричната енергија. Вообичаена е поделбата на ЕЕС на *извори, преносна мрежа* и *дистрибутивна мрежа*. Оваа поделба е направена според таканаречените фази на технолошкиот процес на производството, распределбата и користењето на електричната енергија. Во таквата поделба под изворите се подразбираат електричните централи.

нарекува *потрошувач* на електрична енергија. Потрошувачи на електричната енергија се приемниците, заедно со соодветните електрични мрежи, во: стан, зграда, населба, група населби, фабрика, подрачје со неколку фабрики, итн.



Слика 1.1. Приказ на дел од еден ЕЕС

1.2 Кус историјат за формирањето на ЕЕС

Електроенергетиката претставува област од економијата којашто е стара повеќе од еден век. На својот развоен пат таа имала поголем број клучни моменти коишто и го дале нејзиниот денешен облик. Во овој кус преглед ќе бидат наброени некои од поважните настани коишто го детерминирале нејзиниот историјат.

По откритието на галванските елементи на А. Волта (A. Volta) кон крајот на XVIII век, во 1831 година М. Фарадеј (М. Faraday) го открива законот за електромагнетската индукција со што се овозможило претворање на механичката енергија во електромагнетна. Требале да изминат полни 40 години за да биде изграден првиот генератор за еднонасочна струја во 1872 год. од З. Грам (Z. Gramme) за во 1879 година во Њујорк да влезе во погон првата електрична централа којашто произведувала еднонасочна струја на напон 110 V, најповолен за светилките коишто работеле по принципот на волтиниот лак. На почетокот таа служела, главно, за електрично осветлување на градот. Дотогаш осветлувањето на градовите се изведувало обично со помош на гасни лампи.

Првиот обид за пренос на електрична енергија на поголеми растојанија е направен во 1873 година кога инженерот Фотен (Fautain) на Меѓународната изложба во Виена ја демонстрирал можноста на пренос на 1 kW на растојание од 1 km. Во исто време М. Дебре со своите научни трудови докажал дека е можно пренесување на електрична енергија на многу поголеми растојанија при висок коефициент на полезно дејство ако со зголемувањето на преносното растојнаие се зголемува и висината на работниот напон.

Со изумот на сијалицата со вжарено влакно и нејзиното усовршување од страна на Т. Едисон (Т. Edison) нагло пораснал интересот за електричното осветлување на градовите и потребите од широка електрифијација на населените места. Во 1882 година е реализирано осветлување на делови од градот Њујорк со помош на електрична енергија. Затоа таа година се смета за почетокот на ерата на електрификцијата и изградбата на електричните мрежи на еднонасочна струја. Но поради нискиот преноснен напон веднаш се јавиле и проблемите со преносот на електричната енергија од електричните централи до самите потрошувачи (високи загуби и големи падови на напонот) и тоа бил главниот недостаток на еднонасочната струја.

И покрај сите недостатоци свразни со малите преносни можности, еднонасочната струја сѐ уште доминирала и понатаму зашто не постоела можност наизменичната струја да се користи во индустријата за производство на механичка моќност. Со пронајдокот на Н. Тесла на вртливото магнетно поле со помош на системот полифазни струи и пронаоѓањето на асинхрониот (индукционен) мотор, патентиран во 1888 год. којшто работел на наизменична струја и бил многу поробусен, посигурен и поевтин, нагло пораснал интересот за воведувањето на наизменичната струја, особено поради фактот што таа можела да се произведува било каде и да се пренесува на многу поголеми растојанија без големи проблеми. Може да се смета дека таа година е направен главниот пресврт во електроенергетиката и од тој момент, во јавната електрификација, системот за еднонасочна струја се напушта на сметка на примената на наизменичните струи. Со Теслините изуми на полето на полифазните генератори, трансформатори, мотори и преносни водови се удрени темелите на примената на наизменичните струи не само во широката потрошувачка туку и во индустријата и еднаш за секогаш се расчистило со дотогашната дилема еднонасочна или наизменична струја и во кој правец да се одвива идниот развој на електрификацијата во светот.

Посебен поттик на натамошниот развој на трифазните системи за наизменична струја дал настанот во 1891 година кога е реализиран првиот пренос со наизменична струја на растојание од 179 km при напон 15 kV, кога од постојната хидроелектрана во Лауфен на реката Некар, со моќност 230 kVA се извршил директен пренос на моќноста во саемските простории на Меѓународниот саем на електротехниката којшто тогаш се одржувал во Франкфурт на Мајна, како директен и видлив доказ за можностите на преносот со наизменична струја со чија помош механичката енергија на водниот тек на една река може да се пренесе на многу големо растојание како електрична и повторно да се претвори во механичка, за погон на водна пумпа.

До крајот на XIX век истовремено постоеле еднонасочните и наизменичните системи за разни фреквенции во интервалот од 20 до 100 Hz. Но со последните споменати откритија судбината на еднонасочната струја веќе била решена. Првата хидроелектрана со позначајна моќност е изградена на слаповите на реката Нијагара по замислата и проектот на H. Тесла. Таа била на почетокот изведена со три двофазни генератори со моќост 3700 kW и тие работеле на напон 2400 V. Пуштена е во работа во 1895 година, а работи и денес со 8 генератори и вкупна моќност од 30 MW. Во тоа време од оваа електрана се напојувал градот Бафало во САД којшто се наоѓа на растојание од самата електрана од 37 km.

Како резултат на сето тоа назименичната струја започнува да се користи како основен вид енергија во индустријата. Со зголемувањето на побарувачката растеле и номиналните напони на преносните системи. Веќе во 1906 година работниот напон достигнал вредност од 60 kV. Главната пречка за повишување на работните напони биле потпорните изолатори со коишто во тоа време се изведувале преносните водови и нивната ограничена механичка цврстина. По воведувањето на изолаторските вериги со коишто се разрешил тој проблем, номиналните напони на преносните мрежи брзо растат. Веќе во 1908 година е направен првиот 110 kV далновод а во 1922 година првиот 220 kV далновод. Тогаш се појавила нова пречка за натамошен пораст на работните напони – короната која, како што е познато, претставува процес на интензивна јонизација на просторот околу фазните спроводници под дејство на јакото електрично поле.

Проблемот со короната делумно се решил со употреба на "шупливи" спроводници кои што имаат облик на цевка заради вештачко зголемување на нивниот надворешен дијаметар. На тој начин во 1938 година во САД е изграден 287,5 kV надземен вод со должина 430 km кој што градот Лос Ангелес го поврзувал со дотогаш најголемата хидрелектрана во светот "Хувер Дам".

Првиот вод со номинален напон 380 (400) kV, долг скоро 1000 km, е изграден во Шведска во 1952 година. Но кај него се применила друга техника за справување со короната, а тоа е употребата на спроводници во сноп, по неколку спроводници за секоја фаза на водот. Веднаш потоа (1956) година 400 kV преносен вод е изграден во СССР и во Германија. 400 kV работен напон станал основа на изградбата на преносните мрежи во скоро сите европски земји. Во бившата СФРЈ тој е за прв пат воведен во 1971 година. Веднаш потоа е изграден првиот 400 kV надземен вод во Македонија (Скопје 1 – Дуброво – Солун).

Следниот напонски скок се случил во 1957 година во СССР кога е пуштен во погон 500 kV далновод помеѓу хидорелектрана на реката Волга и градот Москва, со преносна моќ од 800 MW. Веќе во 1965 година во Канада е воведен напонот 765 kV за пренос на моќност од 5700 MW помеѓу големите XE на реката Ст. Лоренс и градовите Монтреал и Квебек, а веднаш потоа истиот напон е воведен во САД и СССР. Највисок номинален напон на постоен преносен далновод којшто е во редовен погон е 1150 kV, изграден во СССР во 1987 година. Се експериментира и со уште повисоки напони (нпр. 1500 kV) но проблемите со короната, барем засега, сè уште не се разрешени. Искуството говори дека на ова ниво на технолошкиот развој горната граница за успешно справување со ефектот на корона кај преносните надземни водови е негде околу 800 kV.

Пренос со еднонасочна струја е повторно актуализиран во педесетите години од минатиот век, особено за подморски пренос на големи моќности на големи растојанија со помош на кабел. Во 1954 година со кабел долг 100 km на напон 100 kV е поврзано островот Готланд во Балтичкото море со шведското копно во градот Вастервик. Првиот надземен пренос со еднонасочен напон е реализиран во СССР во 1963 година со далновод ± 400 kV, долг 470 km и со преносна моќност 720 MW. Денес постојат надземни водови за еднонасочен пренос ± 800 kV но и водови со напон ± 1000 kV со коишто се совладуваат значителни должини. Причини за воведувањето на преносот со еднонасочна струја се бројни. Посматрано од економски аспект, оценето е дека за пренос на големи моќности на растојанија до 500 km е поисплатлива примената на наизменичнен трифазен систем додека за поголеми должини поповолно е да се применува преносот со еднонасочна струја.

1.3 Значење и улога на електричните мрежи

Со електричните мрежи се настојува да се поврзат што е можно повеќе извори и потрошувачи во еден електроенергетски систем². Притоа се постигнуваат следните техничко-економски предности:

² Високонапонските преносни мрежи на разни региони, области, па и разни држави се стремат да бидат меѓусебно поврзани, бидејќи тоа претставува обостран интерес на сите корисници. Со нивното поврзување е овозможено следново: 1. користење на производството на големите, економични, извори на електрична енергија кои можат да се наоѓаат и подалеку од главните потрошувачки центри; 2. поврзување на централите со различни карактеристики и нивно оптимално прилагодување според потребите на конзумот; 3. намалување на потребната ладна и топла (вртлива) резерва на моќност во системот; 4. намалување на врвното оптоварување на изворите преку поврзување на конзумни подрачја со различни карактеристики. Целта на овој приказ е да ги истакне значењето и улогата на преносната мрежа како дел на ЕЕС, во неговото складно, рационално и економично функционирање. Притоа за цело време треба да се имаат предвид и неможноста од складирање на електричната енергија, т.е. истовременоста на производството и потрошувачката на електричната енергија.

- можност за зголемување на електричните моќности на генераторите и електричните централи, со што се намалува цената на инсталираниот киловат во нив и што дозволува значително да се зголеми обемот на производството при исти производни површини и ист вложен труд на вработениот персонал;
- значително зголемување на доверливоста на снабдувањето на потрошувачите со електрична енергија;
- зголемување на економичноста во работењето на разните видови електрични централи, при што се настојува да се обезбеди најефикасно искористување на моќностите на хидроцентралите (ХЕЦ) и најекономично работење на термоцентралите (ТЕЦ);
- намалување на неопходната вкупна резервна моќност на централите.

Електроенергетските мрежи треба да се имаат предвид и при решавањето на многу други проблеми како што се:

- составувањето на енергетскиот биланс на земјата;
- определувањето на перспективниот развој на одделните подрачја и искористувањето на суровинските извори (ресурси);
- изборот на локацијата и моќноста на новите електрични централи;
- лоцирањето на големите индустриски објекти;
- поврзувањето на електроенергетските системи.

Во принцип, не е исправно ако при изборот и донесувањето на одлуките во врска со претходните проблеми парцијално се посматра и проучува само една електрична централа, само една електрична мрежа и слично. Овие проблеми треба да се решаваат комплексно, земајќи го предвид нивното меѓусебно влијание и поврзаност, а со цел да се обезбеди најефикасно и најрационално искористување на расположливите енергетски ресурси. Дури по решавањето на овие проблеми треба да се пристапи кон проектирањето на поедините елементи од ЕЕС како што се: електричните централи, електричните мрежи со различни напонски нивоа, средствата за заштита, автоматика и слично.³

³Основа за планирањето на растот и развитокот на ЕЕС првенствено е прогнозата на потребата од електрична енергија по количество (kWh), по моќност (kW) и по местото на нејзиното консумирање. Прогнозата се прави за повеќе години, па и децении нанапред. Прогнозата на потрошувачката на електрична енегија, па и прогнозата на потребната моќност, најчесто се темели на остварената потрошувачка и нејзиниот раст во минатото. На таков начин е утврдено, на пример, дека потрошувачката на електричната енергија во светот во последните неколку децении расте од година во година со просечна стапка на пораст од околу 7% годишно, што значи дека потребите од моќност и енергија се удвојуваат на секои десет години. Во низа земји (обично во понеразвиените) овој пораст е поинтензивен, додека во други (најчесто во индустриски развиените земји) тој изнесува само неколку проценти годишно. Кај нас во последните дваесетина години просечната стапка на пораст изнесува само неколку проценти годишно, макар што во осумдесеттите години од XX-тиот век таа се движеше меѓу

1.4 Класификација на електричните мрежи

Во зависност од моќноста што се пренесува низ мрежата, растојанието на коешто таа се пренесува и во зависност од бројот на потрошувачите кои се напојуваат од неа, мрежата има определена сложеност, конструктивна изведба, карактеристични параметри и слично. Оттука произлегува дека електричните мрежи можат да се класифицираат по низа показатели, меѓу кои основни се:

- конструктивната изведба,
- видот на струјата,
- карактерот на потрошувачите,
- номиналниот напон и
- шемата на поврзување.

Според конструктивната изведба разликуваме:

- надземни мрежи,
- кабелски мрежи и
- внатрешни електрични инсталации.

Надземната мрежа е составена од надземни електроенергетски водови (далноводи, односно далекуводи), изведени најчесто со голи (неизолирани) спроводници, кои со помош на електрични изолатори се обесени (и прицврстени) за електричните столбови. Мрежите надвор од зградите најчесто се градат како надземни, бидејќи во однос на кабелските мрежи тие се значително поевтини, а истовремено се поедноставни како за изведба така и за експлоатација. Меѓутоа, надземните водови, од друга страна, значително повеќе се изложени на повреди, па надземните мрежи се понесигурни во погонот.

Под поимот *кабел* подразбираме систем на спроводници изолирани меѓу себе и во однос на околината. Водовите изведени со кабли, т.е. *кабелските водови*, обично се поставуваат во земја, со што се постигнуваат следните предности: водот е побезбеден и посигурен во работењето, од естетски

⁸ и 10%, додека во седумдесеттите години таа беше поголема и од 10%. Удвојувањето на инсталираната моќност во изворите и преносните елементи на ЕЕС на секои десет години значи перманентно вложување на огромни инвестиции во ЕЕС. Утврдено е дека, во тој случај, за одржување на усогласен раст (развиток) на ЕЕС сообразно со потребите на земјата од електрична енергија е потребно во ЕЕС трајно да се вложуваат средства во висина од 25 а 30% од вкупните вложувања во индустријата, што претставува околу 1/10 од вкупните инвестиции во земјата, односно околу 2,5% од националниот доход. Овие размери на потребните средства укажуваат на сериозноста на задачата на планерот на ЕЕС, особено на оној кој ги донесува инвестиционите одлуки. За таа цел се развиени разни методи со помош на кои се вршат техничко економски анализи, врз основа на кои аргументирано се донесуваат споменатите инвестициски одлуки.

и урбанистички причини тој е значително поприкладен (што е понекогаш пресудно за неговата употреба) и потребен е значително помал простор за неговата изведба.

Но тука се и следните недостатоци: поголема цена, отежната екплоатација, посложена изработка и др. По правило, кабелските мрежи се изведуваат во градовите и на териториите на индустриските претпријатија.

Внатрешните електрични инсталации се изведуваат со изолирани спроводници, поставени во инсталациони цевки или пак под малтерот, во ѕидовите и таваните од просториите. Понекогаш тие се изведуваат и со специјални спроводници во вид на шини или пак (ретко) со неизолирани спроводници.

Според видот на струјата разликуваме:

- мрежи за наизменична и
- мрежи за еднонасочна струја.

Електроенергетските мрежи најчесто се градат како трифазни мрежи за наизменична струја. Наизменичната струја поедноставно се трансформира и дистрибуира, а трифазните мрежи во однос на еднонасочните се и технички и економски поповолни. Во последно време повторно почнува да се користи еднонасочниот напон, но исклучително за пренесување на електричната енергија на многу големи далечини (поголеми од 500 km) и за пренесување на многу големи моќности, од редот на 1000 MW и повеќе.

Во случајот на поголем број монофазни електрични приемници, какви што се повеќето електрични уреди во домаќинствата, тие се напојуваат со електрична енергија преку повеќе монофазни отцепи. Чисто монофазни мрежи се доста ретки и се среќаваат во селските па и градските населби од постар датум.

Според *карактерот на потрошувачите* и во зависност од намената на територијата на која се формираат, разликуваме:

- градски мрежи,
- селски мрежи,
- индустриски мрежи,
- регионални мрежи и др.

Покрај оваа поделба мрежите можат да се класифицираат и како:

- дистрибутивни мрежи и
- преносни мрежи.

Дистрибутивна се нарекува онаа мрежа на која непосредно се приклучуваат електричните приемници, но и мрежа со повисок напон на која се приклучени поголем број трансформаторски станици, а која е прилично разгранета. Останатите електроенергетски мрежи со висок напон се вбројуваат во *преносните мрежи*.

Во наши услови мрежите со напон повисок од 110 kV се преносни, додека мрежите со напон понизок од 110 kV се дистрибутивни. Мрежите со напон 110 kV, зависно од нивната положба и улога во ЕЕС, некаде се преносни, а некаде се дистрибутивни.⁴

Секоја мрежа се карактеризира со *номинален напон*, на кој се пресметуваат и според кој се избираат елементите на нејзината електротехничка опрема. Фактичката вредност на напонот во текот на работата на мрежата може да се разликува од номиналниот напон за мал износ.

Во нашата земја со стандард се дефинирани напоните што можат да се користат како номинални напони на електричните мрежи. За трифазните мрежи со три и четири спроводници и напон до 1000 V (низок напон) се стандардизирани следниве номинални напони: 127/220* V, 230/400 V, 500* V, 660* V, 1000 V.

Вредностите означени со ѕвездичка не смеат да се употребуваат во јавната електрификација. Во случаите каде што се дадени две вредности, одделени со коса црта, првиот број го означува фазниот, а вториот меѓуфазниот (линискиот) напон.

Не е на одмет да се забележи дека, кога се зборува за номинален напон (или воопшто напон) на трифазна мрежа, редовно се подразбира меѓуфазен напон. Кога се зборува за фазниот напон, тогаш тоа посебно се нагласува.

Во трифазните мрежи со напон над 1000 V се стандардизирани две вредности на напонот: *номинален напон* и *највисок погонски напон*. Нивните вредности се дадени во табелата 1.1.

За напоните над 1 kV често се користи и следната поделба⁵:

- напоните од 1 до 35 kV се нарекуваат средни напони (СН);
- напоните 110 и 220 kV се нарекуваат високи напони (ВН);
- напоните повисоки од 220 kV се нарекуваат супер високи напони (CBH).

⁴Прецизно разграничување меѓу преносните и дистрибутивните мрежи е тешко да се направи. Таквата поделба не е еднозначна. Според "техничката" поделба *преносната мрежа* ја сочинуваат водовите и постројките со номинален напон 110 kV и повеќе, а остатокот е т.н. *дистрибутивна мрежа.* Според функционалната поделба преносната мрежа е оној дел од ЕЕС кој заедно со изворите учествува во водењето и во оптимирањето на водењето на споменатиот технолошки процес. Сето останато претставува дистрибутивна мрежа, без оглед на нејзиниот номинален напон.

⁵Наведената поделба е условна и е вообичаена во "инженерската терминологија", а како таква се среќава и во стручната литература. Инаку, според прописите, мрежите со номинален напон до 1000 V се нарекуваат *нисконапонски*, додека останатите (со номинален напон над 1000 V) се *високонапонски мрежи*.

Номинален напон (kV)	Највисок погонски напон (kV)	
3*	3,6*	
6*	7,2*	
10	12	
20	24	
35	38	
60	72,5	
110	123	
220	245	
380	420	

Табела 1.1. Стандардизирани вредности на напоните

Според шемата на поврзувањето мрежите најчесто се делат на:

- отворени (радијални),
- отворени со зголемена доверливост,
- јамкасти (затворени) и
- сложено-затворени мрежи.

При напојувањето на приемниците односно потрошувачите со електрична енергија преку отворена мрежа⁶, низ секој елемент од мрежата енергијата тече само во една насока (слики 1.3 и 1.4) и со исклучувањето на кој и да е елемент на ваквата мрежа се прекратува напојувањето со електрична енергија на еден или повеќе потрошувачи.

Кај отворените мрежи со зголемена доверливост⁷ (слика 1.5), ако поради дефект дојде до исклучување на било кој од водовите, ќе дојде само до кратковремен прекин во снабдувањето на дел од потрошувачите, т.е. додека не се вклучи во погон друг, резервен вод, кој нормално не е оптоварен. На пример, во мрежата од сликата 1.5, при нормален погон (нормален режим на работа) еден од разделувачите (раставувачите) "Р" во постројките "В" и "С" е отворен, а водот "В-С" е во резерва и не пренесува електрична енергија. Но ако дојде до дефект на магистралниот вод "А-В", тој се исклучува на својот почеток

⁶Отворена мрежа е мрежа во која не постојат затворени јамки (контури) ниту пак постојат резервни водови со чие вклучување е можно формирање на такви јамки.

⁷Отворена мрежа со зголемена доверливост е таква мрежа која во погонот, нормално, има радијална структура и не содржи ниту една затворена контура. Меѓутоа, ваквите мрежи имаат т.н. "резервни водови" (или резервни врски) кои нормално се исклучени (т.е. не пренесуваат електрична енергија), а се вклучуваат, кога е тоа неопходно (нпр. при појава на дефект на некој вод од мрежата) и остануваат вклучени сè додека е тоа неопходно (нпр. до отстранувањето на дефектот и поправката на дефектниот вод).

и по изолирањето на повредената делница и затворањето на отворениот разделувач "Р", потрошувачите што биле напојувани преку водот "А-В" ќе продолжат да добиваат енергија преку водот "В-С". Аналогно би се постапило и во случај на дефект на водот "А-С".



Слика 1.2. Заемна поврзаност на мрежите со разни напонски нивоа

Вклучувањето на резервните водови кај ваквите мрежи се врши рачно или автоматски. Притоа се настојува тоа да се направи во што е можно пократко време, за да биде што е можно пократок прекинот во електроснабдувањето.



Слика 1.3. Отворена (радијална) мрежа - принципиелен приказ



Слика 1.4. Примери за отворени мрежи

Кај јамкастите (затворени) мрежи (слика 1.7а) елементите на мрежата образуваат јамка (прстен). Поради тоа секој потрошувач има можност да се снабдува со електрична енергија и во случај на дефект (исклучување) на кој и да е од елементите што ја образуваат јамката.

Сложено-затворена мрежа е мрежа која во себе содржи повеќе јамки (затворени контури). Се разбира, освен јамките, таа може во некои свои делови да има и радијална структура, т.е. да содржи и отворени мрежи. На сликите 1.76 и 1.7в се прикажани две сложено-затворени мрежи.



Слика 1.5. Отворена мрежа со зголемена доверливост





(а) двострано напојувана мрежа

(б) мрежа со отворени прстени

Слика 1.6. Примери за отворени мрежи со зголемена доверливост

Легенда: А, В – напојни ТС; Р – разделувач; НО – нормално отворен уред - постројка



1.5 Електрични параметри на електричните мрежи

Кога вршиме анализа на работата на една електрична мрежа, разликуваме:

- параметри на елементите на мрежата и
- параметри на режимот на работа на мрежата.

Параметри на елементите на мрежата се, на пример: активните отпорности и спроводности, реактивните отпорности и спроводности на елементите, пресеците на спроводниците од поедините водови, номиналните моќности, коефициентите на трансформација на енергетските трансформатори и друго.

Во *параметрите на режимот* на работа на мрежата спаѓаат: фреквенцијата, напоните во поедините јазли, струите и моќностите низ елементите од мрежата, факторот на моќност $\cos \phi$ и друго. Покрај тоа, тука спаѓаат и вредностите кои ја карактеризираат несиметријата на трифазниот систем, несинусоидалноста на кривата на напонот и друго.

Под *режим на работа* (работен режим) на една електроенергетска мрежа се подразбира нејзината електрична состојба. Всушност, оваа состојба непрекинато се менува, што е последица на промената на оптоварувањата на потрошувачите, вклучувањата и исклучувањата на поедините приемници, промената на вклопната состојба во мрежата и друго.

Промената на оптоварувањето на еден потрошувач или на група потрошувачи во текот на едно деноноќие обично се претставува графички во вид на дијаграм кој се нарекува *дневен дијаграм на оптоварувањето*. Тој се црта во правоаголен координатен систем, при што на апсцисната оска се нанесува времето, додека на ординатната оска се нанесуваат соодветните оптоварувања. Вообичаено е денот да се подели на 24 часа, т.е. единица за време во дијаграмите на оптоварување да биде 1 час⁸. За илустрација, на сликата 1.8 е прикажан типичен дневен дијаграм на активна моќност на една поголема станбена зграда.

⁸Во поново време дневните дијаграми на оптоварување на потрошувачите се снимаат автоматски, со помош на таканаречените "регистратори", со зголемена "резолуција", на секои 10-15 минути. На тој начин дневниот дијаграм на оптоварувањето на потрошувачите се опишува попрецизно, со вкупно 24×6 = 144 односно 24×4 = 96 вредности.



Слика 1.8. Дневен дијаграм на оптоварување на потрошувач

Промените на оптоварувањето на еден потрошувач или на оптоварувањето на еден елемент од мрежата се случајни и не можат однапред во целост да се предвидат. Исто така, дијаграмот на оптоварување во различни денови е различен, иако обликот на дневниот дијаграм за различни денови донекаде е ист.

При пресметките на мрежите обично се разгледуваат идеализирани (претпоставени) карактеристични режими на нивната работа, кои можат и воопшто да не се реализираат. Притоа се претпоставува дека се работи за *стационарни режими* на работа, т.е. за режими во коишто напоните, струите и оптоварувањата се константни.

Споменатите пресметки на мрежите за карактеристичните режими на работа всушност се проверки со кои сакаме да утврдиме какво ќе биде поведението на мрежата и какви ќе бидат режимските параметри за секој од случаите што реално можат да се јават. Параметрите на режимот не смеат да бидат произволни, бидејќи секој елемент од мрежата има номинални карактеристики кои, како технички ограничувања, ги определуваат дозволените параметри на работниот режим на мрежата во нормални услови.

Покрај анализата на режимите што се јавуваат во нормални услови на работа, потребно е да се разгледуваат и *ненормални* (*хавариски*) услови на работа, т.е. да се разгледуваат и анализираат режими што се јавуваат по некоја хаварија (дефект) во мрежата⁹.

⁹По настанатата хаварија (дефект) системот преминува од нормална во хаваријна состојба. За време на траењето на таквата состојба мрежата е обично подложена на зголемени струјни и напонски напрегања кои можат да доведат до привремени или трајни оштетувања на некои нејзини елементи. Затоа мрежата мора да биде снабена со уреди кои овозможуваат што е можно побрзо отстранување на причините кои довеле до нарушувањето на состојбата и воспоставување на нормалната состојба на погонот. Во денешно време таквите уреди обично се со автоматско дејство.

Хавариски режим на работа на мрежата имаме тогаш кога поради дефект, некој од елементите на системот мора да биде исклучен и кога имаме отежнати услови на работа. Во ваквите работни режими режимските параметри обично се разликуваат во поголема мера од своите вообичаени вредности, но сепак, иако ваквите режими траат релативно кратко време и ретко се случуваат, параметрите на режимот од чисто технички причини мораат да бидат во прифатливи граници.

Пресметките што ќе ги правиме се однесуваат на случајот кога во трифазната мрежа имаме потполна симетрија или пак кога несиметријата е сосема мала. Но, во практиката е можно да дојде и до нарушување на симетријата на напоните и струите во позначителна мерка, па дури и да дојде до нарушување на синусоидалноста на кривата на напонот, т.е. до појава на *виши хармоници*.

Причина за несиметријата се еднофазните електрични приемници чиишто моќности стануваат сè поголеми и поголеми. Во јавните дистрибутивни мрежи несиметријата е присутна во нискиот напон (231/400 V), додека во CH и BH преносни мрежи таа е многу малку присутна, скоро незабележителна. Во индустриските мрежи несиметријата ја внесуваат еднофазните електролачни печки, големите уреди за заварување и слични потрошувачи. Причина за несинусоидалната промена на напонот и појавата на вишите хармоници во мрежата се најчесто насочувачките уреди, нелинеарните потрошувачи и др.

Анализите на несиметричните режими на работа и анализите на преодните режими на работа на една мрежа нема да се разгледуваат во овој материјал.

1.6 Барања што треба да ги задоволат електричните мрежи

Основна задача на електричните мрежи е тие да вршат доверливо електроснабдување на потрошувачите со електрична енергија која во исто време треба да има и определен *квалитет*¹⁰. Истовремено, работата на

¹⁰Пошироко гледано, задачата на ЕЕС е да врши трајно задоволување на сите потреби на потрошувачите од електрична енергија во бараните количества. Притоа, електричната енергија што им се испорачува на потрошувачите мора да биде квалитетна. Мерките за квалитетот на електричната енергија се: 1) фреквенцијата, 2) квалитетот на напонот и 3) континуитетот во испораката на електричната енергија. Фреквенцијата на напонот мора да биде константна, а нејзиното отстапување од номиналната вредност (кај нас 50 Hz) да биде незначително (0,1 Hz). Поголемите отстапувања на фреквенцијата обично се знак за настанат дефект во системот. Напонот, поради падовите на напон, не може во сите точки од мрежата да има иста вредност н еднаква на номиналната. Сепак, со правилно димензионирање на мрежата и со примената на разни средства за регулација на напоните, можно е да им се обезбеди на потрошувачите квалитетен напон, т.е. напон кој малку ќе отстапува од својата номинална вредност. Исто така, напонот мора да биде "чист" од виши хармоници, т.е. да има синусоиден облик, а трифазниот систем на напони во секоја точка од мрежата

мрежата треба да одговара и на барањата за максимална *економичност*¹¹. Тоа се однесува како на условите на проектирањето така и на условите на експлоатацијата.

Обично најнапред се настојува да се задоволат барањата за обезбедување на *доверливоста* и квалитетот на испорачаната електрична енергија и на тој начин се доаѓа до определен број технички решенија. Потоа прифатливите решенија се корегираат според критериумите на економичност. Најважна задача на инженерската дејност во областа на електроенергетските мрежи и системи е аргументирано исполнување на горните барања.

Проблемот со *доверливоста во електроснабдувањето* на потрошувачите е последица на фактот што практично секој елемент на мрежата во текот на својата работа е подложен на повреди, а тоа обично предизвикува прекини во електроснабдувањето. Намалувањето на обемот на повредите и прекините најчесто е условено со значителни дополнителни трошоци, кои се сврзани со резервирање на поедини елементи на мрежата, нејзино побогато димензионирање, зголемување на нејзината преносна моќ и друго. Инаку причините за прекините и оштетувањето на елементите од мрежата се наоѓаат најчесто надвор од неа: атмосферски празнења (удар на гром), олујни ветришта, механички повреди, големи количества на нафатен мраз во зимскиот период и слично, макар што понекогаш причините можат да се бараат и во неправилното ракување и одржување на опремата, нејзината дотраеност итн.

Изградбата и експлоатацијата на електроенергетските мрежи се поврзани со вложување на големи материјални средства. Затоа не само при нивното проектирање и изградба, туку и при нивната работа, во условите на експлоатација, преку сестрани анализи треба да се обезбеди што е можно поголема економичност во нивното работење. Ова е особено нужно при изборот на вклопната состојба, т.е. при изборот на шемата на поврзување на водовите, при определувањето на потребната резерва, при изборот на

треба да биде симетричен. Континуитет во испораката (трајна расположливост) на електричната енергија претставува способност на системот на потрошувачите да им испорачува електрична енергија во секој момент, и тоа во количества коишто им се потребни, независно од тоа дали сите елементи од ЕЕС се во погон или пак се исклучени од разни причини. Се разбира дека, за ЕЕС да биде доверлив во испораката на електрична енергија, тој ќе мора да располага со извесна резерва како во производните така и во своите преносни капацитети.

¹¹Сите активности сврзани со погонот, одржувањето и изградбата на ЕЕС треба да бидат насочени така што, со задоволителен квалитет, системот трајно ќе им испорачува на потрошувачите електрична енергија со најниска можна цена. Во ова особено важна улога игра преносната мрежа, бидејќи таа овозможува меѓусебно поврзување и надополнување и на изворите и на потрошувачите на електрична енергија, независно од нивниот карактер и нивните локации. Со други зборови, преносната мрежа овозможува економично водење на ЕЕС (т.е. воведување на т.н. "економски диспечинг").

номиналните параметри на елементите, при определувањето на соодветниот степен на автоматизација и слично.

1.7 Задача на пресметките на електроенергетските мрежи

Во сите фази на проектирањето, а подоцна и во текот на самата експлоатација на една електроенергетска мрежа, потребно е да се прават низа пресметки на нејзините режими на работа. Целта на овие пресметки е да се изврши проверка на техничките услови, т.е. проверка дали струите низ поедините елементи и напоните во поедините јазли се во дозволените граници. Покрај тоа, со пресметките се проценуваат и загубите на активната и реактивната моќност и енергија во мрежата како и вредноста на овие загуби, што од своја страна, на извесен начин, ја карактеризира и економичноста на работата на мрежата.

Во зависност од дадените услови и поставената задача, пресметките на работните режими се изведуваат повеќе или помалку детално, со различен степен на точност и со земање предвид разни влијателни фактори. На пример, при разработката на планот на развој на електроенергетскиот систем на земјата, истовремено со изборот на локацијата и моќностите на идните електрични централи, се прават пресметки на работните режими и на преносната мрежа.

Во овие пресметки, оптоварувањата на потрошувачите се познати само ориентационо и најчесто секоја дистрибутивна мрежа се претставува како еден единствен потрошувач. Затоа од резултатите на овие пресметки не може да се бара да се одликуваат со голема точност, но тие сепак можат да бидат од корист при проценувањето на идните режими на работа.

При проектирањето на EEC односно мрежите со разни напонски нивоа, врз основа на претходните пресметки на работните режими, се избираат параметрите на идните водови, трансформатори, електрични централи, како и карактеристиките на уредите за заштита и автоматика. Потоа пресметките на работните режими се изведуваат подетално и со поголема точност.

При пресметките на работните режими на преносната и дистрибутивната мрежа веќе се поточно познати параметрите на нејзините поедини елементи, а во пресметките се влегува со попрецизно определени оптоварувања на потрошувачите. Преку овие пресметки се проверува прифатливоста на параметрите на режимот за одделни елементи од мрежата, се избираат уреди за заштита и автоматика и слично. Бидејќи ЕЕС треба да работи не само сигурно туку и економично, подоцна се прават пресметки за оптимизација на режимите за работа на ЕЕС, како што се: пресметките за определување на економски најсоодветната распределба на моќностите меѓу електричните централи во системот, пресметките за определување на минимални загуби на електричната енергија во мрежата и слично. Овие пресметки се изведуваат со релативно висок степен на точност, при што се уважуваат и помалку значителните фактори, кои во фазата на проектирањето биле занемарувани.

Во денешно време сите овие пресметки, почнувајќи од тие што се вршат уште во фазата на проектирањето, па сè до пресметките што се во врска со оптимизацијата на режимите на работа на изворите и самата мрежа во EEC, се вршат со помош на компјутери.

2 Елементи на електроенергетските мрежи и нивна конструктивна изведба

2.1 Состав на електроенергетските системи

Во современите електроенергетски системи (ЕЕС) изворите често се прилично оддалечени од поедините потрошувачки центри и енергијата се пренесува по долг и сложен пат. Притоа основната улога во прифаќањето на произведената електрична енергија и нејзиниот пренос до главните потрошувачки центри ја има високонапонската *преносна мрежа*, додека пак *дистрибутивната мрежа* има задача пренесената електрична енергија да ја распредели (дистрибуира) до крајните нејзини корисници потрошувачите. Изворите, заедно со преносната и дистрибутивната мрежа, како и потрошувачите го сочинуваат ЕЕС на една земја или област.

На сликата 2.1 е прикажан, во упростена форма, еден од можните начини и патишта на пренесувањето на електричната енергија во еден поголем ЕЕС. Истата слика е искористена и како можност за запознавање со симболите што се користат во еднофазните (еднополните) заменски шеми на ЕЕС. Се разбира, на сликата 2.1 е прикажан само еден дел од електроенергетскиот систем.

На сликата 2.2 се прикажани вообичсените симболи за графичко прикажување на одделните елементи на ЕЕС.





Синхрон генератор; 2) Блок-трансформатор; 3) Автотрансформатор; 4) 380 kV собирници;
5) 380 kV вод; 6) Придушница (реактор); 7) 110 kV вод; 8) Тринамотен трансформатор; 9)
Синхрон компензатор (СК); 10) 10 kV дистрибутивен вод; 11) Кондензаторска батерија (КБ);
12) Нисконапонска (НН) дистрибутивна мрежа



Слика 2.2. Симболи за поважните елементи на ЕЕС

2.2 Состав на електроенергетските мрежи

Во составот на електроенергетските мрежи спаѓаат следните елементи:

- надземни водови (далноводи),
- кабелски водови,
- двонамотни и тринамотни енергетски трансформатори,
- кондензаторски батерии,
- синхрони компензатори,
- автотрансформатори,
- кондензаторски батерии и
- придушници (реактори).

Меѓутоа, една мрежа не мора секогаш да ги содржи сите наведени елементи.

Во натамошниот дел од текстот накратко ќе бидат изложени основните карактеристики и особености на секој од наведените елементи.

2.3 Надземни водови

Надземните водови (слики 2.3 и 2.4) во основа се составени од:

- столбови,
- спроводници,
- изолатори,
- соодветен обесувачки (овесен) и споен прибор.

На сликата 2.5 е прикажан електричен столб со сите поважни компоненти од кои се составени надземните водови.



Слика 2.3. Дел од еден 400 kV двосистемски надземен вод

Растојанието помеѓу два соседни столба од еден надземен вод се нарекува распон (слика 2.6) и се означува со *а*. Под влијание на сопствената тежина, спроводниците долж распонот не се прави, туку заземаат облик на синџирница (ланчаница) (слика 2.6 и слика 2.8).

Растојанието помеѓу замислената права линија што ги сврзува точките на обесување на спроводниците и самиот спроводник на средината од распонот се бележи со *f* и се нарекува провес (уклон, угиб).



(а) носечки портален столб за напон од 750 kV



(б) двосистемски аголно-затезен столб за напон од 110 kV

Слика 2.4. Челично-решеткасти столбови



Слика 2.5. Дрвен електричен столб од еден 110 kV надземен вод

1) Ногара на столбот; 2) Бандаж (челична жица); 3) Јарбол; 4) Пречка (портал); 5) Арматура за прицврстување на изолаторите; 6) Заштитно (громобранско) јаже; 7) Изолаторски синџир; 8) Фазни спроводници



Слика 2.6. Затезно поле - дел од надземен вод 1) Затезен столб, 2) Носечки столб



Слика 2.7. Монтажа на еден 400 kV челичен аголно-затезен столб

Растојанието означено со *h* на сликата 2.8 треба да биде доволно големо за да се обезбеди безопасно движење на луѓето и транспортните средства под спроводниците од водот. Ова растојание зависи од условите на теренот низ кој минува далекуводот и од неговиот номинален напон.

Во нашата земја постојат прописи кои се регулирани со посебен правилник за градба на надземни електроенергетски водови¹. Височината h на спроводниците над тлото и над објектите на него според овој Правилник мора да биде усогласена со т.н. *сигурносна височина* H_s . Според Правилникот, сигурносната височина е најмалата дозволена вертикална оддалеченост на

¹Во Република Македонија проблематиката на градба на надземните електроенергетски водови сè уште се регулира со некогашниот "Правилник за техничките нормативи за изградба на надземни електроенергетски водови со номинален напон од 1 kV до 400 kV". (Службен лист на СФРЈ, бр. 65/1988, стр. 1618 - 1643).



Слика 2.8. Дефиниција на поимите "распон" и "провес" кај надземните водови

спроводниците, односно деловите под напон, од земјата или од некој друг објект на земјата во критичниот случај, кога провесот на спроводниците е најголем.

Според истиот Правилник, критичната состојба се јавува при максималната температура на амбиентот $\theta = 40^{\circ}$ С, кога поради високата температура спроводниците се олабавени (опуштени), или пак зиме, при температура од -5° С, кога на спроводниците е нафатен зимски додатен товар (мраз, снег и слично). За водовите за кои се предвидува дека во текот на летните месеци можат да имаат високо специфично струјно оптоварување, Правилникот препорачува височината h да се контролира и пресметува за температура на спроводниците $\theta = 60^{\circ}$ С.

Во табелата 2.1 се прикажани сигурносните височини што ги пропишува нашиот Правилник за некои поважни случаи. Оваа проблематика е многу подетално обработена во споменатиот Правилник.

Услови на теренот	НН водови	ВН водови до 110 kV
Непристапни места	4	5
Места пристапни за возила	5	6
Населени места	5	7
Патишта од I до IV ред	6	7
Градски улици	6	7
Згради со запалив покрив	12	12

Табела 2.1. Сигурносни височини (т) кај надземните водови

За водови со номинален напон 220 kV сигурносните височини се за 0,75 m, додека за водовите со номинален напон 380 kV за 2 m поголеми од наведените вредности во последната колона во табела 2.1.
Растојанието *D* меѓу спроводниците во средината од распонот (слика 2.8) зависи од номиналниот напон на водот и од големината на распонот. Со цел да се обезбеди потребното изолационо растојание и погонот да се направи сигурен, ова растојание е исто така нормирано. Ориентационите вредности за ова растојание се дадени во табелата 2.2.

Номинален напон	Меѓусебно растојание		
U_{n} (kV)	<i>D</i> (m)		
6 - 10	0,8 - 1,5		
35	3,0 - 3,5		
110	4 - 5		
220	6 - 8		
380	9 – 11		

Табела 2.2. Просечни вредности на растојанието помеѓу спроводниците (m)	кај
надземните водови во зависност од нивниот номинален напон	

Височината на столбовите H се определува во основа со сумирање на: сигурносната височина H_s , максималниот провес f и должината на изолаторот односно изолаторскиот синџир λ (слика 2.8).



Слика 2.9. Капест изолатор (стаклен) – основен елемент на изолаторските синџири

Должината на распонот *a* обично ја определуваат економските фактори, бидејќи со зголемувањето на распонот се зголемува провесот, што условува зголемување на височината на столбовите, односно зголемување на нивната цена, но притоа бројот на употребените столбови (а со тоа и бројот на употребените изолатори, заедно со припадниот обесувачки и споен прибор) се намалува. Затоа во конкретните услови треба да се определи вредноста на таканаречениот "*економски распон*", т.е. распон за кој вкупните трошоци за изградба на водот ќе бидат најмали.

За да се има увид во големините на распоните што се применуваат кај надземните водови, ќе наведеме дека за водови со челично-решеткасти столбови распоните за поедините водови со разни напонски нивоа се движат во границите како што е тоа прикажано во табелата 2.3.

Номинален напон $U_n(\mathrm{kV})$	Просечен распон $a(\mathbf{m})$
35	160 – 250
110	250 - 400
220	300 - 400
380	380 - 430

Табела 2.3. Сигурносни височини (m) кај надземните водови

Бројот на изолаторските елементи (членови) во изолаторскиот синџир зависи од напонот на водот и од типот на употребените изолаторски елементи во него. Кај нас изолаторските синџири за напон 10 и 20 kV содржат $1\div 2$ елементи, за напон 35 kV содржат $3\div 4$ елементи, за напон 110 kV содржат $6\div 7$ елементи, за напон 220 kV содржат $11\div 13$ елементи и за напон 380 kV содржат $17\div 21$ елемент (слика 2.10).





Слика 2.10. Изглед на изолаторски синџири за 400 kV вод

Најголемиот процент од столбовите кај секој далекувод се таканаречените "носечки столбови" (слики 2.11 а, в, г). Овие столбови се наменети главно за прифаќање на вертикалните сили со кои спроводниците и јажињата дејствуваат вертикално надолу поради својата тежина и тежината на евентуално нафатениот снег и мраз на нив. Меѓутоа, од причини на сигурност и локализирање на хавариите до кои доаѓа повремено кај далекуводите под дејство на ветрот и нафатените додатни товари од снег и мраз, на секои 3 - 5 km се поставуваат поробусни столбови, кои освен вертикални сили прифаќаат и значителни хоризонтални сили. Овие столбови се нарекуваат *"затезни столбови*". При скршнување на трасата на далекуводите на местото на скршнувањето, исто така, се поставуваат затезни столбови кои се нарекуваат *"аголно-затезни столбови*" (слика 2.11 б).



Слика 2.11. Видови на столбови кај надземните водови а) Дрвен, носечки; б) Дрвен, аголно-затезен; в) Метален 110 kV, носечки; г) Метален 220 kV, носечки

Спроводниците за надземните водови најчесто се изработуваат во вид на јаже, формирано со впредување на округли жици со дијаметар од 1,44 до 4,55 mm. За постигање на поголем напречен пресек на јажето се зголемува бројот на впредените жици. За надземните водови се употребуваат спроводници (јажиња) од алуминиумски жици (слика 2.13), од челични жици (само за заштита на водот од директните атмосферски празнења) и од комбинација на алуминиумски и челични жици, таканаречените *алучел-јажиња* (слика 2.14). Кај последниве внатрешниот дел, кој се нарекува и *челично јадро*, се состои од определен број челични жици и има задача да преземе на себе дел од аксијалните сили на затегање на кои е изложено јажето. Челичното јадро е обвиено со неколку слоеви алуминиумски жици, наречени алуминиумова *обвивка*. Тие претставуваат главен спроводен дел на јажето (над 98%).

За високонапонските (ВН) надземни водови е задолжителна употребата на алучел-јажињата, додека кај нисконапонските (НН) мрежи спроводниците



Слика 2.12. Изолаторски синџири кај надземните водови

а) Носечки (висечки) синџир; б) Затезен изолаторски синџир; в) Носечка стегалка (арматура) за прицврстување на спроводникот



Слика 2.13. Спроводник во форма на јаже за надземен вод

се најчесто јажиња од алуминиум. Во стручната и техничка документација јажињата од алуминиум и комбинираните алучел јажиња се означуваат со стандардизирани ознаки. Кај нас се од април 1995 година на сила МКС стандардите кои се практично идентични со некогашните JUS стандарди и прописи. Така, на пример, ознаката за алуминиумско јаже со номинален напречен пресек 35 mm² гласи: E-Al јаже 35 MKC.H.Ц1.302. Од друга страна, на пример, алучел-јажето со номинален пресек на алуминиумскиот дел од 240 mm² и номинален пресек на челичниот дел од 40 mm² ја има следната ознака: Al/Č јаже 240/40 MKC.H.Ц1.351.

Некои податоци за алуминиумските јажиња (според МКС.Н.Ц1.502) се дадени во табелата 2.4. Во табелата 2.5 се дадени некои од поважните податоци за комбинираните алучел-јажиња (според МКС.Н.Ц1.351).



а) Хомогено јаже б) Комбинирано Al/Fe јаже
 Слика 2.14. Алучел-јаже за надземен вод

Податоците за најголемите трајно дозволени струи I_d (коишто понекогаш ќе ги нарекуваме со скратениот назив "трајно дозволени струи" или само "дозволени струи") од овие табели се однесуваат на условите кога температурата на воздухот изнесува $\theta_a = 40^\circ$ С, така што со наведените струи (при отсуство на ветер) температурата на спроводниците би ја достигнала својата максимална дозволена вредност $\theta = 80^\circ$ С.

Меѓутоа, доколку температурата на околниот воздух е помала од $\theta_a = 40^\circ$ С, тогаш спроводниците ќе можат струјно повеќе да се оптоварат. Притоа, најголемото дозволено струјно оптоварување на спроводниците I'_d во новите услови може да се добие со корекција на вредностите од табелите 2.4 и 2.5, според релацијата:

$$I'_d = k_f \cdot I_d \tag{2.1}$$

Зависноста на корекциониот фактор k_f од температурата на околниот воздух θ_a е дадена во табелата 2.6.

Во врска со табелите 2.4 и 2.5 треба да се забележи дека во нив се дадени податоците само за некои (почесто употребувани) јажиња, а не за сите типови јажиња содржани во наведените стандарди. Во овие табели под пресметковен (или вистински) пресек се подразбира сумата на геометриските пресеци на поедините жици од кои е изведено јажето. Наведените активни отпорности r_{20} на јажињата се однесуваат на температурата $\theta = 20^\circ$ С, и тие се ориентациони.

За заштита на надземните водови од атмосферски празнења се користат заштитни (громобрански) јажиња, поставени над фазните спроводници. Заштитните јажиња најчесто се изработуваат од челик, со пресек 35, 50 и 70 mm². Кај водовите со номинален напон 380 kV, а понекогаш и кај водовите со пониски номинални напони, заштитните јажиња се изработуваат од специјални легури на алуминиумот (алумовелд AW и алдреј и слично) или пак за таа цел се користат алучел–јажињата.

За водови со напон повисок од 220 kV, како спроводници се користат и по неколку алучел-јажиња за секоја од фазите (*спроводници во сноп*),

Номинален пресек (mm ²)	Вистински пресек (mm ²)	Состав на јажето број и пречник на жиците (mm)		Надворешен пречник d (mm)	Активна отпорност $r_{20}(\Omega/{ m km})$	Макс. трајна дозволена струја (А)
16	15,89	7	1,7	5,1	1,802	90
25	24,25	7	2,1	6,3	1,181	120
35	34,36	7	2,5	7,5	0,833	150
50	49,48	7	3,0	9,0	0,579	185
70	65,82	7	2,1	10,5	0,437	225
95	93,27	19	2,5	12,5	0,309	285
120	117,00	19	2,8	14,0	0,246	330
150	147,10	37	2,25	15,7	0,196	380
185	181,60	37	2,5	17,5	0,159	435
240	242,50	61	2,25	20,2	0,119	515
300	299,40	61	2,5	22,5	0,080	600
400	400,10	61	2,89	26,0		
500	499,80	61	3,23	29,1		
600	586,00	61	3,5	31,5		
700	710,00	61	3,85	34,7		

Табела 2.4. Конструкција и состав на хомогените јажиња од алуминиум според МКС.Н.Ц1.502

како на слика 2.15. Со тоа се постигнува поголема пропусна способност на водот, поголем напречен пресек по фаза (помала активна отпорност по фаза) и порамномерно електрично поле околу спроводниците и ослабување или елиминирање на *короната*².

Во овие случаи растојанието помеѓу спроводниците во снопот изнесува околу 40 cm. За да се одржува ова растојание помеѓу спроводниците во просторот, по должината на распонот се поставуваат специјални елементи, наречени растојници (слика 2.16).

Меѓусебниот распоред на фазните спроводници, т.е. диспозицијата на спроводниците на главата на столбовите, може да биде различен. Во таа смисла разликуваме:

- распоред во триаголник (слика 2.17 а),
- хоризонтален распоред (слика 2.17 б),
- распоред на два триаголника (слика 2.17 в),

²Короната претставува појава кога под дејство на јакото електрично поле во близината на спроводниците доаѓа до јонизација на воздухот. Таа е извор на активни загуби на активна моќност (за што ќе стане подетално збор во следната глава), извор на радио пречки и генератор на агресивни гасови (озон).

Номинален пресек (mm ²)	Вистински пресек (mm ²)	бро на х	Al-плашт број и пречник на жиците (mm)		Č-јадро ој и пречник киците (mm)	Надворешен пречник d (mm)	Активна отпорност $r_{20}(\Omega/{ m km})$	Макс. трајна дозволена струја (А)
16/2,5	15,3/2,6	6	1,80	1	1,80	5,4	1,879	90
25/4	23,8/4,0	6	2,25	1	2,25	6,8	1,203	125
35/6	34,3/5,7	6	2,70	1	2,70	8,1	0,835	145
50/8	48,3/8,0	6	3,20	1	3,20	9,6	0,595	170
70/12	69,9/11,4	26	1,85	7	1,44	11,7	0,413	235
95/15	94,4/15,3	26	2,15	7	1,67	13,6	0,306	290
120/20	121,6/19,5	26	2,44	7	1,90	15,5	0,237	345
150/25	148,9/24,2	26	2,70	7	2,10	17,1	0,194	400
185/30	183,8/29,8	26	3,00	7	2,33	19,0	0,157	455
210/35	209,1/34,1	26	3,20	7	2,49	20,3	0,138	490
240/40	243,0/39,5	26	3,45	7	2,68	21,9	0,119	530
360/57	360,2/57,3	26	4,20	19	1,96	26,6	0,080	675
490/65	490,3/63,6	54	3,40	7	3,40	30,6	0,059	840
170/40	171,8/40,1	30	2,70	7	2,70	18,9	0,168	435
240/55	241,3/56,3	30	3,20	7	3,20	22,4	0,119	530
350/80	349,3/78,9	30	3,85	19	2,30	26,9	0,083	675

Табела 2.5. Конструкција и состав на комбинираните алучел-јажиња Al/Č според МКС.Н.Ц1.351

Табела 2.6. Зависност на факторот k_f од температурата на амбиентот

$\theta_0(^{\circ} C)$	40	30	20	10	0
k_f	1,00	1,12	1,22	1,30	1,36

• распоред во вид на бочва (слика 2.17 г) и други.

Притоа, распоредот на спроводниците како на сликите 2.17 а, 2.17 в и 2.17 г најчесто се користи за водовите со напон до 220 kV, додека распоредот прикажан на сликата 2.17 б обично се користи кај водовите со напон 220 kV и повеќе.

Разликата во меѓусебните положби на спроводниците од различни фази условува разлики во електричните параметри на поедините фази. За надминување на овие неусогласености се применува транспозиција (вкрстосување) на спроводниците (слика 2.18). За таа цел водот се дели на три еднакви дела и секој фазен спроводник во секоја третина од водот зазема друга позиција. На водовите со должина до 100 km транспозиција не се врши.

Громобранските јажиња се поставуваат над спроводниците на надземниот вод за да ги прифатат врз себе евентуалните атмосферски празнења. Вообичаено е тие да се заземјуваат (т.е. галвански да се поврзуваат за телото на столбот) при секој столб на водот. Притоа, поради несиметричната



Слика 2.15. Сноп од спроводници кај еден 1150 kV надземен вод



Слика 2.16. Спроводници во сноп и растојници кај надземните водови

положба на громобранското јаже во однос на трите фазни спроводници, како и поради евентуална несиметрија на струите во поедините фази, во громобранските јажиња се индуцираат определени струи, кои се извор на дополнителни загуби на моќност во преносот. Овие загуби се забележливи кај водовите со највисок напон.



Слика 2.17. Можни распореди на фазните спроводници

а) Триаголен распоред; б) Хоризонтален распоред; в) Распоред во два триаголника; г) Распоред во вид на бочва



Слика 2.18. Транспозиција на фазните спроводници и столб за транспозиција



Слика 2.19. Изолаторски синџири (вериги) за ВН наземени водови Комплет, заедно со заштитните рогови и прстени; Висечки (носечки), единичен и двоен - горе; Затезен (двоен) – долу.

2.4 Кабелски водови

Под поимот *електроенергетски кабел* подразбираме извесен број спроводници направени од добро спроводен материјал (бакар, алуминиум), изолирани како во однос на околината, така и во однос еден на друг, сместени во заедничка обвивка (плашт) која го штити кабелот од надворешните влијанија (влага, механички оштетувања, корозија и др.) (слика 2.20).



Легенда: 1) Бакарни или алуминиумски жили; 2) Фазна изолација од импрегнирана хартија (IP); 3) Полнител од јута; 4) Појасна изолација од импрегнирана хартија; 5) Оловен (или алумниумски) плашт; 6) Заштитен слој од јута; 7) Арматура (оклоп од челични ленти); 8)

Надворешен заштитен слој од јута.

Каблите можат да бидат поставени директно во земјата (слики 2.21-2.24), во вода, во воздух или во специјални кабелски канали (слика 2.25 и слика 2.26 лево).



Слика 2.21. Изглед и димензии на кабелски ров пред полагање на кабелот



Слика 2.22. Рачно полагање на енергетски кабел во кабелски ров



Слика 2.23. Поголем број кабли поставени во кабелски ров



Слика 2.24. Кабли поставени во бетонски блокови (кабловици)



Слика 2.25. Полагање на кабел во кабелска канализација



Слика 2.26. Кабли поставени во кабелски канал (лево); водење на кабли на кабелски регали (средина); специјална конструкција за водење на кабли по ѕид (десно)



Слика 2.27. Различни начини на водење на кабли поставени во воздух а) на ѕид; б) на кабелски решетки; в) на кабелски регали; г) вертикално на ѕид; д) на специјални контрукции

Кабелските водови се значително поскапи од надземните. Меѓутоа, во голем број случаи (градски дистрибутивни мрежи, индустриски мрежи) од низа причини (технички, естетски, урбанистички и др.) нивната примена е неопходна, па дури и задолжи-телна (близина на аеродром, премин преку железничка пруга и слично).

Спроводниците на каблите се изработуваат од бакар или алуминиум со висок степен на чистота. Спроводникот заедно со соод-ветната изолација околу него образува жила. Според бројот на жилите разликуваме: едножилни, двожилни, трижилни и четирижилни електроенергетски кабли.

Едножилните кабли главно се применуваат за водови со наизменична струја, со номинален напон 110 kV и повеќе, но во последно време едножилните кабли широко се применуваат и за водови со номинален напон 35 kV, па и 20 kV.

Двожилните електроенергетски кабли се користат само за водови со еднонасочна струја.

Трижилните електроенергетски кабли се користат за трифазни водови за сите напони до 35 kV вклучително.

Четирижилните електроенергетски кабли се користат за четириспроводните трифазни водови, кои се најчесто со низок напон (до 1000 V).

Спроводниците на поедините жили од кабелот можат да бидат полна округла жица или јаже (впредено).

Множеството на жилите на кабелот го претставува неговиот "активен дел", кој се нарекува *јадро на кабелот*. Бидејќи тежината и цената на надворешните слоеви зависи од пречникот на јадрото, се настојува да се постигне што е можно повисок "фактор на пополнетост" на спроводниците. Затоа, поедините жици во јажето често се профилираат наместо да бидат округли, а таквите жили се нарекуваат "компактирани".

Онаму каде што тоа го допушта јачината на електричното поле (повеќежилни кабли со голем пресек и со напон до 10 kV), се применуваат и таканаречените "секторски спроводници" (слики 2.28 и 2.29) кои немаат кружен пресек.

Околу јадрото на кабелот се поставува безрабна и херметички непропусна обвивка од олово, алуминиум или поливинилхрорид (PVC) - таканаречен *плашт*. Плаштот има задача да го штити јадрото на кабелот и неговата изолација од продорот на влагата и другите штетни и агресивни материи во јадрото на кабелот.

Честопати врз плаштот на кабелот може да има уште една изолациона обвивка и бандаж во облик на метална лента намотана над плаштот. Лентата обично е направена од поцинкуван челик, но поради избегнување на феромагнетизмот (индуцирање на струи во лентата и појава на дополнителни загуби) лентата се прави и од легиран бакар. Кога се очекува кабелот да



Слика 2.28. Облици на спроводниците



Слика 2.29. Кабли со секторски пресек, тип "Solidal"

биде изложен на механички напрегања и кога постои можност за механички оштетувања (на пример, кабли во индустрија, јагленокопи, руднички кабли и др.), над бандажот се поставува уште и арматура.

Арматурата се состои од челични поцинкувани жици со кружен или правоаголен пресек, спирално намотани (со долг чекор) околу бандажот. Преку оваа механичка заштита доаѓа повторно нов слој - *антикорозивна заштита* од импрегнирана ткаенина, РVC и друго.

Кај каблите со среден и висок напон, еден од основните проблеми се електричните напрегања на изолацијата и регулацијата на електричното поле. Затоа кај каблите со номинален напон 20 kV и повеќе, чиишто жили се изведени во вид на јаже (слика 2.31б), преку спроводникот се врши намотување на спроводна лента или слој од карбонизирана хартија, која со додаток на графит е направена да биде спроводна. Со тоа се врши "мазнење", т.е. "гладење" на електричното поле во близината на површината на спроводникот, бидејќи, во спротивно, поради нерамномерната површина, полето би било исто така нерамномерно.



Слика 2.30. Метални ленти (бандаж) како механичка заштита на кабелот



Слика 2.31. Електрично поле во трифазен појасен кабел

Покрај тоа, секоја жила кај овие кабли преку изолацијата добива своја метална обвивка, која во погонски услови се наоѓа на потенцијал на земјата. Металната обвивка наречена "екран" најчесто се изведува од алуминиум или бакар и служи само за регулација на електричното поле во изолацијата, т.е. за постигање на радијално електрично поле околу секоја жила и порамномерно напрегање на електричната изолација (слика 2.31в).

Изолацијата кај "класичните" кабли е повеќеслојна хартија. Хартијата е од специјален вид, со дебелина околу 0,1 mm и ширина од 15 до 25 mm. Сувата хартиена лента се мота најнапред околу спроводникот во потребниот број слоеви, а потоа, во услови на вакуум, таа се ослободува и од последните остатоци на влагата и се импрегнира со квалитетно изолационо масло. Веднаш по импрегнирањето кабелот добива метален плашт, со што се спречува продорот на влагата во изолацијата. Каблите со друг вид изолација (гума и разни видови термопластични вештачки материи) имаат предност во однос на класичните кабли со изолација од импрегнирана хартија, главно поради поедноставната изведба и експлоатација на кабелските водови, т.е. поради поедноставната изведба на *кабелските спојници (муфови)* (слика 2.32) и *кабелските завршници (кабелски глави*) (слика 2.33).



Слика 2.32. Кабелски спојници (кабелски муфови)



Слика 2.33. Кабелски завршници (кабелски глави)

Термопластичните материи како што се поливинил-хлоридот (PVC) и полиетиленот (PE) се користат како изолација кај електроенергетските кабли во последно време многу почесто. Светски тренд е тие да ги заменат во целост класичните кабли со изолација од импрегнирана хартија (IP).



(б) Трижилен кабел





Слика 2.35. Четирижилен класичен кабел со изолација од импрегнирана хартија (IP) за напон од 1 kV

Р. Ачковски, М. Тодоровски



Слика 2.36. Трижилен класичен кабел со изолација од импрегнирана хартија (IP) за напон од 35 kV



Слика 2.37. Кабли со изолација од поливинилхлорид (PVC)

РVС главно се користи кај каблите за низок и среден напон, додека полиетиленот (PE), а особено вмрежениот полиетилен (XLPE) може да се користи и кај високонапонските кабли (досега за кабли со напон до 500 kV), но се предвидува дека ќе се користи и кај каблите со повисоки напони. Иако изолацијата од РVС и РЕ сама по себе е непропусна за влагата, сепак и кај каблите со изолација од овој вид најчесто се применува заштитен плашт од олово или од РVС со добри механички особини.



⁽в) Едножилен кабел за напон од 20 kV со со РЕС плашт (ХНЕ49)

Засега кај највисоките напони како изолација се користи класична изолација (IP), потопена во масло под притисок или гас под притисок (слика 2.39). Кај каблите со највисоки напони, спроводниците се поставени и херметички затворени во челични цевки, низ кои струи масло или гас под притисок (слика 2.41), со што се врши истовремено и електрично изолирање и ладење на спроводниците.

Најпогодно и најевтино е поставувањето на каблите во земја. При поставувањето на кабелот во земјата најнапред се ископува *кабелски ров,* длабок околу 0,8 - 1 m (слика 2.40а). Во ровот кабелот се поставува на постела од ситен просеан песок или од ровка земја, дебела околу 10 cm, а потоа се покрива со нов слој ситен и просеан песок (земја), дебел пак 10 cm. Над овој слој песок се поставува пластичен штитник, широк околу 14 cm или пак напречно поставена цигла, како заштита од механички оштетувања. Во последно време на извесна висина над циглата (штитникот) се поставува и РVС лента со позабележителна боја за предупредување, широка околу 10 cm, на која е напишана напомена дека под неа е поставен енергетски кабел. Со тоа оштетувањата на каблите при ископи и други земјени работи, што се вршат со механизација, се сведуваат на многу мала мерка.

Слика 2.38. Кабли со изолација од вмрежен полиетилен (XLPE)



(а) Едножилен кабел со масло под среден притисок од 0,3 МРа



(б) Едножилен кабел со гас под висок притисок од 1,5 МРа





Слика 2.40. Начини на полагање на каблите во земја а) Кабел положен директно во ров, заштитен со опека; б) Кабел положен директно во ров, заштитен со РVС-штитник; в) Поголем број кабли положени во земјен ров

47



(а) Кабелски вод (три еднофазни кабли) поставени во челична цевка



(б) Кабелски вод (три еднофазни кабли) поставени во челична цевка исполнета со масло



По потреба, во еден ист кабелски ров може да се постави и поголем број кабли (слика 2.40в). Во тој случај широчината на ровот ќе зависи од бројот на поставените кабли, а растојанието *a* помеѓу секои два соседни кабла зависи од номиналниот напон на каблите и изнесува: 7 ст за нисконапонските кабли (до 1 kV), 10 ст за кабли со номинален напон од 10 kV и 20 ст за кабли со напон од 20 и 35 kV.

Кога енергетските кабли се полагаат под железничка пруга или под јавни патишта, за да се заштитат од механички оштетувања, тие обично се ставаат во метални цевки или пак во *бетонски блокови* (слика 2.42 и слика 2.43) кои се нарекуваат и *блоковници*.

Со полагањето на кабелот во бетонски блок битно се влошуваат условите за ладење, поради што е потребно да се врши редукција на струјното оптоварување на кабелот. Затоа ваквиот начин на полагање се применува само во неопходни случаи, како што се премините под пруга, односно





Слика 2.42. Полагање на каблите во бетонски блокови

Слика 2.43. Бетонски блоковници во кои се полагаат енергетските кабли

фреквентен пат, како и во услови на густ сообраќај во градските населби, фабричките хали и фабричките дворови.

Кога е потребно поголем број кабли да се водат паралелно, при што просторот е презаситен со подземни инсталации (што е на пример честа појава во електричните централи, големите градови, големите индустриски комплекси и слично), се применуваат и други начини на полагање на електроенергетските кабли. За таа цел се користат кабелски канали и кабелски тунели, но се користат и други начини на водење на каблите (слика 2.44).



Слика 2.44. Разни начини на полагање (водење) на енергетските кабли



Слика 2.45. Водење на енергетските кабли во кабелски тунели

2.5 Трансформатори и автотрансформатори



Слика 2.46. Изглед на трифазен дистрибутивен трансформатор CH/HH за снижување на напонот

Пренесувањето на електрична енергија на поголеми растојанија е единствено рационално при повисоки напони. Меѓутоа, нејзиното користење од страна на поедини електрични приемници е можно само при среден или низок напон. За покачување на напонот кај електричните централи, а подоцна за неговото снижување во близина на потрошувачите, се користат енергетските трансформатори за покачување и за снижување на напонот (т.е. за намалување и за зголемување на струјата). Освен оваа улога, енергетските трансформатори служат и за меѓусебно поврзување на две мрежи со различни

Р. Ачковски, М. Тодоровски



Слика 2.47. Енергетски трансформатори со номинална моќност од 50 kVA и 8000 kVA

номинални напони. Во таков случај тие се нарекуваат и *интерконективни* (*мрежни*) *трансформатори*.

Енергетските трансформатори кај нас најчесто се произведуваат како трифазни, макар што група од три еднофазни трансформатори исто така може да се користи како трифазен трансформатор.

Трифазните трансформатори можат да бидат *двонамотни* и *тринамотни*. За разлика од двонамотните, кои имаат две намотки (примар и секундар), тринамотните трансформатори имаат и трета (терциерна) намотка. Тие обично се употребуваат за снижување на напонот во трансформаторските станици (TC), каде што е неопходно да се имаат два средни напона (на пример 35 kV и 10 kV во дистрибутивните мрежи, односно 10 kV и 6 kV во индустриските мрежи). Притоа терциерот служи за напојување на локалните потрошувачи кои се наоѓаат во непосредна близина на трансформаторската станица, додека пак секундарот може да напојува мрежа со поголем радиус (30-40 km во случајот кога секундарот е со номинален напон 35 kV). Вообичаено е намотките од примарот и секундарот да бидат врзани во ѕвезда, додека терциерот е врзан во триаголник.

Во мрежите со номинален напон над 110 kV во денешно време широка примена наоѓаат *автотрансформаторите*. Тие имаат низа технички и економски предности во споредба со трансформаторите: значително помали димензии и цена, полесен транспорт и монтажа, помали загуби на моќност и енергија во железото и во бакарот, и друго. Меѓутоа, тие можат да се користат само во мрежи со директно заземјена неутрална точка (во нашата земја единствено ВН мрежи со номинален напон 110 kV и повеќе работат со директно заземјена неутрална точка, додека мрежите со среден напон работат со изолирана неутрална точка или пак со заземјена неутрална точка преку мал активен отпор).

Трансформаторите и автотрансформаторите можат да бидат приклучени во различни точки од мрежата. Режимот на напонот во тие точки зависи од месните услови: од растојанието, т.е оддалеченоста од изворите на напојување, од промената на товарот во текот на денот и друго. Споменатите услови се менуваат во процесот на експлоатацијата и не се однапред познати. Затоа трансформаторите и автотрансформаторите се изработуваат со специјални изводи (отцепи), со помош на кои е можно да се менува бројот на навивките на една од намотките, а со тоа и да се менува и преносниот однос на трансформаторот.

Кај некои трансформатори промената на преносниот однос може да се врши само во услови кога трансформаторот е исклучен од мрежата (регулација во безнапонска состојба – РБС). Кај други промената може да се врши и кога трансформаторот пренесува (трансформира) електрична енергија, без прекинување на погонот (регулација под товар – РПТ), што всушност претставува права регулација. Тоа е овозможено со помош на специјална преклопка, чија цена е прилично висока и малку зависи од моќноста на трансформаторот. Затоа вакви регулациони преклопки се вградуваат само кај поголемите трансформатори и автотрансформатори, кај кои преклопката влегува во вкупната цена со мал процент, а погонот го прави значително поеластичен.

Трансформаторите CH/CH (35 kV/10 kV т.е. 35 kV/6 kV), како и трансформаторите CH/HH (10 kV/0,4 kV и 20 kV/0,4 kV и 35 kV/0,4 kV) се изработуваат со релативно мали номинални моќности (од 100 kVA до 4000 kVA) и имаат можност за регулација во безнапонска состојба. Тие имаат вкупно 5 отцепи – еден основен и 4 регулациони: $0\% \pm 2,5\%$ и $\pm 5\%$ (значи опсегот на регулација е од -5% до +5%, со чекор, т.е. степен на регулацијата од 2,5%). Бидејќи за промена на преносниот однос (т.е. за промена на бројот на навивките на намотката снабдена со регулациони отцепи) е потребно трансформаторот да се исклучи од мрежа, оваа операција ретко се изведува – практично сезонски, обично два пати годишно.

Трансформаторите ВН/ВН и ВН/СН се со значително поголеми номинални моќности и по правило се изведуваат со можност за регулација под товар.

Таквите трансформатори се нарекуваат и *регулациони трансформатори*. Кај нив опсегот на регулација е значително поголем (од -10% до +10%, па дури и од -15% до +15%), додека пак чекорот на регулација е помал (од 1% до 1,78%). Така, на пример, автотрансформаторите 220/115 kV/kV, инсталирани во нашата ВН мрежа, на 220 kV страна имаат вкупно 23 изводи и чекор на регулација 1,25% од номиналниот преносен однос. Ова обично се пишува на следниот начин: $(220 \pm 11 \times 1, 25\%)/115$ kV/kV.

Автотрансформаторите ($400 \pm 2 \times 2, 5\%$)/115 kV/kV, 300 MVA, инсталирани во мрежата на Република Македонија, немаат можност за регулација под товар. По правило, регулацијата на преносниот однос се врши на страната на повисокиот напон.

2.6 Уреди за компензација

Во електроенергетските мрежи се користат и т.н. компензациони уреди. Нив ги делиме условно во две групи.

Во првата група спаѓаат уредите за компензација на реактивната моќност што ја бараат потрошувачите и елементите од мрежата. Тука ги вбројуваме:

- синхроните компензатори (СК);
- синхроните мотори (СМ);
- напречно вклучените кондензаторски батерии (КБ).

Во втората група спаѓаат уредите за компензација на реактивните параметри на водовите:

- сериски (редно) вклучените кондензаторски батерии;
- напречно вклучените реактори (придушници).

Синхрон компензатор е всушност синхрон мотор со полесна конструкција, предвиден за работа во празен од. Кога компензаторот работи во режим на надвозбуда³, тогаш тој всушност претставува генератор на реактивна моќност и предава реактивна моќност на мрежата. Најголемата моќност што синхрониот компензатор може да ја даде кога тој работи во режим на генератор се нарекува негова номинална моќност. Неа ја означуваме со Q_n .

Кога компензаторот работи во режим на подвозбуда, тогаш тој претставува потрошувач на реактивната моќност, бидејќи тогаш тој прима моќност од мрежата. Максималната реактивна моќност што компензаторот може да ја зема во режимот на подвозбуда изнесува само 50-60 % од неговата номинална моќност. Реактивната моќност што синхрониот компензатор ја

³Во режимот на "надвозбуда" внатрешната електромоторна сила на синхрониот компензатор е по модул поголема од модулот на напонот на мрежата. Тогаш струјата има речиси чисто индуктивен карактер а синхрониот компензатор дава во мрежата реактивна моќност $Q_{\rm CK}$. Во режимот на "подвозбуда" имаме обратна ситуација со напоните и обратен ефект во поглед на насоката на реактивната моќност што ја произведува синхрониот компензатор.

дава (зема) од мрежата зависи од возбудната струја. Со промена на возбудната струја се менува, значи, и неговата реактивна моќност. Оваа промена може да се врши рачно или пак автоматски.

Синхроните компензатори (СК) се релативно скапи елементи. Нивната цена по единица инсталирана моќност е прилично голема, но со зголемувањето на инсталираната моќност таа опаѓа. Затоа од економски аспект е оправдано да се градат само големи синхрони компензатори, со моќност над 20 МVА. За помали потреби од реактивна моќност се користат статичките кондензатори кои имаат помала специфична цена. Бидејќи моќноста на компензаторите е прилично голема, тие најчесто се инсталираат во поважните и поголемите трансформаторски станици, со горен напон 220 kV и повеќе, кои припаѓаат на преносна мрежа, бидејќи таму и постои можност за пласирање на големи реактивни моќности. Синхроните компензатори се произведуваат за номинален напон 6,3 и 10,5 kV. Затоа тие обично се приклучуваат на терциерната намотка на тринамотните трансформатори, односно автотрансформатори.

При својата работа СК земаат и определена активна моќност од мрежата, неопходна за совладување на отпорните моменти при вртењето (моментите предизвикани од триењето во лежиштата и вентилација), како и поради џуловите (*Joule*) загуби на моќност во статорските и роторската намотка. Кога компензаторот работи со својата номинална моќност, тој зема од мрежата активна моќност во износ од 2 до 3% од својата номинална моќност Q_n .

Во последно време за производство на реактивна моќност се применуваат т.н. кондензатори напојувани преку тиристори (слика 2.48).



Слика 2.48. Шема на кондензатори напојувани преку тиристори

Тие се состојат од поголем број паралелно приклучени кондензаторски групи кои можат лесно, по потреба, да се вклучуваат и исклучуваат со тиристорски прекинувачи $TP_1, TP_2, \ldots TP_n$ и на тој начин да се менува еквивалентиот капацитет напречно приклучен во постројката. Секоја група содржи неколку елементи:

- кондензатор за производство на реактивна моќност (C₁, C₂,...C_n);
- мала придушница (*L*_{C1}, *L*_{C2}, ..., *L*_{Cn}) која служи за ограничување на струјата на впуштање;
- тиристорски прекинувач (мост) TP₁, TP₂,... TP_n.

Синхроните компензатори се вртливи машини, кои се скапи и бараат особено одржување. Затоа тие, како скапи елементи, се́ повеќе се заменуваат со т.н. статички компензатори. На сликата 2.49 е прикажан статички компензатор составен од поголем број тиристорски прекинувани кондензатори.



Слика 2.49. Шема на статички компензатор составен од поголем број кондензатори напојувани преку тиристори

Статичкиот компензатор од сликата 2.49 ги има следните основни својства:

- можност за континуирана регулација на реактивната моќност;
- мали загуби на активна моќност;
- не генерира виши хармоници.

Кондензаторите што се користат за компензација на реактивната моќност на потрошувачите се изработуваат од тенка алуминиумска фолија. Фолијата е изолирана со специјална кондензаторска хартија, импрегнирана со минерално масло или со синтетички диелектрик (совол, полипропилен, пирален, аскарел и др.). Фолијата се намотува во т.н. "свитоци", а тие, зависно од потребите, меѓусебно се поврзуваат паралелно (за зголемување на номиналната моќност) или редно (за зголемување на номиналниот напон). По сушењето во вакуум свитоците се поставуваат во метално куќиште, се потопуваат во масло и херметички се затвораат. На тој начин се добива една *кондензаторска единица*. Кондензаторските единици се произведуваат како еднофазни или како трифазни, со номинални моќности од 1 до 150 kVA.

Со редно или паралелно поврзување на повеќе кондензаторски единици се зголемува вкупната инсталирана реактивна моќност и на тој начин се формираат т.н. *кондензаторски батерии* (слика 2.50).



Слика 2.50. Формирање на кондензаторска батерија со редно и паралелно оврзување на поголем број кондензатори

Во електроенергетските мрежи кондензаторските батерии се врзуваат редно (сериски) и паралелно (напречно). Редните батерии се применуваат тогаш кога се сака да се намали реактивната отпорност на долгите надземни водови, за т.н. "редна компензација". На сликата 2.51 е прикажана една таква редна кондензаторска батерија.



Слика 2.51. Шематски приказ на редна кондензаторска батерија 1) Кондензаторска единица од 50 kvar, 2) Платформа, 3) Потпорен изолатор, 4) Главна изолациона платформа, 5) Искриште, 6) Осигурувач, 7) Изолаторски синџир кој ја носи изолационата платформа

На сликата 2.52 а е прикажана кондензаторска батерија за низок напон додека на сликата 2.53 е прикажана шема на една батерија за паралелна

Р. Ачковски, М. Тодоровски

компензација, составена од две полубатерии, врзани во ѕвезда, со ѕвездишта поврзани преку еден струен трансформатор ST3.





Слика 2.52. Надворешен изглед на една НН регулирана кондензаторска батерија (400 V)

Слика 2.53. Принципиелна шема на КБ за паралелна компензација со зашита од неурамнотежени струи по одделните фази

Со ваквата врска се постигнува заштита на КБ од несиметрија до која може да дојде при пробив на некоја од кондензаторските единици, бидејќи во тој случај низ струјниот трансформатор ST3 ќе протече струјата на несиметрија што треба да биде индикација за дефектот.

Поради несовршеноста на диелектрикот, во кондензаторската батерија (КБ) при работа се остваруваат и определени загуби на активна моќност (диелектрични загуби). Кај современите кондензаторски единици овие загуби се релативно мали и при нормални услови на работа (нормална температура и напон близок до номиналниот) тие обично се движат во границите од 0,15% (кај СН единици) до 0,30% (кај НН единици). Ова значи дека на секој произведен Mvarh, кондензаторските батерии земаат од мрежата активна енергија од 1,5 kWh до 3 kWh. Во постројките за напречно вклучување на кондезаторски батерии (кондензаторите се вклучени паралелно на мрежата) батериите имаат улога на генератор (извор) на реактивна моќност. Притоа, зависно од важноста на постројката и зависно од карактерот на промената на моќноста на компензираните потрошувачи, кондензаторската батерија може да биде со или без регулација. Кај нерегулираните кондензаторски батерии, бројот на кондензаторските единици не може да се менува. Ако вкупниот (еквивалентниот) капацитет на ваквата батерија изнесува $C_{\rm KE}$, тогаш реактивната моќност $Q_{\rm KE}$ што ќе се произведува од батеријата ќе биде пропорционална на квадратот на погонскиот напон U, т.е:

$$Q_{\rm K\bar{b}} = \omega \cdot C_{\rm K\bar{b}} \cdot U^2 \tag{2.2}$$

Бидејќи погонскиот напон има секогаш вредност блиска до неговата номинална вредност U_n и малку се менува, а кружната фреквенција ω е константна, тоа значи дека и генерираната реактивна моќност $Q_{\rm KB}$ од една нерегулирана кондензаторска батерија ќе биде практично константна.

Кај регулираните кондензаторски батерии бројот на вклучените кондензаторски единици може да се менува во зависност од режимот на работа на електричната мрежа. Вклучувањето и исклучувањето може да се врши во зависност од реактивната моќност на товарот, во зависност од напонот во точката каде што е приклучена батеријата или, пак, во зависност од времето. Тоа најчесто се врши автоматски, но понекогаш се врши рачно.

На пазарот денес се нудат комплетни кондензаторски батерии за низок напон, со моќности до 600 kVA, со произволен број степени (до 12) и со автоматски регулатор на моќноста на батеријата. Регулацијата со толку голем број степени може да се третира практично како континуирана.

Кога се работи за среднонапонски кондензаторски батерии (10 kV, 20 kV и 35 kV), поради скапата комутациона апаратура (прекинувачи, раставувачи, придушници и друго), бројот на степените е значително помал, а регулацијата е дискретна и груба. Меѓутоа, единичната цена на инсталираниот киловар кај СН кондензаторски батерии е и до 40% помала во однос на единичната цена кај НН батерии, па затоа, многу често, компензацијата на реактивната моќност се врши и на среден напон.

Во поново време, со примената на тиристорските уреди и управуваните реактори, е овозможена континуирана регулација на моќноста што ја произведуваат кондензаторските батерии.

Во постројките за редно (сериско) вклучување кондензаторските батерии се користат за компензирање (намалување) на реактанцијата на водовите, бидејќи таа се вклучува на ред со преносниот вод. Реактивната моќност што ја произведуваат овие батерии не е голема. Во нормален режим на работа, низ батеријата тече соодветна струја (струја на товарот), а напонот на краевите на батеријата изнесува од 5% до 20% од номиналниот напон на мрежата. Меѓутоа, при појава на куси врски во мрежата низ батеријата можат да протечат прилично големи струи, со што напонот на краевите на кондензаторската батерија бргу ќе порасне на вредност која може да биде и 4-5 пати поголема од номиналниот напон на самата батерија. Иако кондензаторите можат кратковремено да поднесат и вакви вредности на напонот, сепак оваа појава е непожелна бидејќи, ако е зачестена, бргу ќе го скрати животниот век на батеријата. Затоа паралелно со редните батерии се поставуваат искришта (елемент бр. 5 на слика 2.51), кои при појава на опасни напони (пренапони) вршат моментално премостување на штитените кондензатори (слика 2.54).



Слика 2.54. Редна кондензаторска батерија заштитена од пренапони со искриште

Поедините фази кај редните кондензаторски батерии во нормални услови на работа се наоѓаат на потенцијал што го имаат фазните спроводници. Затоа редната кондензаторска батерија треба да биде изолирана во однос на земјата, и тоа на полн номинален напон на водот.

Сериски вклучената кондензаторска батерија, заедно со индуктивноста на мрежата, односно потрошувачите, гради осцилаторно LC-коло, во кое, под определени околности, може да дојде до појава на несакани резонантни или други видови појави во мрежата и кај потрошувачите. Овие непожелни појави се особено зачестени кај редно компензираните водови кои напојуваат претежно индустриски потрошувачи. Затоа во праксата редната компензација на водовите ретко се применува, освен онаму каде што е навистина неопхподна.

Реакторите (придушниците) исто така се користат во електроенергетските мрежи. Тие можат да бидат вклучени сериски (редно) или паралелно (напречно). Сериското вклучување на реакторите се користи тогаш кога сакаме да извршиме намалување на струите на куси врски во мрежата, и во тој случај зборуваме за *придушница*. Напречното вклучување на реакторите се применува кај долгите преносни водови (долги над 100 km), со многу висок напон (слика 2.55), со цел реакторот да ја компензира капацитивноста на водот.

Придушниците се изработуваат во вид на намотки со мал активен отпор. Навивките од намотките се изолирани од заземјените делови (масата) на придушницата и се прицврстуваат за телото од придушницата (бетон или дрво) преку потпорни изолатори (слика 2.55). Постојат и таканаречени



Слика 2.55. СН трифазна придушница (бетонска) за намалување на струите на куси врски, предвидена за внатрешна монтажа

маслени реактори. Кај нив намотките се потопени во изолационо масло и херметички се затворени во железен казан. Маслените реактори (придушници), за разлика од претходните, се наменети за надворешна монтажа (с.



Слика 2.56. Маслена придушница за BH (110 kV) за намалување на струите на куси врски



Слика 2.57. Маслена придушница за BH (110 kV) – приказ на напречниот пресек

Реакторите за напречна компензација (слика 2.58) се изработуваат со железно јадро и менлив воздушен зјај. Со промената на воздушниот зјај може

да се менува "магнетскиот отпор" на железното јадро, а со тоа, по желба, може да се менува и индуктивноста на реакторот.

На сликата 2.59 е прикажан изгледот на голем хидрогенератор, додека на сликата 2.60 е прикажн изгледот на еден турбогенератор.



Слика 2.58. Изглед на ВН реактор за компензација на капацитивноста на еден 750 kV вод



Слика 2.59. Надворешен изглед на голем хидрогенератор



Слика 2.60. Надворешен изглед на турбогенератор ладен со водород 1) Парна турбина, 2) Генератор, 3) Возбудител, 4) Контролен пулт, 5) Постројка за водородно ладење
З Товари во електричните мрежи - конзум

Моќноста што се пренесува преку електричните мрежи претставува главен параметар за димензионирање на пресеците на водовите, моќностите на енергетските трансформатори како и карактеристиките на заштитните, регулациски и компензациски уреди. Оценката на режимските параметри како што се степенот на оптовареност на одделните елементи од мрежата, загубите на моќност и енергија во неа, колебањата и отстапувањата на напоните од нивните номинални вредности, исто така, се проценуваат врз основа на големините на пренесуваните моќности со мрежата.

Потрошувачкиот потсистем (конзумот) претставува последен блок во технолошкиот ланец на еден ЕЕС. Основната задача на секој ЕЕС се состои во квалитетно, сигурно и економично задоволување на потребите на потрошувачите, т.е. конзумот. Самиот потрошувач, пак, всушност претставува сумарен одзив на голем број разновидни електрични приемници (уреди). Тие приемници може да се групираат на различни начини. Од аспект на крајната примена на електричната енергија може да се издвојат следните категории приемници: електрично осветление, електромоторни погони (мотори и други уреди за производство на механичка моќност), уреди за производство на топлинска енергија (електрични печки, радијатори, бојлери, термички уреди и слично), уреди за разладување, уреди за разни електронски кола и други уреди за различна намена.

Од аспект на администрирање со системот, т.е. од аспект на водење определена тарифна политика сите приемници може да се групираат во карактеристични целини како што се: *широката потрошувачка* (домаќинства и комунално-административен сектор), *индустрија, сообраќај* и *земјоделие* (во чија потрошувачка се вбројуваат сите видови пропратна прехрамбена индустрија).

Побарувачката на конзумот не е константна и таа се менува како во текот на денот така и во текот на годината (промена на годишните времиња). Овие промени се прикажуваат како промени на моќностите или струите на потрошувачите во текот на времето. Променливите барања на потрошувачите водат кон воспоставување на променливи состојби во ЕЕС т.е. до променливи режими на работа. За потребите на анализата на ЕЕС можно е да се идентификува поголем број карактеристични работни состојби или како што се вели, поголем број карактеристични режими. Притоа, од поголем интерес за анализа се следните работни режими.

- Режим на максималното оптоварување. Тоа е состојбата во ЕЕС којашто соодветствува на режим на максималното оптоварување. Кај нас тоа е зимскиот максимум (максимално вршно оптоварување) кое најчесто се остварува кон крајот на декември или почетокот на месецот јануари.
- 2. *Режим на <u>минималното оптоварување</u>*. Тоа е работна состојба што соодветствува на минималното оптоварување во системот. Кај нас тоа е летниот минимум којшто обично се остварува ноќе во некој од летните месеци.
- Режим на <u>економично оптоварување</u>. Од наш аспект таквиот режим може да се формулира како режим во којшто се искористуваат оптимално сите изградени производни и преносни капацитети како од аспект на инвестициските вложувања така и од аспект на трошоците во работењето на системот.
- 4. *Режим на пренесување <u>на природна моќност</u>* за којшто ќе стане збор нешто подоцна.
- 5. Режим на <u>номинално оптоварување</u> на некои елементи од ЕЕС (нпр. генератори или енергетски трансформатори).
- 6. Режим на празен од на некој елементи или пак на делови од системот.

Во секој случај во еден ЕЕС е можно да се издвои многу поголем број работни режими бидејќи оптоварувањата на потрошувачите во него варираат на случаен начин како во текот на денот така и во текот на годината, во согласност со нивните тековни активности.

Електричните товари во мрежите зависат од режимот на работа на потрошувачите на електричната енергија. Тие се менуваат во текот со времето, поради што е тешко целиот конзум на една мрежа да се опише со мал број показатели.

Основна карактеристика на електричните товари се нивните *дијаграми на оптоварување*. Дијаграмот на оптоварување на еден потрошувач претставува табеларен или графички приказ на неговата моќност во зависност од времето. Тие се прикажуваат со континуирана, или пак почесто, со една скалеста крива. Притоа на ординатата се нанесува моќноста на потрошувачот изразена во апсолутен износ (kW или MW) или релативни едници во однос на врвното оптоварување на потрошувачот. Понекогаш тие вредности се изразуваат во % од врвното оптоварување, како што е тоа направено на сликата 3.1. На апсцисната оска, пак, се нанесува времето, во часови.

Дневни дијаграми се формираат за активната, но и за реактивната, а понекогаш и за привидната моќност на потрошувачот. Плоштината на геометриската слика заградена со дијаграмот на оптоварување и временската оска ја дава вкупната испорачана енергија.



Слика 3.1. Дневен дијаграм (во %) на комунално-битов товар

Дневните дијаграми на активната моќност на категоријата потрошувачи "домаќинства" и претпријатијата за "јавни комунални услуги" (кои скратено се нарекуваат и *комунално-битов товар*) битно се разликуваат во летниот и во зимскиот период (слика 3.2). Зиме (крива 1) врвното оптоварување кај овие потрошувачи настапува во периодот помеѓу 18 и 20 h и тоа е значително поголемо отколку во летниот период најчесто заради користење на електричното затоплување на становите и објектите. Преку летото, пак, периодот на врвниот товар се изместува помеѓу 21 и 22 h, заради покусата должина на ноќта (крива 2).

Преку статистичка анализа е можно да се добијат *типски дијаграми на отповарување* на најчесто среќаваните категории потрошувачи. Потоа, врз



Слика 3.2. Дневен дијаграм (во %) на комунално-битов товар за просечен зимски (1) и летен (2) ден

основа на тие дијаграми и врз основа на потрошувачката на електрична енергија од секоја таква категорија конзум може да се добие *сумарниот дијаграм на оптоварување* на еден мешан потрошувач составен од поголем број разнородни потрошувачи. Таквиот сумарен дијаграм на оптоварување е меродавен за димензионирањето на напојните водови и трансформатори како и за проценката на загубите на моќност и енергија во нив.



Сумарен дијаграм на оптоварување на ЕЕС

Слика 3.3. Сумарен дневен дијаграм на оптоварување на ЕЕС

Збирот на дневните дијаграми на оптоварување на сите потрошувачи го формира сумарниот дневен дијаграм на оптоварување на ЕЕС, Тој има два јасно изразени екстрема – вечерен максимум ($P_{\rm M}$) и ноќен минимум ($P_{\rm m}$) (слика 3.3). Како што се гледа од сликата 3.3 во сумарниот дијаграм на ЕЕС постои и слабо изразен претпладневен максимум, проследен со попладневниот минимум. Овие екстремни точки го делат дневниот дијаграм на три зони: *вршна* (1), *средна* (2) и *основна зона* (3).

Основната зона ја опфаќа плоштината под ноќниот минимум. Средната зона ја опфаќа плоштината помеѓу двата минимума – попладневниот и ноќниот, додека вршната зона ја опфаќа плоштината над дневниот минимум.

Карактерот и големината на сумарниот дневен дијаграм на ЕЕС во различни периоди од годината е различен. На сликата 3.4 се прикажани упросечените дневни дијаграми на оптоварувањето на еден ЕЕС за разни сезони во годината – а) зима; б) пролет; в) лето и г) есен. Разликите во големината на активните моќности главно се должат на промените во секторот широка потрошувачка (домаќинства + комерција + адмиистрација) поради електричното греење коешто е присутно кај овие потрошувачи во зимскиот и делумно во есенскиот период. Максималните товари се реализираат најчесто во месеците декември и јануари, додека минималните товари во месеците јуни, јули и август. Притоа, во принцип, летните максимуми се помали за 25 – 30% во однос на зимските.



Слика 3.4. Упросечени дневни дијаграми на активната моќност за работен ден во еден ЕЕС

Сумарниот дијаграм на ЕЕС покажува особина на периодичност, со периоди 24 h и 168 h. Втората периода се однесува на т.н. *неделен дијаграм на оптоварување* (слика 3.5). Дневните дијаграми за деновите од вторник до петок се многу слични еден на друг и по облик но и по големината на дневниот врв, поради што овие денови се нарекуваат нормални (*типични*) работни денови. Дијаграмот за понеделник се карактеризира со сличен облик но со нешто пониски вредности на дневните моќности заради тоа што не е можно веднаш по неработните денови (сабота и недела) да се воспостави нормален режим на работа во производството на земјата. Затоа саботите, неделите и понеделникот се нарекуваат *специфични денови*.

Годишните дијаграми на оптоварување даваат претстава за оптоварувањето на еден конзум преку целата година. За таа цел најчесто се користат следните два вида дијаграми:

- подредениот годишен дијаграм на оптоварување (слика 3.6 лево) и
- дијаграм на месечните врвни отповарувања (слика 3.6 десно).



Слика 3.5. Неделен дијаграм на оптоварување на еден ЕЕС

Првиот дијаграм ни дава информација за тоа колку време од годината сумарното оптоварување на конзумот ќе биде еднакво или поголемо од една зададена моќност. Годишниот дијаграм на врвните месечни товари, пак, претставува една искршена линија која ни дава информација за релативните вредности на врвниот товар по одделните месеци во однос на годишниот врв на конзумот.



Слика 3.6. Годишни дијаграми на оптоварување: подреден годишен дијаграм (лево) и годишен дијаграм на максималните месечни товари (десно)

Основни параметри на дијаграмите на оптоварување се *максималното*, *минималното* и *средното* (*просечното*) оптоварување, коефициентите коишто претставуваат однос помеѓу овие оптоварувања, како и т.н. *време на максимална моќност*, коешто често се нарекува и *употребно време*. Најголемата моќност што ќе се постигне во текот на денот се нарекува дневно врвно (максимално) оптоварување $P_{\rm M}$ додека најмалата моќност што ќе се постигне во текот на денот – минимално дневно оптоварување $P_{\rm m}$. Слично на нив, за годишните дијаграми на оптоварување (слика 3.6) се дефинираат годишен максимум и годишен минимум. Тие се најголемата и најмалата вредност на моќноста што се постигнала во текот на годината.

Средното оптоварување $P_{\rm cp.}$ претставува просечна, односно средна, вредност на оптоварувањата за разгледуваниот период. Тоа се добива како однос помеѓу испорачаната електрична енергија W во текот на разгледуваниот период и самото времетраење на тој период:

$$W = \int_{0}^{T} P(t) \cdot dt, \qquad (3.1)$$

$$P_{\rm cp.} = \frac{1}{T} \cdot \int_{0}^{T} P(t) \cdot dt = \frac{W}{T}.$$
(3.2)

Друг специфичен показател којшто го карактеризира дневниот (годишниот) дијаграм на оптоварување е употребното време или времето на максимална моќност $T_{\rm M}$. Тоа е она фиктивно време за коешто потрошувачот, работејќи цело време со својата максимална моќност $P_{\rm M}$, ќе го преземе истото количество енергија како и при реалниот дијаграм на оптоварување за време на разгледуваниот период T. Вредноста на $T_{\rm M}$ се пресметува од условот за еднаквост на плоштините заградени со дијаграмот на оптоварување на потрошувачот (слика 3.6) и правоаголникот со страници $P_{\rm M}$ и $T_{\rm M}$.

$$T_{\rm M} = \frac{W}{P_{\rm M}}.\tag{3.3}$$

Употребното време $T_{\rm M}$ на еден потрошувач зависи од неговата категорија. Кај индустриските потрошувачи тоа зависи уште и од бројот на смените со коишто работи тој потрошувач. Како илустрација, во табелата 3.1 се прикажани вредностите на ова време за некои категории потрошувачи на годишно ниво:

Табела 3.1. Вредности н	а употребното в	реме за некои катего	рии потрошувачи
-------------------------	-----------------	----------------------	-----------------

Група потрошувачи	<i>T</i> _M (h)
Индустриски претпријатија што работат во една смена	2000 - 3500
Индустриски претпријатија што работат во две смени	3000 - 4500
Индустриски претпријатија што работат во три смени	4500 - 6500
Широка потрошувачка	2500 - 3000
Улично осветление	2800 - 3200

Односот помеѓу средното и максималното оптоварување претставува некаква мерка за степенот на рамномерност и пополнетост на дијаграмот на оптоварување на потрошувачот. Тој однос се нарекува *фактор на оптоварување* или *фактор на пополнетост* на дијаграмот:

$$m = \frac{P_{\rm cp.}}{P_{\rm M}} = \frac{W}{P_{\rm M} \cdot T} \tag{3.4}$$

Покрај факторот на пополнетост m, за дневните дијаграми на оптоварување е од посебно значење да се знае вредноста и на т.н. *фактор на вршност* $m_{врв.}$ кој што претставува однос помеѓу минималното и максималното оптоварување во текот на денот:

$$m_{\rm BPB.} = \frac{P_{\rm m}}{P_{\rm M}}.\tag{3.5}$$

Вредностите на коефициентите *m* и $m_{\text{врв.}}$ се од суштествено значење за оперативното водење на ЕЕС зашто во секој момент е неопходно да постои баланс помеѓу производството и потрошувачката во системот. Во таа смисла, заради различните карактеристики на технолошкиот процес за производство на електрична енергија, разните типови електрани имаат различни карактеристики во поглед на нивните маневарски способности и можности за брзи промени на оптоварувањењето, а што е од особена важност, тие имаат и различни цени на произведениот kWh. Обично термоелектраните (ТЕ), особено оние коишто работат на нискокалоричен јаглен (лигнит), се маневарски најнефлексибилни. Тие имаат висок технички минимум, често над 70% во однос на нивната вршна моќност и тешко и споро ги поднесуваат промените во оптоварувањето. За една таква ТЕ којашто работи на нискокалоричен лигнит се потребни да изминат најмалку 6 часа за таа од ладна состојба да се доведе до состојба на своето вообичаено производство. Но затоа, пак, тие имаат ниска специфична цена на произведениот kWh. Слична е состојбата во поглед со техничкиот минимум и маневарските способности и со нуклеарните централи (НЕ), се разбира ако ги има во ЕЕС. Но затоа, пак, тие имаат најниска специфична цена на произведуваната електрична енергија. Од тие причини НЕ и ТЕ се сместуваат во долниот дел од дијаграмот на оптоварување (слика 3.4), или, како што велиме, тие работат во основната зона (3), т.е. во базниот дел на дијаграмот. Повремено, по потреба, тие учествуваат во производството и на варијабилната енергија од зоната (2).

Проточните хидроелектрани (ПХЕ) работат со онаква моќност колку што доволува моменталниот проток на вода. Кај нив настојуваме да ги искористиме до максимум можностите за производство на енергија бидејќи сета прелеана вода е неискористена. Затоа тие се сместуваат во варијабилниот дел, веднаш над НЕ и ТЕ.

На крајот, задоволувањето на потребите од варијабилна моќност и енергија во вршната зона (1) од дневниот дијаграм се врши со помош на акумулационите хидроелектрани (АХЕ) кои се со најголеми маневарски способности и со најмало време на реагирање. Кај нив се доволни само десетина минути за да дојдат од состојба на мирување до полн режим на производство. Тука се вбројуваат и пумпно-акумулационите хидроелектрани (ПАХЕ) кои се во таа смисла најфлексибилни и најполезни за флексибилноста и економичноста во работењето на целиот ЕЕС. Тие во ноќните часови, кога конзумот е минимален, работат во т.н. "пумпен" режим, во улога на потрошувачи, и вишокот на моќност кај ТЕ и НЕ го претвораат во потенцијална енергија на водата којашто се пумпа во горната акумулација. На тој начин тие ја спречуваат потребата одделни ТЕ или АЕ да бидат исклучувани од работа заради нивниот технички минимум. Спротивно на ова, во периодот на вршните товари, ПАХЕ ја испорачуваат во системот енергијата што ја акумулирале во ноќните часовии и со тоа им помагаат на ХЕ коишто се задолжени за покривање на конзумот во вршната зона (1).

Во повеќето европски земји каде што има недостаток од хидроенергија и нема можност за изградба на ПАХЕ (В. Британија, Холандија, Данска и др.), улогата на ПАХЕ ја преземаат брзите гасни електрани (ГЕ) коишто имаат мало време на одзив и големи маневарски способности. Тие се користат за производство на варијабилна енергија во вршната зона (1) од дневниот дијаграм на оптоварување на системот.

Ниските вредности на коефициентите m и $m_{\rm врв.}$ претставуваат голем проблем за успешното оперативно водење на еден ЕЕС, особено онаму каде што хидропотенцијалот на земјата е скромен. Општо земено уделот на хидроенергијата во вкупното производство на електрична енергија во сите земји од година во година се намалува заради лимитираните природни извори на вода. Затоа и проблемите што произлегуваат од тој недостаток на варијабилна енергија во иднина ќе се зголемуваат. Во наши услови факторот на товарот m има вредности кои, зависно од сезоната, се движат во интервалот од 0,5 до 0,7, што се сметаат за ниски вредности. За другите земји тој фактор е повисок. Типична вредност за т.н. *"дистрибутивен фактор*" на оптоварувањето во европските земји е m = 0,75.

Проблемите со ниските вредности на коефициентите m и $m_{\rm врв.}$ во еден ЕЕС и високиот удел на варијабилната енергија во вкупните дневни потреби се решава уште и со воведување на специјални тарифи за електрична енергија со помош на кои се стимулира потрошувачката во ноќннте режими на сметка на потрошувачката во времето на вршните товари. Друг начин за повишување на овие коефициенти е со директно управување со потрошувачката во системот по пат на исклучување на некои специфични, претежно индустриски, потрошувачи (кои што го дозволуват тоа) во режимите со максимално оптоварување. За сметка на тоа таквите потрошувачи најчестио имаат

некои поволности (како на пример пониска цена на преземената електрична енергија и др.) со што на извесен начин им се компензираат штетите нанесени заради нарушување на технолошкиот процес и зголемените трошоци во работењето.

Правилната <u>тарифна политика</u> и директното управување со потрошувачката на електрична енергија во еден ЕЕС се денес најчесто применуваните постапки со коишто се врши рационализација во работењето на системот. Со спроведувањето на овие мерки се постигнува во еден систем максимална искористеност на сите производно/преносни капацитети и одложување на неопходните идни инвестиции во скапите производни и преносни системи.

3.1 Примери кон третото поглавје

Пример 3.1. Во табелата П.3.1.1 се дадени процентуалните дневни дијаграми на оптоварување на активна моќност во нормализиран облик на една станбена зграда и на една градска четврт чијшто конзум се состои од потрошувачи кои спаѓаат во категориите потрошувачи домаќинства (дом.) и комерција (ком.) – респективно. Наедно овие два потрошувача се доминантен конзум на една дистрибутивна трансформаторска станица 10/0,4 kV/kV. Според сметките за преземената електрична енергија просечните дневни потреби од енергија за конзумот што припаѓа на категоријата домаќниства изнесува $W_{\rm дн.дом.}$ = 1075 kWh/дневно додека за категоријата комерцвија таа изнесува $W_{\rm дн.ком.}$ = 1910 kWh/дневно.

Да се нацртаат дневните дијаграми на активното оптоварување на обете категории потрошувачи, изразени во апсолутни вредности (kW), како и сумарниот дневен дијаграм на активното оптоварување. Колкав е сумарниот врв $P_{M,cvm}$, а колкав факторот на едновременост на врвниот товар k_e ?

<i>t</i> (h)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
дом.	25	22	20	17	18	18	19	33	39	66	74	100
ком.	20	20	22	27	22	19	23	80	80	45	90	100
<i>t</i> (h)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
дом.	90	78	33	36	35	42	60	80	70	42	29	29
ком.	100	95	89	67	34	75	100	83	43	15	13	11

Табела П.3.1.1. Табеларен приказ на нормализираните дневни дијаграми (%)

Решение

Со $P_{M,\text{дом.}}$ ќе го означиме врвното оптоварување на првиот потрошувач од категоријата "домаќинство" коешто е засега непознато. За да ја пресметаме неговата вредност ќе постапиме на следниот начин. Нека со $p_i \% = p_i/100$ ја означиме релативната моќност во *i*-тиот интервал од дневниот диаграм, а со $\Delta t_i = 1$ h го означиме неговото траење ($i = 1, 2, \ldots, 24$). Покрај тоа привремено нека претпоставиме дека е $P_{M,\text{дом.}} = 1$ kW. Во тој случај вкупното дневно количество енергија $W_{1,\text{дн.дом.}}$ што ќе му се испорача на потрошувачот ќе биде:

$$W_{1,\text{дн.дом.}} = 1 \cdot \Sigma p_i \cdot \Delta t_i = 0,25 + 0,22 + 0,20 + 0,17 + 0,18 + \dots$$

+ 0,42 + 0,29 + 0,29 = 10,75 kWh

Тоа е за $\xi_{\text{дом.}} = W_{\text{дн.дом.}}/W_{1,\text{дн.дом.}} = 1075/10,75 = 100$ пати помало од дневно преземеното количество енергија што му се испорачува на потрошувачот, а тоа значи дека неговата максимална моќност ќе биде $P_{\text{М,дом.}} = \xi_{\text{дом.}} \cdot 1 \text{ kW} = 100 \text{ kW}$

Размислувајќи на наполно идентичен начин се пресметува и врвното оптоварување $P_{\text{М.ком.}}$ на вториот потрошувач. Притоа се добива:

$$W_{1,\text{дн.ком.}} = 1 \cdot \Sigma p_i \cdot \Delta t_i = 0, 20 + 0, 20 + 0, 22 + 0, 27 + \dots$$

+ 0, 15 + 0, 13 + 0, 11 = 12, 73 kWh

 $\xi_{\text{ком.}} = W_{\text{дн.ком.}}/W_{1,\text{дн.ком.}} = 1910/12, 73 = 150$ од каде што следи: $P_{\text{М,ком.}} = \xi_{\text{ком.}} \cdot 1 \text{ kW} = 150 \text{ kW}.$

Сега може да ги формираме дневните дијаграми на обата потрошувача во апсолутен износ (kW) како и нивниот сумарен дијаграм. Тие се прикажани во табелата П.3.1.2.

На сликите П.3.1.1 и П.3.1.2 се графички прикажани дневните дијаграми на обата потрошувача, додека на сликата П.3.1.3 е прикажан нивниот сумарен дијаграм.

Табела П.3.1.2. Табеларен приказ на дневните дијаграми на оптоварување (kW)

<i>t</i> (h)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
дом.	25	22	20	17	18	18	19	33	39	66	74	100
ком.	30	30	33	40.5	33	28.5	34.5	120	120	67.5	135	150
сум.	55	52	53	57.5	51	46.5	54.5	153	159	134	209	250
<i>t</i> (h)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
дом.	90	78	33	36	35	42	60	80	70	42	29	29
ком.	150	142.5	134.5	100.5	51	112.5	150	124.5	64.5	22.5	19.5	16.5
сум.	240	221	167	137	86	155	210	205	135	64.5	48.5	45.5

Факторот на едновременост на врвните товари k_e се дефинира како однос на сумарниот врвен товар $P_{M,сумарно}$, отчитан од сумарниот дијаграм (слика П.3.1.3) и збирот на врвните товари на секој потрошувач одделно. Според тоа ќе имаме:

$$k_e = \frac{P_{\rm M, cymapho}}{P_{\rm M, mom.} + P_{\rm M, kom.}} = \frac{250}{100 + 150} = 1$$





Слика П.3.1.1. Дневен дијаграм на категоријата "домаќинство"

Слика П.3.1.2. Дневен дијаграм на категоријата "комерција"



Слика П.3.1.3. Сумарен дневен дијаграм на обата потрошувача

Во овој случај дошло до совпаѓање на времињата кога се постигнува максимумот кај обата потрошувача па затоа коефициентот $k_e = 1$. Но, во општ случај, тоа не е така па најчесто овој коефициент е помал од единица.



Пример 3.2. Подредениот годишен дијаграм на оптоварување на еден потрошувач аналитички може, приближно, да се опише на следните два начина (слика П.3.2.1):

а) со кривата $P(t) = P_{M}(1 - 0, 6t/T);$

б) со кривата $P(t) = P_{\rm M} e^{-0.76t/T}, \quad T = 8760$ h.

За двата наведени случаја да се определат следните параметри:

- 1. Вкупната преземена електрична енергија во текот на годината *W*;
- 2. Времето на максимална моќност Рм;
- 3. Времето на загуби au ;
- 4. Средногодишната моќност на потрошувачот $P_{\rm cp.}$ и факторот на товарот $m=P_{\rm cp.}/P_{\rm M}$;
- 5. Факторот на загуби $\theta = \tau/T$;

Познато е дека потрошувачот работи преку целата година со константен фактор на моќност со
s $\varphi=0,9.$



Слика П.3.2.1. Графички приказ на подредените годишни дијаграми на потрошувачот од примерот 3.2

Решение

1. Вкупна преземена енергија

Вкупната преземена енергија W во текот на годината (T = 1 год. = 8760 h) ќе ја пресметаме со релацијата (3.1). Според тоа, во двата посматрани случаја ќе имаме:

$$W_{(a)} = \int_{0}^{T} P_{M} \cdot (1 - 0, 6 \cdot t/T) \cdot dt = P_{M} \cdot (T - 0, 3 \cdot T) = 0, 7 \cdot P_{M} \cdot T,$$

$$W_{(6)} = \int_{0}^{T} P_{M} \cdot e^{-0.76 \cdot t/T} \cdot dt = \frac{P_{M} \cdot T}{0, 76} \cdot (1 - e^{-0.76}) \approx 0, 7 \cdot P_{M} \cdot T.$$

2. Време на максимална моќност

Времето на максимална моќност $T_{\rm M}$ се добива, согласно изразот (??),од односот: $T_{\rm M} = W/P_{\rm M}$. И во двата разгледувани случаја тоа ќе биде еднакво и ќе изнесува:

$$T_{\rm M} = \frac{W}{P_{\rm M}} = \frac{0, 7 \cdot P_{\rm M} \cdot T}{P_{\rm M}} = 0, 7 \cdot T = 0, 7 \cdot 8760 = 6132 \, \rm h.$$

3. Време на загуби au

Времето на загуби τ се дефинира со помош на изразот (8.16) даден во главата 8:

$$\tau = \int_{0}^{T} \frac{S^{2}(t)}{S_{M}^{2}} \cdot dt = \int_{0}^{T} \left[\frac{P(t)/\cos\varphi}{P_{M}/\cos\varphi_{M}}\right]^{2} \cdot dt$$

Во случајот а) имаме:

$$P(t) = P_{\mathsf{M}} \cdot (1 - 0, 6 \cdot t/T); \quad \cos \varphi = \cos \varphi_{\mathsf{M}} = \text{const.}$$

од каде што се добива:

$$\tau_{\mathbf{a}} = \int_{0}^{T} \frac{P_{\mathbf{M}}^{2} \cdot (1 - 0, 6 \cdot t/T)^{2}}{P_{\mathbf{M}}^{2}} \cdot dt = 0,52 \cdot T = 4555 \text{ h.}$$

Во случајот б) имаме:

$$P^2(t) = P_{\mathsf{M}}^2 \cdot e^{-2 \cdot 0,76 \cdot t/T}; \quad \cos \varphi = \cos \varphi_{\mathsf{M}} = \text{const.}$$

па следува:

$$\tau_{6} = \int_{0}^{T} \frac{P_{M}^{2} \cdot e^{-1,52 \cdot t/T}}{P_{M}^{2}} \cdot dt = \frac{T}{1,52} \cdot (1 - e^{-1,52}) = 0,514 \cdot T = 4503 \text{ h}.$$

4) Средна годишна моќност

Средната годишна моќност ќе ја добиеме од условот:

$$P_{\rm cp.}T = P_{\rm M}T_{\rm M} = W_{\rm M}$$

од каде што и за двата случаја ќе добиеме идентичен резултат:

$$P_{\text{cp.(a)}} = P_{\text{cp.(b)}} = W/T = 0, 7 \cdot P_{\text{M}}.$$

Оттука произлегува дека факторот на товарот
 mќе биде повторно ист за двата случаја, т.е.:

$$m = P_{\rm cp.}/P_{\rm M} = 0,7.$$

76

5) Фактор на загуби

Факторот на загуби θ ќе го добиеме како однос на времињата τ и T. Според тоа, за случајот а) ќе добиеме:

$$\theta_{\rm a} = \tau_{\rm a}/T = 0,52.$$

додека во случајот б) ќе имаме:

$$\theta_6 = \tau_6/T = 0,514.$$

4

Заменски шеми и параметри на елементите на електроенергетските мрежи

4.1 Општо за моделирањето на ЕЕС

Модел, во општ случај, претставува упростен приказ на еден физички систем или појава. Тој, во основа, служи за симулација на разните појави и процеси коишто се случуваат во моделираниот систем со цел тие поедноставно да се проучуваат за да може да се предвиди неговото поведение во иднина.

Постојат математички и физички модели. Кај математичките модели појавите се опишуваат со математички релации или равенки со коишто се настојува што е можно поверно да се отсликаат особините на моделираниот објект. Физичкиот модел, пак, претставува уред или систем со редуцирани димензии којшто е сосема сличен на моделираниот систем. Тој се формира така што да ги зачува истите релации помеѓу одделните елементи на системот. Кажано на поинаков начин, физичкиот модел треба да зачува висок степен на сличност со реалниот објект односно систем.

Од физичките модели во анализите на ЕЕС некогаш, пред продорот на компјутерите во инженерството, се користеле т.н. "мрежни анализатори". Кај мрежните анализатори водовите се претставувале со своите редни импеданции, генераторите се претставувале како извори на константна моќност додека потрошувачите како комбинација од паралелно поврзани отпорници и калеми. Подоцна почнале да се користат т.н. *микромрежи* каде што генераторите се моделирале со мали синхрони машини погонети од асинхрони мотори (чијашто оддавана механичка моќност можела да се менува) а водовите се еквивалентирале со своите π -заменски шеми. Тие се користеле за анализа на електро-механичките преодни процеси во ЕЕС, особено за анализа на *динамичката* (*транзиентна*) стабилност. Мрежните анализатори, значи, имале директна физичка сличност со моделираниот физички систем. Општо гледано, универзални модели наменети за целосна анализа на некој систем не постојат, иако се тежи тие да бидат што е можно погенерални. Важно е колку се тие точни, т.е. колку се тие реален одраз на набљудуваниот систем. Егзактни модели не постојат, т.е. сите тие се помалку или повеќе приближни. Еден научник рекол: "Не постојат егзактни модели. Некои од нив се и употребливи". Намената на моделите им е тие да му овозможат на истражувачот да дојде до некои сознанија за набљудуваниот објект на индиректен начин, преку моделни истражувања, вршејќи експерименти и студии на самите модели, зашто тоа е полесен и поедноставен начин. Освен тоа за некои експерименти (како што се на пример кусите врски во ЕЕС) тешко би се добила дозвола тие да се изведуваат во практиката.

Постојат разни поделби на моделите: линеарни и нелинеарни, статички и динамички, детерминистички и стохастички, итн. Линеарните модели се, по правило, базирани на поголеми упростувања, но се затоа полесни за решавање и истражување, дури и со стандардниот математички апарат со којшто располага инженерот. За жал физичките системи се обично нелинеарни, па затоа е вообичаено тие да се линеаризираат за воопшто да можат да се решат. Линеаризацијата обично се врши во *n*-димензионалниот простор, во околината на некоја работна точка за стационарниот режим на работа којашто е интересна за самите истражувања. Во тој случај решавањето на проблемот, гледано од математички аспект, се сведува на решавање линеарни системи алгебарски или пак диференцијални равенки и притоа за тоа најчесто се применуваат матрични постапки.

ЕЕС во основа претставуваат линеарни системи за коишто важи принципот на суперпозиција. При решавањето на разните работни режими во стационарна состојба ќе се применуваат статички линеарни детерминистички модели.

4.2 Трифазни системи

Производството, пренесувањето и распределбата на електричната енергија во современите EEC се остварува со помош на трифазни системи. На сликата 4.1 е прикажан трифазен вод. Ретки се мрежите (тоа се главно нисконапонските мрежи во некои рурални средини) каде што струјата се разведува по монофазни водови и во тој случај се работи за мали моќности од редот на големина на неколку kW или неколку десетини kW. Современите ВН и CH трифазни системи се симетрични а одделните фази се подеднакво оптоварени така што тие работат во симетричен и урамнотежен режим на работа. Отстапувања од ова правило се среќаваат, понекогаш, во нисконапонските дистрибутивни мрежи, главно заради несиметријата на конзумот.



Слика 4.1. Трифазен вод - дефиниција на фазни и меѓуфазни величини

Главна одлика на таквиот режим е што трите фазни струи во било која гранка (елемент) од системот, како и трите фазни напони во било кој негов јазел образуваат трифазен симетричен систем со директен редослед на фазите. Тоа значи дека модулите на трите фазни напони (струи) се еднакви помеѓу себе, а соодветните комплексни претставници (коишто се нарекуваат фазори) се фазно поместени за по 120° електрични. Пример за трифазен систем на напони и струи е прикажан на слика 4.2.



Слика 4.2. Фазорски дијаграм на комплексните претставници (фазори) на трифазен симетричен систем на напони и струи

Фактот што струјните и напонските прилики во сите три фази од еден елемент на системот се еднакви по своите ефективни вредности (модули)

овозможува решавањето на трифазните симетрични и урамнотежени мрежи да се упрости така што наместо да го посматраме системот (колото) трифазно, доволно е преку воведувањето на т.н. "еднофазни" (еднополни) заменски шеми да ги определиме приликите во само една од фазите (нпр. во фазата "А") бидејќи однапред знаеме дека приликите во останатите две фази се наполно исти како и во набљудуваната фаза само што се тие временски поместени за по $\pm 120^{\circ}$ електрични. Но за да дојдеме до начинот на формирање на еднофазните заменски шеми најнапред ќе се запознаеме со моделот на трифазнен симетричен вод.

4.3 Редни импеданции на надземните водови

Модел на двоспроводен (двожичен) вод.

Да посматраме најнапред едноставен случај на двоспроводен вод составен од два идентични спроводника со пречници $d_p = 2r_p$, паралелно поставени во воздухот на меѓусебно растојание D. Едниот спроводник е "директен" а другиот "повратен". Струите во нив се еднакви по интензитет но во спротивни насоки. Тие, значи, формираат правоаголна контура низ којашто циркулира истата струја. Во тој случај, како што е познато од "Основи на електротехника", индуктивноста по единица должина L на така формираната контура изнесува:

$$L = \frac{\mu_0}{\pi} \left(\ln \frac{D}{r_p} + \frac{\mu_r}{4} \right); \quad \mu = \mu_r \cdot \mu_0 = 1 \cdot \mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-4} \, \frac{\text{H}}{\text{km}}.$$
 (4.1)

Индуктивната отпорност по единица (km) должина со којашто контурата се спротивставува на течењето на струјата во тој случај ќе изнесува:

$$x_{\text{контура}} = \omega L = \frac{\omega \mu_0}{\pi} \left(\ln \frac{D}{r_p} + \frac{1}{4} \right), \tag{4.2}$$

додека индуктивноста x по единица должина на едниот од двата спроводника на двоспроводниот вод ќе биде двојно помала:

$$x = \frac{x_{\text{контура}}}{2} = \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \cdot \left(\ln\frac{D}{r_p} + \frac{1}{4}\right) = \omega \cdot \left(4,6052 \cdot \log\frac{D}{r_p} + \frac{1}{2}\right) \cdot 10^{-4} \frac{\Omega}{\text{km}}.$$
 (4.3)

Вкупната сопствена импеданција <u>z</u> по единициа должина на двоспроводниот вод за фреквенција f = 50 Hz ($\omega = 2\pi f = 100\pi$) ќе биде:

$$\underline{z} = r + jx = r + j\left(0, 1445 \cdot \log \frac{D}{r_p} + 0, 0157\right) \frac{\Omega}{\text{km}}.$$
(4.4)

82

Модел на едноспроводен (двожичен) вод со повратен пат преку земјата.

Да го разгледаме сега случајот на едноспроводен вод, т.е. систем формиран од хоризонтален спроводник на висина *h* над површината од земјата и самата земја како повратен пат на струјата (слика 4.3). Ваквиот модел ни е потребен за да ги изведеме изразите за редна импеданција на трифазните водови.



Слика 4.3. Карсонов модел за систем спроводник – земја (а) за едноспроводен вод; (б) за триспроводен вод

Теориските и експерименталните истражувања врз моделирањето на овој проблем што биле вршени во 20-тите години на минатиот век од Риденберг (Rüdenberg) и Kapcoн (Carson) покажале дека системот спроводник – земја може да се сведе на двоспроводен вод. Но сега, покрај директниот спроводник, се јавува и замислениот повратен спроводник по којшто се враќа струјата низ земјата а тој има радиус 1 m и се наоѓа во земјата закопан на некоја еквивалентна длабочина D_e којашто зависи од нејзината специфична отпорност ρ и од фреквенцијата f. Вредноста на оваа длабочина, за фреквенции од редот 50÷60 Hz, според Карсон, се пресметува со помош на релацијата (4.5)

$$D_e = 658, 5 \cdot \sqrt{\rho/f}$$
 m. (4.5)

За фреквенција f = 50 Нz вредностите за D_e , во зависност од специфичната отпорност на тлото ρ , се прикажани во табелата 4.1.

Почва	Каменита	Сува	Влажна	Морска вода
Спец. отпорност ρ (Ω m)	10000	1000	100	1
Екв. длабочина D_e (m)	9380	2960	938	94

Табела 4.1. Зависност $D_e = f(\rho)$ за f = 50 Hz

Доколку не е позната вредноста на специфичната отпорност ρ обично се усвојува D_e = 1000 m, независно од височината h на обесување на спроводникот над земјата.

Тоа значи дека флуксот опфатен со контурата формирана од спроводникот над земјата и самата земја е ист со флуксот во двожичниот вод (контурата) спроводник – еквивалентен повратен спроводник. Според тоа и подолжната индуктивност на едноспроводниот вод е иста со подолжната индуктивност на така формираниот двожичен вод. По аналогија на изразот за подолжна реактанција (4.3), таа во овој случај се пресметува со следната равенка:

$$x = 0,1445 \cdot \log \frac{D_e}{r_p} + 0,0157 \frac{\Omega}{\mathrm{km}}.$$
(4.6)

Повратната струја во земјата во неа создава актвни загуби на моќност. Според Карсоновиот модел тие загуби не зависат од отпорноста ρ односно длабочината D_e и можат да се опфатат преку зголемување на активната отпорност на спроводникот r за вредноста $r_z = \pi^2 \cdot f \cdot 10^{-4} \approx 0,05 \ \Omega/km$, т.е. може да се замисли дека повратниот спроводник има надолжна активна отпорност $r_z = 0,05 \ \Omega/km$. На тој начин вкупната подолжна импеданција на системот спроводник – земја ќе изнесува:

$$\underline{z}_{s} = (r + r_{z}) + j \left(0,1445 \cdot \log \frac{D_{e}}{r_{p}} + 0,0157 \right) \frac{\Omega}{\mathrm{km}}$$
(4.7)

Според Карсоновиот модел од сликата 4.3 трифазните водови можат да се замислат, како три парови спроводник – земја. Со оглед на тоа дека растојанието D_e на коешто се наоѓа секој повратен спроводник е многукратно поголемо од височините h_i и меѓусебните растојанија D_{ij} помеѓу фазните спроводници, сосема е сеедно дали тие имаат хоризонтален распоред (како на сликата 4.36) или некој друг распоред. Кај нив покрај сопствените импеданции (4.7) ќе се појават и меѓусебни импеданции помеѓу секои парови контури со коишто се моделираат одделните двоспроводни водови. Според Карсоновиот модел меѓусебната импеданција помеѓу два спроводника i и j, коишто се наоѓаат на растојание D_{ij} во просторот ќе изнесува:

$$\underline{z}_{ij} = r_z + j \cdot 0,1445 \cdot \log \frac{D_e}{D_{ij}} \frac{\Omega}{\mathrm{km}}.$$
(4.8)

Да претпоставиме дека на трифазниот вод е извршена транспозициција, како што е вообичаено кај преносните водови со должини над 30-тина km (слика 2.18). Во тој случај сопствените \underline{z}_s и меѓусебните подолжни импеданции \underline{z}_m помеѓу фазните спроводници од трифазниот вод ќе се пресметуваат со помош на следните релации:

$$\underline{z}_s = (r + r_z) + j \cdot \left(0, 1445 \cdot \log \frac{D_e}{r_p} + 0, 0157\right) \frac{\Omega}{\mathrm{km}},$$
(4.9)

$$\underline{z}_{m} = \frac{\underline{z}_{AB} + \underline{z}_{AC} + \underline{z}_{BC}}{3} = r_{z} + j \cdot 0,1445 \cdot \log \frac{D_{e}}{D_{m}} \frac{\Omega}{\mathrm{km}}.$$
(4.10)

Во последната релација со D_m е означено т.н. "*средно-геометриско растојание*" помеѓу фазните спроводници, коешто се пресметува со помош на следната релација:

$$D_m = \sqrt[3]{D_{\rm AB} \cdot D_{\rm AC} \cdot D_{\rm BC}}.$$
(4.11)

За случајот на хоризонтален распоред на фазните спроводници, како на сликата 4.36 ќе имаме:

$$D_m = \sqrt[3]{D \cdot 2D \cdot D} = D \cdot \sqrt[3]{2} = 1,26 \cdot D.$$
(4.12)

Разликата <u>z</u>_s – <u>z</u>_m помеѓу сопствената и меѓусебната импеданција се нарекува *погонска надолжна импеданција* на трифазниот вод. Таа изнесува:

$$\underline{z} = \underline{z}_s - \underline{z}_m = r + jx = r + j \cdot (0,1445 \cdot \log \frac{D_m}{r_p} + 0,0157) \frac{\Omega}{\text{km}}.$$
 (4.13)

Во наредната точка ќе видиме дека пресметката на состојбите кај надземните водови во една мрежа за симетричен и урамнотежен работен режим се врши со помош на нивните погонски импеданции.

Модел на трифазен симетричен вод во симетричен урамнотежен режим на работа. Погонска импеданција.

Современите EEC се изведуваат како трифазни и симетрични. Ако потрошувачите, приклучени на нив, се исто така симетрични, тогаш и режимот на работа ќе биде симетричен и урамнотежен. Тогаш трите фазни напони/струи во било кој елемент на системот ќе образуваат трифазен симетричен систем (слика 4.2). Тој услов е скоро целосно задоволен кај мрежите со среден, висок и највисок напон ($U_n > 1$ kV). Кај нив постои

некоја несиметрија, генерирана главно од самиот конзум, но таа е толку мала (под 2%) што може слободно да се занемари. За несиметријата единствено треба да се води сметка кај нисконапонските мрежи каде што постои голем број еднофазни потрошувачи/приемници и таму таа може да биде значителна. Анализата на таквите мрежи се врши со специјални постапки, а тоа излегува од рамките на овој материјал. Сите анализи што ќе се вршат во наредниот дел ќе се однесуваат на трифазните урамнотежени системи што работат во стационарен режим на работа.

Да го разгледаме случајот на една трифазна мрежа (коло) којашто се состои од трифазен генератор (G) со намотки врзани во ѕвезда, трифазен преносен вод (V) со должина *l* и симетричен трифазен потрошувач, (P).

На сликата 4.4 е прикажана еднополната (монофазна) заменска шема додека на сликата 4.5 соодветната трифазна претстава на разгледуваното коло. Од посебен интерес за нас се релациите што постојат помеѓу приликите на почетокот (1) и крајот (2) од водот за таквиот режим.



Слика 4.4. Монофазна претстава (еднополна заменска шема) на разгледуваниот систем



Слика 4.5. Трифазна претстава на разгледуваниот систем

Поради фактот што системот е симетричен, односно поради важењето на следната релација:

$$\underline{I}_{\text{Heyrp.}} = \underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C = 0, \qquad (4.14)$$

во неутралниот спроводник (N) нема да има струја т.е. ѕвездиштата кај генераторот и потрошувачот ќе бидат на ист потенцијал φ за кој што ќе усвоиме вредност $\varphi = 0$, па според тоа неутралниот спроводник ќе можеме

да го отстраниме. Тогаш потенцијалите на одделните точки од фазните спроводници ќе бидат наедно и нивните фазни напони.

Нека со [\underline{V}_{1A} , \underline{V}_{1B} , \underline{V}_{1C}]^T и [\underline{V}_{2A} , \underline{V}_{2B} , \underline{V}_{2C}]^T ги означиме матриците колони на фазните напони на почетокот односно крајот од водот, додека со [\underline{I}_A , \underline{I}_B , \underline{I}_C]^T ќе ја означиме матрицата на соодветните фазни струи, како што е тоа прикажано на сликата 4.5. Тогаш, врз основа на Кирхофовиот закон за напони, за колото од сликата 4.5 можеме да пишуваме:

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_{1A} \\ \underline{V}_{1B} \\ \underline{V}_{1C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{V}_{2A} \\ \underline{V}_{2B} \\ \underline{V}_{2C} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{Z}_s & \underline{Z}_m & \underline{Z}_m \\ \underline{Z}_m & \underline{Z}_s & \underline{Z}_m \\ \underline{Z}_m & \underline{Z}_m & \underline{Z}_s \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \underline{I}_A \\ \underline{I}_B \\ \underline{I}_C \end{bmatrix}.$$
(4.15)

Притоа имаме:

$$\underline{Z}_s = \underline{z}_s \cdot l = (r + r_z) \cdot l + j \cdot \left(0, 1445 \cdot \log \frac{D_e}{r_p} + 0, 0157\right) \cdot l \frac{\Omega}{\mathrm{km}}$$

И

$$\underline{Z}_m = \underline{z}_m \cdot l = r_z \cdot l + j \cdot 0,1445 \cdot \left(\log \frac{D_e}{D_m}\right) \cdot l \frac{\Omega}{\mathrm{km}}$$

Од првата редица на системот равенки (4.15), запишан со матрична нотација, се добива:

$$\underline{V}_{1A} = \underline{V}_{2A} + \underline{Z}_s \underline{I}_A + \underline{Z}_m \underline{I}_B + \underline{Z}_m \underline{I}_C = \underline{V}_{2A} + \underline{Z}_s \underline{I}_A + \underline{Z}_m (\underline{I}_B + \underline{I}_C), \quad (4.16)$$

Понатаму, од (4.14) следува:

$$\underline{I}_B + \underline{I}_C = -\underline{I}_A,\tag{4.17}$$

па на тој начин, со замена на (4.17) во (4.16) се добива:

$$\underline{V}_{1\mathsf{A}} = \underline{V}_{2\mathsf{A}} + \underline{Z}_s \underline{I}_{\mathsf{A}} - \underline{Z}_m \underline{I}_{\mathsf{A}} = \underline{V}_{2\mathsf{A}} + (\underline{Z}_s - \underline{Z}_m) \underline{I}_{\mathsf{A}} = \underline{V}_{2\mathsf{A}} + \underline{Z} \underline{I}_{\mathsf{A}},$$
(4.18)

Од релацијата (4.18) заклучуваме дека како последица на симетријата и урамнотеженоста на системот приликите во фазата "А" можат да се искажат како односи само помеѓу фазните напони и струи во таа фаза. Се разбира дека е сосема идентичен заклучокот и за преостанатите две фази "В" и "С", т.е ќе имаме:

$$\underline{V}_{1A} = \underline{V}_{2A} + \underline{ZI}_{A}$$

$$\underline{V}_{1B} = \underline{V}_{2B} + \underline{ZI}_{B}$$

$$\underline{V}_{1C} = \underline{V}_{2C} + \underline{ZI}_{C}$$
(4.19)

Величината <u>Z</u> = <u>Z</u>_s – <u>Z</u>_m којашто фигурира во релациите (4.18) и (4.19) се нарекува "*редна погонска импеданција*" на трифазниот вод. Таа претставува

вештачка, математички воведена, величина која нема физичка позадина, т.е. таа директно не може да се измери. Таа се однесува на трифазни водови коишто работат во симетричен урамнотежен режим на работа и овозможува на едноставен начин да биде опфатен сумарниот ефект од постоењето на сопствените и меѓусебните спреги кај фазните спроводници од трифазните водови.

4.4 Заменски шеми на трифазните водови

Анализите на карактеристичните режими во трифазните симетрични кола се врши со примена на монофазни (еднополни) заменски шеми. Во нив се претставени параметрите на системот и на режимот за само една од фазите, на пример за фазата "А", додека приликите во преостанатите две фази "В" и "С" се добииваат сосема едноставно, со едноставно ротирање на фазорите коишто се однесуваат на приликите во набљудуваната референтна фаза "А". Затоа отсега па натаму моделите што ќе се презентираат за сите елементи на ЕЕС ќе се однесуваат на нивната соодветна монофазна заменска шема.

По должината на водовите, практично рамномерно, распределени се нивните подолжни погонски параметри:

- редната активна отпорност r,
- редната индуктивна отпорност x,
- напречната активна одводност д и
- напречната капацитивна проводност b.

Во практичните пресметки за надземните водови со должина l не поголема од 250 km и за кабелските водови со должина до 50 km, рамномерно распределените параметри на водот можат да се заменат со концентрираните параметри R, X, G и B при што е:

$$R = r \cdot l, \quad X = x \cdot l, \quad G = q \cdot l \quad \mathbf{M} \quad B = b \cdot l$$

Заменската *π*-шема на водот, која одговара на овие услови, е прикажана на сликата 4.6.

Редната активна отпорност r на спроводниците со напречни пресеци што се користат во практика и при фреквенција 50 Hz е практично еднаква на нивната активна отпорност при еднонасочна струја, бидејќи во тие услови појавата на површинскиот ефект (скин ефект) е слабо изразена. Податоците за редните активни отпорности на спроводниците обично се даваат за температура од +20°C и можат да се најдат во каталозите на нивните производители или пак во разни прирачници.

Во недостиг на други податоци редната активна отпорност r_{20} при 20°С на спроводниците од алуминиум или алучел јажиња, изразена во Ω /km, со



Слика 4.6. Заменска π -шема на вод

задоволителна точност за практични пресметки може да се определи со равенката:

$$r_{20} = \frac{1000}{34 \cdot A} = \frac{29, 4}{A} \ \Omega/\text{km}$$
(4.20)

каде што со A е означена плоштината (површината) на напречниот пресек на алуминиумскиот дел од јажето, изразена во mm 2 .

При температура θ различна од 20°С активната отпорност по единица должина r_{θ} се пресметува со следната формула:

$$r_{\theta} = r_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (\theta - 20)]. \tag{4.21}$$

Во (4.21) со r_{20} е означена подолжната (надолжната) редна отпорност на спроводникот при температура 20°С, додека е температурниот коефициент на промена на отпорот, кој за алуминиумот (а исто така и за бакарот) приближно изнесува $\alpha = 0,004 \ 1/^{\circ}$ С.

Но работната температура на спроводниците од надземните водови е секогаш повисока од амбиентната температура и обично се движи помеѓу 30 и 40°С. Затоа во практиката, за пресметка на подолжната активна отпорност на работната температура се користи релацијата:

$$r = \frac{1000}{32 \cdot A} = \frac{31,25}{A} \ \Omega/\text{km}.$$
(4.22)

Погонската редна индуктивна отпорност *x* на надземните водови зависи од растојанијата меѓу спроводниците на водот и од нивните радиуси. За трифазните надземни водови таа се пресметува со равенката:

$$x = \frac{\omega \cdot \mu_o}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{D_m}{r_p} + \frac{1}{4} \right), \tag{4.23}$$

т.е.

$$x = 0,1445 \cdot \log \frac{D_m}{r_p} + 0,0157 \,\Omega/\mathrm{km},\tag{4.24}$$

каде што е:

- r_p радиус на спроводникот (се претпоставува дека сите фазни спроводници имаат еднакви димензии);
- *D_m средногеометриско растојание* (СГР) меѓу фазните спроводници (види слика 4.7), коешто се пресметува со равенката:

$$D_m = \sqrt[3]{D_{\mathsf{AB}} \cdot D_{\mathsf{AC}} \cdot D_{\mathsf{BC}}}.$$
(4.25)



Слика 4.7. Изглед на глава од столб на надземен вод

Равенката (4.24) може да се напише во следниот облик:

$$x = 0,1445 \cdot \log \frac{D_m}{D_s}.$$
 (4.26)

Во (4.26) е воведена величината D_s којашто се нарекува *сопствено средногеометриско растојание* (ССГР) на спроводникот (односно спроводниците во снопот).

За масивни спроводници, или пак за спроводници изведени во форма на јажиња од еднороден материјал, сопственото средно-геометриско растојание се пресметува со формулата:

$$D_s = r'_p = e^{-\frac{1}{4}} \cdot r_p = 0,7788 \cdot r_p.$$
(4.27)

За алучел-јажињата (Al/Č) тоа се пресметува со помош на прилично сложени формули. Сепак, за овие јажиња со однос на пресеците $\varepsilon = A_{\rm Al}/A_{\rm Fe} =$

6 : 1, кој најчесто се среќава кај надземните водови, сопственото средногеометриско растојание приближно изнесува:

$$D_s \approx 0.81 \cdot r_p. \tag{4.28}$$

За пренесување на големи моќности со надземните водови се користат високи напони и големи пресеци на фазните спроводници. Зголемувањето на напречниот пресек кај високонапонските преносни водови се врши најчесто со поставување на повеќе спроводници по фаза, односно со поставување на повеќе *спроводници во сноп* (слика 4.8).

На тој начин, секоја фаза ќе биде составена од поголем број спроводници (јажиња), поставени најчесто во темињата на рамностран многуаголник, чија страна *a* обично изнесува од 30 до 50 cm. Во ваквиот случај снопот составен од поголем број спроводници може да се еквивалентира со еден единствен еквивалентен спроводник, чиешто сопствено средногеометриско растојание се пресметува со помош на формулата:

$$D_s = \sqrt[n]{r'_p \cdot \prod_{i=2}^n a_{1i}} = \sqrt[n]{r'_p \cdot a_{12} \cdot a_{13} \cdot \ldots \cdot a_{1n}}.$$
 (4.29)

Во (4.29) со n е означен бројот на спроводниците во снопот, со a_{1i} е означено растојанието помеѓу првиот и i-тиот спроводник во снопот (слика 4.8), додека r'_p е еквивалентниот радиус (полупречникот) на еден од спроводниците (јажињата) на снопот, пресметан со помош на (4.27) или (4.28).



Слика 4.8. Спроводници во сноп кај високонапонските надземни водови

Така на пример, ако снопот е составен од n = 2 спроводника, поставени на меѓусебно растојание a, сопственото средногеометриско растојание на спроводниците во снопот ќе изнесува:

$$n = 2: \quad D_s = \sqrt{r'_p \cdot a}. \tag{4.30}$$

91

Во случајот n = 3, ќе имаме:

$$n = 3: \quad D_s = \sqrt[3]{r'_p \cdot a^2},$$
 (4.31)

додека кога е n = 4, со помош на формулата (4.29) добиваме:

$$n = 4: \quad D_s = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r'_p \cdot a^3}.$$
 (4.32)

Со изведба на спроводниците во сноп <u>се намалува</u> редната погонска индуктивна отпорност по единица должина. Така, на пример, ако снопот е составен од два спроводника, индуктивната отпорност на водот ќе биде помала за 15 до 20% во споредба со истата за случајот кога би имале само еден спроводник по фаза. Ако пак снопот е составен од три спроводници, тогаш индуктивната отпорност на водот се намалува за 25 до 30%. Со натамошното зголемување на бројот на спроводниците во снопот индуктивната отпорност на водот и понатаму се намалува, но тоа намалување ќе биде многу помалку изразено.

Ако на едни исти столбови се поставени две тројки на спроводници (т.е. ако се работи за т.н. *двосистемски вод)*, индуктивната отпорност на секоја тројка, т.е. на секој од водовите, ќе зависи и од нивниот заемен распоред. Присуството на вториот вод врши намалување на индуктивната отпорност кај првиот за 15 до 20% и обратно.

Погонските реактанции на трифазните надземни водови се неколку пати поголеми отколку реактанциите на трифазните кабли. Тоа јасно се гледа од табелата 4.2 во којашто се прикажани просечните вредности на погонските индуктивни отпорности (реактанции) по единица должина на некои надземни и кабелски водови.

Напречната активна одводност g на водот се определува врз основа на загубите на активна моќност во изолацијата на водот.

Кај надземните водови од сите напони загубите на активна моќност во изолаторите се сосема мали, дури и во подрачјата со големо *аерозагадување*. Затоа овие загуби обично се занемаруваат. Меѓутоа, кај високонапонските водови со номинален напон 110 kV и повисок, во определени услови се јавува специфично празнење околу спроводниците, наречено *корона*. Ова празнење е последица на интензивна јонизација на воздухот околу спроводниците, условена од превисока јачина на електричното поле, или пак на смалена диелектрична цврстина на воздухот која се должи на присуството на влага и разни честички во него. Короната е проследена со виолетова светлина и карактеристичен сиктав шум.

Појавата на корона е особено интензивна при влажно време. Тогаш загубите поради короната се за 10 па и повеќе пати поголеми од вообичаените. Најефикасен начин за смалување на загубите на моќност поради короната

Вид на водот	$x(\Omega/{ m km})$
Надземен, до 1 kV	0,34
Надземен, 6 - 10 kV	0,38
Надземен, 20 kV, 35 kV, 110 kV	0,40
Надземен, 220 kV	0,41
Надземен, 380 kV	0,34
Кабелски, до 1 kV	0,06
Кабелски, 6 - 10 kV	0,08
Кабелски, 20 kV	0,11
Кабелски, 35 kV	0,13

Табела 4.2. Просечни вредности на реактанциите по единица,	должина за некои
видови надземни и кабелски водови	

е примена на спроводници со поголем надворешен радиус, односно со примена на спроводници во сноп. Со ова се намалува интензитетот на електричното поле на површината на спроводниците и се ослабува процесот на јонизација на околниот воздух. Од тие причини се утврдени најмалите дозволени пресеци на спроводниците и јажињата кај надземните водови со разни номинални напони, со што се постига загубите поради короната, при нормално време, да бидат прифатливи. Нивните вредности се дадени во табелата 4.3.

Номинален напон на водот (kV)	Најмал дозволен пресек на Al/Č–јаже
110 kV	70/12
220 kV	240/40
380 kV	2×490/65

Табела 4.3. Најмали дозволени пресеци кај надземните водови заради намалување на ефектот на корона

За пресеци на спроводниците наведени во табелата 4.3, како и за пресеци поголеми од нив, загубите на активна моќност кај надземните водови поради короната се мали и изнесуваат околу 1 kW/km за 110 kV надземни водови, односно неколку kW/km за надземни водови со повисок напон. Меѓутоа, кај надземните водови со највисок напон (500 kV и 750 kV), при лошо време, загубите поради короната можат да достигнат и вредности преку 100 kW/km, што при поголеми должини на водовите доведува до значителни загуби на



Слика 4.9. Корона кај 500 kV надземен вод

моќност, мерливи со џуловите загуби (коишто се последица на струите во фазните спроводници).

Кај електроенергетските кабли со номинален напон до 35 kV загубите на активна моќност во изолацијата (диелектричните загуби) се сосема мали и обично не се земаат предвид во пресметките. Но, кај каблите со напон 110 kV и повеќе загубите во диелектрикот можат да изнесуваат неколку kW/km.

Од изложеното се гледа дека погонската напречна активна спроводност е менлив нелинеарен параметар. Неа можеме да ја определиме со помош на равенката:

$$g = \frac{\Delta P'_{\mu_{300.}}}{U^2},\tag{4.33}$$

каде што $\Delta P'_{\rm изол.}$ се вкупните загуби на активна моќност по единица должина во изолацијата на водот, во случајот кога водот работи со погонски напон U.

Во практичните пресметки на стационарните режими на работа на трифазните електроенергетски мрежи има смисла напречната активна спроводност на водот да се зема предвид само кај водовите со номинален напон 380 kV и повеќе. Но и тогаш, од чисто практични причини, погодно е наместо да се работи со активната одводност G на водот, загубите во изолацијата $\Delta P_{изол.}$, односно загубите поради короната $\Delta P_{кор.}$, да се земаат како дополнително електрично оптоварување на краевите на водот (по половина на секој негов крај).

Погонската напречна капацитивна спроводност b на водот е последица на постоењето на заемната капацитивност помеѓу фазните спроводници како и на капацитивноста помеѓу секој фазен спроводник и земјата. Овде ќе се задржиме само на водовите кај кои е извршено вкрстосување (транспозиција) на фазите (види слика 2.18). Погонската капацитивност по единица должина C_p' на трифазен вод може да се пресмета со помош на следната формула:

$$C'_{p} = \frac{2\pi\varepsilon_{0}}{\ln\frac{2H_{s}\cdot D_{m}}{H_{m}\cdot r_{p}}},\tag{4.34}$$

каде што се:

 r_p - радиус на спроводниците;

$$H_s = \sqrt[3]{h_{\mathrm{A}} \cdot h_{\mathrm{B}} \cdot h_{\mathrm{C}}}$$
,

 $D_m = \sqrt[3]{D_{\mathrm{AB}} \cdot D_{\mathrm{AC}} \cdot D_{\mathrm{BC}}}$ и

$$H_m = \sqrt[3]{D_{\mathsf{AB}'}} \cdot D_{\mathsf{AC}'} \cdot D_{\mathsf{BC}'}$$

Значењето на ознаките h_i , D_{ik} и $D_{ik'}$ се гледа од сликата 4.10, со следното дополнение. Поради тоа што спроводниците не се хоризонтални, туку во просторот заземаат облик на синџирница (верижник, ланчаница), нивната просечна висина над земјата h_i се пресметува со помош на следниот израз:

$$h_i = h_{i,\min} + f_i/3, \quad (i = A, B, C).$$
 (4.35)



Слика 4.10. Скица за објаснение на формулата (4.34)

Формулата (4.35) ја дава т.н. "ефективна височина" на *i*-тиот спроводик. Во неа со f_i е означен неговиот провес додека со $h_{i,\min}$ е означена височината на темето на синџирницата над тлото.

Погонската напречна капацитивна спроводност по единица должина на водот ќе биде:

$$b = \omega \cdot C'_p = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{2H_s \cdot D_m}{H_m \cdot r_p}}, \ \frac{\mathsf{S}}{\mathsf{km}}.$$
(4.36)

Доколку водот е изведен со спроводници во сноп, тогаш повторно се користи равенката (4.36), со таа разлика што радиусот на спроводникот r_p се заменува со еквивалентниот радиус на снопот D_s , пресметан со помош на релацијата (4.29) во којашто наместо r'_p ќе фигурира радиусот r_p .

Кај реалните водови обично е $2H_s \approx H_m$, па равенката (4.36) може да се напише поедноставно:

$$b = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{D_m}{r_p}} \frac{S}{km}.$$
 (4.37)

Кога не е позната геометријата на фазните спроводници, за приближната проценка на големината на погонската капацитивна спроводност по единица должина можат да се користат следните вредности:

• *b* = 2,6 – 2,8 µS/km за водови 110 kV и 220 kV, со еден спроводник по фаза;

• $b = 3,3 \ \mu\text{S/km}$ за водови 380 kV, со два спроводника по фаза.

Кај кабелските водови вредностите на погонската капацитивна спроводност по единица должина *b* се значително поголеми.

Постоењето на капацитивноста на водот е причина за создавање на капацитивна струја во водот (струја којашто му претходи на напонот за 90°) дури и тогаш кога е водот неоптоварен. Доколку, поради упростување, претпоставиме дека напонот долж водот е константен (иако тоа не е сосема така), тогаш вкупната капацитивна струја, поради постоењето на капацитивноста на водот, ќе биде:

$$I_C = V \cdot b \cdot l = B \cdot V, \tag{4.38}$$

каде што V е фазниот погонски напон.

На струјата I_C ѝ соодветствува капацитивната моќност на водот Q_C , која се нарекува и генерирана реактивна моќност на водот:

$$Q_C = 3 \cdot V \cdot I_C = 3 \cdot B \cdot V^2 = B \cdot U^2. \tag{4.39}$$

Во (4.39) со U е означен *меѓуфазниот работен (погонски)* напон на водот $(U = \sqrt{3} \cdot V)$.

Од изведените формули за пресметување на погонската капацитивна спроводност на водот произлегува дека таа малку зависи од големината на средногеометриското растојание на фазните спроводници, а малку зависи и од големината на пречникот на спроводниците. Со нивната измена во доста широки граници погонската капацитивна спроводност малку ќе се менува.

Генерираната реактивна моќност на водот Q_C зависи од квадратот на погонскиот напон. Во табелата 4.4 се прикажани просечните вредности на генерираната реактивна моќност за надземни водови со разни номинални напони и за должина l = 100 km.

Номинален напон на водот U_n (kV)	Генерирана реактивна моќност Q_C (Mvar/100 km)
110	3,3
220	13,0
380	50,0

Табела 4.4. Просечни вредности на генерираната реактивна моќност од надземни водови со должина *l* = 100 km

Капацитивните струи кај кабелските водови се значително поголеми во однос на соодветните струи кај надземните водови со ист номинален напон. Причина за тоа е големата капацитивна спроводност кај каблите, што е последица на малите меѓусебни растојанија меѓу спроводниците и поголемата диелектрична константа на диелектрикот ε .

Поради тоа генерираните реактивни моќности од каблите ќе бидат исто така многу поголеми. Така, на пример, трижилен кабел за напон 20 kV, со пресек на спроводниците 150 mm² и со должина 100 km, при номинален напон би генерирал околу 5,6 Mvar. Ако кабелскиот вод за напон 20 kV би го сочинувале три едножилни кабли со истиот пресек (150 mm²), тогаш тој би генерирал околу 3,3 Mvar на 100 km, т.е. триесетина пати повеќе од еден 20 kV надземен вод.

Сепак, кога се работи за кабли со номинален напон под 20 kV ($U_n < 20$ kV) и со релативно мали должини, во практичните пресметки на состојбата во електроенергетските мрежи, нивните капацитивни струи и моќности не се земаат предвид.

Ако нѝ е позната генерираната реактивна моќност на еден вод Q_C , тогаш, наместо со заменската π -шема, него ќе можеме да го претставиме со шемата од сликата 4.11а, со што решавањето на мрежата се упростува. Притоа, кај надземните водови со номинален напон 35 kV и понизок, капацитивната спроводност на водот може воопшто да не се зема предвид. За нив задоволува и заменската шема од сликата 4.11.6.

Од друга страна, при решавањето на кабелските мрежи со номинален напон 10 kV и понизок, може да се изврши занемарување на погонските индуктивни отпорности доколку каблите се со релативно мал пресек. Во тој случај нив ги претставуваме со заменската шема од сликата 4.11.в.

Кога во водот тече одредена струја на оптоварувањето *I*, тогаш во редната индуктивна отпорност на водот се остваруваат загуби на реактивна моќност:

$$Q_X = 3 \cdot X \cdot I^2, \tag{4.40}$$

97

(4.41)

и истовремено, погонскиот капацитет на водот генерира реактивна моќност Q_C :



Слика 4.11. Разни облици на заменска шема на вод

 а) упростен облик на заменската шема со земање предвид на Q_C, б) заменска шема за СН и НН надземни водови и кабли, в) заменска шема за НН вод со мал пресек

Ако водот струјно го оптовариме така што ќе се постигне овие две реактивни моќности да бидат еднакви меѓусебно, тогаш на водот ќе имаме баланс (рамнотежа) на реактивната моќност, т.е. водот не ќе биде ниту извор ниту потрошувач на реактивна моќност и загубите на реактивна моќност во преносот ќе бидат $\Delta Q = Q_C - Q_X = 0$. Значи, тргнувајќи од условот $Q_C = Q_X$, ќе ја добиеме следната релација помеѓу напонот и струјата која важи за овој карактеристичен режим:

$$\frac{V}{I} = \sqrt{\frac{X}{B}} = \sqrt{\frac{x}{b}} = \sqrt{\frac{L'_p}{C'_p}} = Z_V$$
(4.42)

Со релацијата (4.42) е дефинирана таканаречената погонска бранова импеданција на водот Z_V која што е реален број, т.е. таа претставува чист омски отпор.

Кога на крајот од водот е приклучен чисто активен потрошувач чијашто активна отпорност е точно еднаква на погонската бранова импеданција на водот Z_V , тогаш за водот велиме дека пренесува *природна моќност*
P_N . Во таквиот режим, освен што постои баланс помеѓу "произведената" и "потрошената" реактивна моќност, <u>напонот</u> и <u>струјата</u> насекаде долж водот се <u>константни</u> по модул и се во фаза. Освен тоа влезната импеданција на почетокот од водот е еднаква на Z_V , колку што е и на неговиот крај.

Големината на брановата импеданција Z_V лесно се определува врз основа на самата геометрија на водот. Со оглед на релациите со помош на кои се пресметуваат погонскиот индуктивитет и капацитет по единица должина кај трифазните надземни водови:

$$L'_{p} = \frac{\mu_{0}}{2\pi} \cdot (\ln \frac{D_{m}}{r_{p}} + \frac{\mu_{r}}{4}) \approx \frac{\mu_{0}}{2\pi} \cdot \ln \frac{D_{m}}{r_{p}} \quad \text{i} \quad C'_{p} = \frac{2\pi\varepsilon_{0}}{\ln(D_{m}/r_{p})}, \tag{4.43}$$

и водејќи сметка за големините $\mu_0=4\pi\cdot 10^{-7}~{\rm H/m}$ и $\varepsilon_0=10^{-9}/(36\pi)~{\rm F/m}$ добиваме

$$Z_V = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{\mu_0}{\varepsilon_0}} \cdot \ln \frac{D_m}{r_p}$$

или

$$Z_V = 60 \cdot \ln \frac{D_m}{r_p} = 138 \cdot \log \frac{D_m}{r_p}$$
(4.44)

Пример 4.1. 110 kV надземни водови во Република Македонија се главно изградени со челично-решеткасти столбови од типот "S", производ на ЕМО-Охрид (види слика 4.7б) и со спроводници од алучел-јаже Al/Č 240/40 mm² произведени според стандардот МКС.Н.Ц1.351. Да се пресметаат подолжните параметри r, x и b на овие водови. Колкава е нивната бранова импеданција Z_V и колкава е нивната природна моќност P_N . Колкаво е струјното оптоварување на водот I_N во режим на пренос на природна моќност, во (A) и во (%) од неговото трајно дозволено оптоварување кое за летни услови, според табелата 2.5, изнесува $I_d = 530$ A.

Решение

Од табелата 2.5 ги отчитуваме следните податоци за ова јаже: пресек на ауминиумовиот плашт A = 243,0 mm²; пречник $d_p = 2r_p$ = 21,9 mm; трајна дозволена струја I_d = 530 А. Понатаму, од (4.22) е:

$$r = \frac{31,25}{A} = \frac{31,25}{243,0} = 0,129 \frac{\Omega}{\text{km}}.$$

Од (4.25) е:

$$D_m = \sqrt[3]{5, 52 \cdot 3, 82 \cdot 6, 42} = 5, 13 \text{ m},$$

додека од (4.26) и (4.27) е:

$$x = 0,1445 \cdot \log\left(\frac{D_m}{D_s}\right) = 0,1445 \cdot \log\left(\frac{5,13}{0,81 \cdot 10,95 \cdot 10^{-3}}\right) = 0,399 \frac{\Omega}{\mathrm{km}},$$

и од (4.37) е:

$$b = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log(D_m/r_p)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log(5,13/0.01095)} = 2,84 \cdot 10^{-6} \frac{\text{S}}{\text{km}}$$

Од релацијата (4.42) се добива:

$$Z_V = \sqrt{\frac{x}{b}} = \sqrt{\frac{0,399}{2,84 \cdot 10^{-6}}} = 375 \ \Omega.$$

Натаму, струјата при пренос на природната моќност е:

$$I_N = \frac{V_n}{Z_V} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_V} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 375} = 0,169 \text{ kA},$$
$$I_N(\%) = 100 \cdot \frac{I_N}{I_d} = 100 \cdot \frac{169}{530} = 32 \%,$$
$$P_N = 3 \cdot V_n \cdot I_N = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_N = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,169 = 32,26 \text{ MW}.$$

Значи кога водот пренесува природна моќност тој е оптоварен само со околу 1/3 од неговата најголема трајно дозволена струја.

4.5 Двонамотни трифазни трансформатори

Независно од тоа како им се поврзани фазните намотки, двонамотните трифазни трансформатори најчесто ги претставуваме со заменската Г-шема (слика 4.12).



Слика 4.12. Заменска Г-шема на двонамотен трансформатор

Строго земајќи, и кај трансформаторите би била посоодветна примената на заменската Т-шема отколку заменската Г-шема, бидејќи и во обидот на празен од низ примарната намотка тече струја (струјата на празен од, т.е. струјата на магнетизирање), па во неа ќе има и тогаш загуби на моќност. Споредени со загубите во железото, овие загуби се сосема мали така што во практичните пресметки се прави незначителна грешка ако се земе дека вкупните загуби во обидот на празен од се еднакви на загубите во железото. Затоа, отсега натаму, наместо со поточната заменска Т или заменска π -шема на трансформаторот, ќе работиме со поедноставната заменска Г-шема.

Заменската Г-шема на еден двонамотен трифазен трансформатор се карактеризира со 4 параметри: *активна отпорност* R_T и *реактивна отпорност* X_T на намотките на трансформаторот и *активна спроводност* G_T и *реактивна спроводност* B_T на *гранката на магнетизирање* (напречната гранка) на трансформаторот. Притоа важи: $X_T \gg R_T$ и $B_T \gg G_T$. Нив ги определуваме врз основа на податоците за струјата I_0 и загубите на активна моќност ΔP_0 добиени во обидот на празен како и од напонот на куса врска U_k и загубите на активна моќност, добиени во обидот на куса врска ΔP_k .

При обидот на празен од струјата низ примарната намотка е мала, па може да се смета дека ќе бидат мали и загубите на активна моќност во примарната намотка, бидејќи тие се пропорционални на квадратот од струјата на празен од.

Затоа нема да се направи голема грешка ако се земе дека во обидот на празен од вкупните загуби на активна моќност ΔP_0 се еднакви на загубите во железото $\Delta P_{\rm Fe}$, т.е. дека може да се пишува:

$$\Delta P_0 \approx \Delta P_{\rm Fe}.\tag{4.45}$$

Од друга страна, загубите $\Delta P_{\rm Fe}$ зависат од јачината на магнетската индукција B во магнетското коло на трансформаторот, односно зависат посредно од висината на напонот (т.е. од погонскиот напон) на којшто е приклучена примарната намотка на трансформаторот. Бидејќи напонот во погонот се менува во доста тесен интервал околу својата номинална вредност, може да се смета дека загубите во железото се практично константни, еднакви на оние кои се имаат при номинален напон. Затоа, ако ги знаеме загубите на активна моќност во режимот на празен од, од шемата на сликата 4.12 следува:

$$\Delta P_0 = \Delta P_{\rm Fe} = 3G_T \cdot V_{\rm n}^2 = G_T \cdot U_{\rm n}^2, \tag{4.46}$$

т.е.:

$$G_T = \frac{\Delta P_0}{U_n^2}.$$
(4.47)

Кај енергетските трансформатори струјата на празен од I_0 изнесува од 0,1% до 3% од номиналната струја на трансформаторот. Трансформаторите со поголеми номинални моќности по правило имаат помали процентуални вредности на струјата на празен од и обратно.

Струјата на празен од има мала активна компонента којашто се должи на постоењето на активните загуби во магнетското коло на трансформаторот.

Таа е за 4 до 6 пати помала од соодветната реактивна компонента поради што адмитанцијата на гранката на магнетизирање $\underline{Y}_T = G_T + jB_T$ е по модул приближно еднаква на нејзината реактивна компонента, т.е. $|\underline{Y}_T| \approx |B_T|$. Затоа може да се земе дека вкупната струја на празен од и нејзината реактивна компонента се приближно еднакви. Во тој случај можеме да пишуваме:

$$|\underline{Y}_{T}| \cdot U_{n} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{0}\%}{100} \cdot I_{n} = \frac{i_{0}\%}{100} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot U_{n} \cdot I_{n}}{U_{n}} = \frac{i_{0}\%}{100} \cdot \frac{S_{n}}{U_{n}},$$
(4.48)

каде што е:

- $I_{\rm n}\,$ номинална струја на трансформаторот;
- *S*_n номинална моќност на трансформаторот;
- *i*₀% струја на празен од на трансформаторот, изразена во % од номиналната струја *I*_n.

Од равенката (4.48) за реактивната спроводност *B*^{*T*} на гранката на магнетизирање на трансформаторот добиваме:

$$B_T \approx -|\underline{Y}_T| = -\frac{i_0\%}{100} \cdot \frac{S_n}{U_n^2}.$$
(4.49)

Знакот минус во равенката (4.49) укажува на индуктивниот карактер на гранката.

При *обидот на куса врска* секундарната намотка од трансформаторот кусо се спојува, а на примарната намотка се донесува напонот U_k при кој во намотките од трансформаторот ќе течат номинални струи. Притоа збирните загуби на активна моќност во намотките (бакарот) и во железото што ќе се остваруваат во тој режим ќе ги означиме со ΔP_k .

Бидејќи *напонот на кусата врска* е мал и најчесто се движи во границите од 4% до 12% од номиналниот напон, магнетскиот флукс, а со тоа и магнетската индукција во магнетското коло на трансформаторот, ќе бидат сосема мали (околу десет пати помали од своите номинални вредности).

Бидејќи загубите во железото се пропорционални на квадратот од магнетската индукција, произлегува дека во обидот на куса врска тие ќе бидат уште помали, практично безначајни во однос на загубите во бакарот. Затоа вкупните загуби на активна моќност во обидот на куса врска практично се должат само на загубите во бакарот ΔP_{Cun} , т.е. може да се пишува:

$$\Delta P_{\text{Cun}} \approx \Delta P_k = 3 \cdot R_T I_n^2 = 3 \cdot R_T \cdot I_n^2 \cdot \frac{U_n^2}{U_n^2} = R_T \cdot \frac{S_n^2}{U_n^2}, \qquad (4.50)$$

од каде се добива:

$$R_T = \Delta P_{\text{Cun}} \cdot \frac{U_n^2}{S_n^2}.$$
(4.51)

Напонот на куса врска U_k обично се изразува во проценти од номиналниот напон на трансформаторот и тогаш се означува со u_k % или само со u_k . Користејќи се повторно со заменската шема од слика 4.12 за напонот на куса врска можеме да пишуваме:

$$U_k = \frac{u_k \mathscr{H}}{100} \cdot U_n = \sqrt{3} \cdot Z_T \cdot I_n, \qquad (4.52)$$

од каде што за импеданцијата на двонамотниот трансформатор се добива:

$$Z_T = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n}.$$
 (4.53)

Конечно, имајќи ја предвид релацијата $\underline{Z}_T = R_T + jX_T$, реактанцијата на намотките на двонамотниот трифазен трансформатор се пресметува од равенката:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}.$$
 (4.54)

Во заменските шеми на трансформаторите со големи номинални моќности гранката на магнетизирање, во којашто фигурираат параметрите G_T и B_T , честопати се испушта.

Изведените формули за параметрите на трансформаторот R_T, X_T, G_T и B_T се општи и не зависат од спрегата и групата на соединување на намотките од трансформаторот. Во нив фигурира величината U_n , т.е. "номиналниот напон" на трансформаторот. Тоа може да биде или номиналниот напон на примарната намотка U_{1n} или номиналниот напон на секундарната намотка U_{2n} . Под U_n треба да се подразбира номиналниот напон на онаа намотка на чијашто страна се врши *сведувањето* на параметрите на трансформаторот.

Пример 4.2. Дистрибутивен трансформатор за снижување на напонот тип TD400, производ на EMO-Охрид, ги има следните номинални податоци: номинален преносен однос $U_{1n}/U_{2n} = 10/0.4 \text{ kV/kV}$; $S_n = 400 \text{ kVA}$; напон на куса врска $u_k = 4\%$; струја на празен од $i_0 = 2,1\%$; загуби во бакар (загуби поради оптоварување) $\Delta P_{\text{Cun}} = 4600 \text{ W}$; загуби во празен од (загуби во железо) $\Delta P_{\text{Fe}} =$ 930 W. Да се пресметаат параметрите R_T , X_T , G_T и B_T на неговата Г-заменска шема, сведени кон 10 kV страна.

Решение

а) Параметри G_T и B_T на паралелната гранка (гранка на магнетизирање)

Активната одводност G_T на гранката на магнетизирање се добива од загубите на активна моќност ΔP_0 во режимот на празен од, со помош на изразот (4.47):

$$G_T = \frac{\Delta P_0}{U_n^2} = \frac{930}{10000^2} = 9,3 \ \mu$$
S.

Адмитанцијата на гранката на магнетизирање \underline{Y}_T , по модул, ќе биде:

$$|\underline{Y}_T| = \frac{i_0\%}{100} \cdot \frac{S_n}{U_n^2} = \frac{2,1}{100} \cdot \frac{400 \cdot 10^3}{10000^2} = 84 \ \mu\text{S}.$$
$$B_T = -\sqrt{Y_T^2 - G_T^2} = -\sqrt{84^2 - 9,3^2} = -83,5 \ \mu\text{S}.$$

Пресметано приближно, со помош на изразот (4.49) добиваме:

$$B_T \approx -84 \ \mu S.$$

Според тоа адмитанцијата на напречната гранка од Г-заменската шема ќе биде:

$$\underline{Y}_T = G_T + jB_T = (9, 3 - j83, 5) \ \mu S$$

б) Параметри на редната гранка R_T и X_T

Со помош на изразот (4.51) најнапред ја прсметувама активната отпорност R_T :

$$R_T = \Delta P_{\text{Cun}} \cdot \frac{U_n^2}{S_n^2} = 4600 \cdot \frac{10000^2}{400000^2} = 4, 6 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{10^2}{0, 4^2} = 2,875 \ \Omega,$$

а потоа, со помош на изразот (4.53) и модулот на импеданцијата *Z*_{*T*}:

$$Z_T = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{4}{100} \cdot \frac{10^2}{0,4} = 10 \ \Omega$$

Конечно, реактанцијата X_T на редната гранка од Г-заменската шема на трансформаторот се пресметува од равенката (4.54):

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{10^2 - 2,875^2} = 9,58 \ \Omega.$$

Според тоа импеданцијата на редната гранка од Г-заменската шема ќе биде:

$$\underline{Z}_T = R_T + jX_T = (2,875 + j9,58) \ \Omega.$$

4.6 Тринамотни трифазни трансформатори

На сликата 4.13 е прикажана заменска шема на *тринамотен трансформатор*. Параметрите што фигурираат на оваа шема се сведени на исто напонско ниво и притоа, секоја намотка е прикажана со својата сведена активна и реактивна отпорност. *Гранката на магнетизирање* повторно, како



Слика 4.13. Заменска шема на тринамотен трифазен трансформатор

и кај двонамотниот трифазен трансформатор, ќе ја приклучиме на почетокот од примарната намотка (заменска Г-шема) и со нејзе ги уважуваме приближно (но доволно точно) струјата и загубите на празен од. Нејзините параметри G_T и B_T повторно ги пресметуваме со формулите (4.47) и (4.49), врз основа на познатата струја на празен од i_0 % и познатите загуби на активна моќност во режимот на празен од ΔP_0 .

Активните и реактивните отпорности на поедините намотки се определуваат врз основа на податоците добиени од обидите на куса врска.

Нека посматраме *обид на куса врска* на релацијата примар - секундар. Во овој обид третата (терциерната) намотка е отворена, додека секундарната намотка е кусо врзана. Притоа на примарната намотка приклучуваме мал напон кој постепено го зголемуваме сè додека не се постигне вредноста U_{k12} при која струите во примарната и секундарната намотка достигнат вредност I_{12} што одговара на номиналната моќност на трансформацијата меѓу примарната и секундарната намотка S_{12} . Ако оваа моќност ја означиме со S_{n12} а збирните загуби на активна моќност во бакарот што притоа се остваруваат во примарната и секундарната намотка ги означиме со ΔP_{k12} , тогаш, врз основа на сликата 4.13, можеме да пишуваме:

$$\Delta P_{k12} = 3 \cdot (R_1 + R_2) \cdot I_{12}^2, \tag{4.55}$$

И

$$U_{k12} = \frac{u_{k12}\%}{100} \cdot U_{\rm n} = \sqrt{3} \cdot (X_1 + X_2) \cdot I_{12}.$$
(4.56)

При пишувањето на равенката (4.56) е претпоставено дека се работи за трансформатор со релативно голема моќност (какви што се прават тринамотните трансформатори), за кој е вообичаено за секоја од намотките да биде исполнет условот $X \gg R$, поради што важи $Z \approx X$.

Од равенката (4.55) се добива:

$$R_1 + R_2 = R_{12} = \Delta P_{k12} \frac{U_n^2}{S_{n12}^2}$$
(4.57)

а од равенката (4.56) се добива:

$$X_1 + X_2 = X_{12} = \frac{u_{k12}\%}{100} \frac{U_n^2}{S_{n12}}$$
(4.58)

Аналогно, правејќи обид на куса врска на релацијата примар терциер (при отворена секундарна намотка), добиваме:

$$R_1 + R_3 = R_{13} = \Delta P_{k13} \cdot \frac{U_n^2}{S_{n13}^2},$$
(4.59)

$$X_1 + X_3 = X_{13} = \frac{u_{k13}\%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_{n13}}.$$
(4.60)

Конечно, од обидот на куса врска на релацијата секундар-терциер, при отворен примар, ги добиваме загубите ΔP_{k23} и напонот на куса врска u_{k23} %, од каде што следува:

$$R_2 + R_3 = R_{23} = \Delta P_{k23} \cdot \frac{U_n^2}{S_{n23}^2},$$
(4.61)

$$X_2 + X_3 = X_{23} = \frac{u_{k23}\%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_{n23}}.$$
(4.62)

Равенките (4.57), (4.59) и (4.61) претставуваат симултан систем од три линеарни равенки со три непознати, при што непознатите се активните отпорности R_1 , R_2 и R_3 (или, поточно кажано, нивните сведени вредности) на секоја од намотките на трансформаторот. Со неговото решавање се добива:

$$R_1 = (R_{12} + R_{13} - R_{23})/2, (4.63)$$

$$R_2 = (R_{12} + R_{23} - R_{13})/2, (4.64)$$

$$R_3 = (R_{13} + R_{23} - R_{12})/2.$$
(4.65)

Аналогно, од системот равенки составен од релациите (4.58), (4.60) и (4.62), се добиваат реактивните отпорности (сведени вредности) на трите

намотки од трансформаторот:

$$X_1 = (X_{12} + X_{13} - X_{23})/2, (4.66)$$

$$X_2 = (X_{12} + X_{23} - X_{13})/2, (4.67)$$

$$X_3 = (X_{13} + X_{23} - X_{12})/2.$$
(4.68)

На тој начин се определени сите параметри во заменската шема на тринамотниот трансформатор. Повторно ќе нагласиме дека тоа се сведени вредности на параметрите и дека во претходните формули под U_n треба да се подразбира номиналниот напон на онаа намотка на чијашто страна вршиме *сведување на параметрите* од шемата на трансформаторот.

4.7 Трифазни автотрансформатори

За поврзување на мрежи со различни напонски нивоа, кои се притоа блиски по големина, често пати се користат автотрансформаторите. Во нашата земја, како и во соседните, *автотрансформаторите* се користат за поврзување на мрежите со номинални напони 110 kV и 220 kV, мрежите со номинални напони 220 kV и 380 kV, но и мрежите со номинални напони 110 kV и 380 kV.

Кај автотрансформаторите делот од примарната намотка кој истовремено му припаѓа и на секундарот се нарекува *заедничка намотка*. Останатиот дел од примарната намотка се нарекува *редна намотка*. Низ заедничката намотка (слика 4.14) тече струја еднаква на разликата на секундарната и примарната струја на автотрансформаторот. Поради тоа спроводниците во заедничката намотка може да имаат и помал напречен пресек во споредба со спроводниците од секундарот кај двонамотните трансформатори со иста номинална моќност.

Освен тоа, при еднакви електрични параметри на еден двонамотен трансформатор и еден автотрансформатор, последниот ќе има помал напречен пресек на магнетното коло. Затоа, кога коефициентот на трансформација е близок до 1, за изработка на еден автотрансформатор ќе биде потребно помало количество на бакар и железо, па според тоа и помал габарит и цена (и до 30%), во споредба со истите параметри кај обичните двонамотни трансформатори.

Автотрансформаторите по правило имаат и трета, т.н. *"терциерна"* намотка. Оваа намотка е обично врзана во *триаголник* и е галвански одвоена од примарната и секундарната намотка.

Терциерната намотка служи за задоволување на сопствените потреби од електрична енергија во трансформаторската станица каде што е приклучен автотрансформаторот, а исто така на него може да биде приклучен синхрон компензатор, кондензаторска батерија или придушница. Меѓутоа,



Слика 4.14. Тринамотен автотрансформатор

терциерната намотка во основа има и друга улога. Таа врши поништување на третиот хармоник во кривата на меѓуфазните напони, а покрај тоа овозможува намалување на несиметријата на фазните струи и напони и го спречува нејзиното пренесување од секундарната мрежа во примарната.

Поради постоењето на галванска врска меѓу примарната и секундарната намотка, автотрансформаторите можат да се користат само во мрежите со директно заземјена неутрална точка (кај нас тоа се мрежите со напон 110 kV и повеќе). Доколку неутралната точка не би била заземјена и ако една од фазите во мрежата (на пример фазата "А") со повисок номинален напон добие спој со земјата, тогаш напоните во преостанатите две фази во мрежата со понискиот номинален напон ќе добијат преголеми вредности, како што е тоа прикажано на сликата 4.15б.



(а) пред земјоспој на фазата "А1"



Слика 4.15. Фазни напони на примарот и секундарот кога неутралната точка не е заземјена

Параметрите на гранката на магнетизирање на автотрансформаторот се определуваат врз основа на познатите податоци за струјата и загубите во обидот на празен од, на ист начин како и кај двонамотните и тринамотните трансформатори.

Начинот на пресметување на отпорностите R_1, X_1, R_2, X_2, R_3 и X_3 на одделните намотки е сосема ист како и кај тринамотните трансформатори.

4.8 Синхрони генератори

Во современите ЕЕС за производство на електрична енергија главно се користат трифазни синхрони генератори иако во последно време, со продорот на обновливите извори на електрична енергија, се појавуваат и други, неконвенционални, извори на електрична енергија. Обично режимот на работа на еден синхрон генератор е зададен преку познатата активна (P_G) и реактивна (Q_G) моќност што тој ги оддава во системот (слика 4.16а). Но понекогаш од генераторот се бара покрај производството на специфицирана активна моќнот P_G , тој да го одржува напонот на неговите собирници на определена, однапред зададена, вредност U_G (слика 4.16б). Во првиот случај јазелот од системот во којшто е приклучен генераторот се нарекува "PQ" јазел, додека во вториот тој се нарекува "PU" јазел. Производството на реактивна моќност на генератоторот приклучен во PU-јазел не е однапред познато и тоа зависи од висината на напонот U_G што треба да се одржува во самиот јазел но и од состојбата во преостанатиот дел од системот. Неговата вредност се нагодува со промена на возбудната струја во роторската намотка под дејство на автоматската регулација на напонот (АРН).



Слика 4.16. Синхрон генератор приклучен во генераторски јазел



Слика 4.17. Заменска шема на синхрон генератор

При пресметката на состојбата во самите генератори нив ги претставуваме со заменската шема од слика 4.17 во која фигурира нивната синхрона реактанција X_S и внатрешната ЕМС зад неа (слика 4.17)¹. Активната отпорност на статорските намотки е, по правило, значително помала од реактивната, па затоа таа редовно се занемарува.

Реактанциите на генераторите најчесто се изразуваат во проценти (%) од соодветната номинална импеданција $Z_n = U_n^2/S_n$ на генераторот, каде што со U_n е означен номиналниот напон на генераторот, додека со S_n е означена неговата номинална моќност.

Ако со X_S ја означиме природната вредност на реактанцијата на генераторот, а со x_s % ја означиме нејзината процентуална вредност, тогаш меѓу нив ќе постои следната релација:

$$X_S = \frac{x_s \%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n}.$$
 (4.69)

Синхроните генератори најчесто се прават со следните номинални напони: 6,3 kV; 10,5 kV; 13,8 kV; 15,75 kV и 21 kV. Нивните номинални моќности се движат од неколку стотини kVA до неколку стотини MVA. Но постојат генератори со моќност од 1000 MVA и повеќе.

Покрај споменатите параметри, секој синхрон генератор се карактеризира и со својот номинален фактор на моќност соз φ_n . Кога генераторот работи во номинален режим, при номинален напон, номинална возбуда и номинална активна моќност P_n синхрониот генератор оддава и номинална реактивна моќност Q_n .

Ако се намали возбудната струја на генераторот, ќе се намали и оддаваната реактивна моќност Q. За моќности $P < P_n$ генераторот може да оддава и поголеми реактивни моќности $Q > Q_n$. Колкава реактивна моќност може да дава генераторот при дадена активна моќност и дадени услови на работа, може да се определи врз основа на погонскиот дијаграм на генераторот.

Кога генераторот работи со смалена возбуда, тој станува потрошувач на реактивна моќност. Во тој случај велиме дека генераторот е подвозбуден, т.е. работи во капацитивен режим. Големината на реактивната моќност што генераторот ја зема од мрежата во режимот на подвозбуда исто така е ограничена со погонскиот дијаграм на генераторот.

4.9 Оптоварување на потрошувачите

При пресметките на работните режими на електроенергетските мрежи оптоварувањата на потрошувачите се претставуваат со зададени вредности

¹За пресметка на нестационарните (преодните) режими, како и за пресметка на режимите на куса врска во ЕЕС, синхроните генератори ги претставуваме на поинаков, посложен начин, и за тоа подетално ќе стане збор во друга дисциплина.

на активната P_p и реактивната Q_p моќност (слика 4.18а). Доколку се познати активната и реактивната моќност на еден потрошувач, при познат напон \underline{U}_p , потрошувачот можеме да го претставиме во вид на струен генератор со зададена струја \underline{I}_p , (слика 4.18б):

$$\underline{I}_{p} = \frac{\underline{S}_{p}^{*}}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}_{p}^{*}} = \frac{P_{p} - jQ_{p}}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}_{p}^{*}}.$$
(4.70)

Напоните во одделните точки од мрежата обично однапред не се познати, па последниот начин на претставување на потрошувачите не е можен. Меѓутоа, во дистрибутивните мрежи напоните во поедините јазли од мрежата малку се разликуваат од својата номинална вредност, па во тој случај може да се земе дека е $U_p \approx U_n$, со што се надминува наведениот проблем.

Во некои случаи оптоварувањата се претставуваат во вид на пасивна гранка со константна адмитанција, напречно поставена на местото каде што е приклучен самиот потрошувач (слика 4.18в). Во тој случај адмитанцијата на гранката со која се претставува самиот потрошувач се пресметува со изразот:



Слика 4.18. Разни начини на прикажување на потрошувачите

Всушност, активната и реактивната моќност на еден потрошувач не зависат исклучиво од барањата на самиот потрошувач и не се константни, туку со промена на напонот тие исто така се менуваат. Зависностите P(U) и Q(U) се нарекуваат *статички карактеристики* на потрошувачите по напонот.

Статичките карактеристики на разните видови приемници имаат различен облик. Затоа статичките карактеристики на еден потрошувач, кој претставува група од разнородни приемници, тешко се определуваат по пресметковен пат. Најчесто нив ги добиваме по експериментален пат.

Како илустрација, на сликата 4.19 се прикажани статичките карактеристики на еден потрошувач, приклучен на 10 kV собирници во една дистрибутивна мрежа. Потрошувачот го сочинуваат поголем број сијалици со вжарено влакно и поголем број асинхрони мотори.



Слика 4.19. Статички карактеристики на еден потрошувач

4.10 Уреди за компензација

Синхроните компензатори и кондензаторските батерии, вклучени напречно, во заменските шеми на мрежите обично се претставуваат како извори со дадена вредност на генерираната реактивна моќност. Ова е повеќе оправдано за синхроните компензатори отколку за кондензаторските батерии. Реактивната моќност на кондензаторските батерии $Q_{\rm KB}$ зависи од висината на работниот напон U на којшто тие се приклучени, а зависи и од големината на нивната капацитивност, која е константна или се менува само степенесто. Меѓутоа, имајќи го предвид фактот дека напонот во една мрежа во нормални услови на работа треба малку да се разликува од својата номинална вредност и да варира во текот на денот во еден тесен интервал, претставата на кондензаторските батерии со еден извор на дадена реактивна моќност (исто како и синхроните компензатори) сепак може да се смета за прифатлива.

Покрај генерираната реактивна моќност, компензационите уреди при својата работа земаат од мрежата и извесна активна моќност. Таа е релативно мала и изнесува 0,3-0,4% од генерираната реактивна моќност кога се работи за кондензаторски батерии, односно 2-3% од генерираната реактивна моќност кога се работи за синхрони компензатори. Со оглед на нејзината мала вредност, во пресметките на работните режими на мрежите во кои постојат и компензациони уреди, споменатите активни загуби можат да се занемарат. Затоа во заменските шеми за компензационите уреди не се води сметка за постоењето на активните загуби. Тие се уважуваат само при оценката на економичноста на работата на мрежата во разгледуваниот режим.

Обично се зема дека реактивната моќност што ја произведува кондензаторската батерија во даден режим на работа е еднаква на нејзината номинална моќност, т.е. $Q_{\rm KE} \approx Q_{\rm KE,n}$.

Уредите за компензација на реактивните параметри на водовите (редно вклучените кондензаторски батерии и напречно вклучените реактори) обично се претставуваат во заменските шеми на мрежата со своите реактивни параметри: капацитивната отпорност $X_C = -1/\omega \cdot C = -U_n^2/Q_n$, односно индуктивната спроводност $B = -1/(\omega L) \equiv -Q_n/U_n^2$. Во последните формули со U_n и Q_n се означени номиналниот напон и номиналната реактивна моќност на батеријата односно реакторот.

4.11 Сведување на параметрите во мрежи со трансформатори

Доколку во разгледуваната мрежа постојат енергетски трансформатори, т.е. доколку во мрежата постојат елементи со различни напонски нивоа, тогаш, пред да се пристапи кон решавањето на мрежата, ќе треба да се изврши *сведување* на сите електрични величини на едно исто напонско ниво. Значи, најнапред сите елементи од мрежата се сведуваат на едно исто (произволно избрано) напонско ниво, т.е. се составува заменска шема на мрежата, во која ќе фигурираат само сведени параметри. Потоа се врши сведување и на параметрите на режимот (напони, струи) на истото напонско ниво на кое се сведени параметрите на елементите на мрежата. Постапката на сведување е илустрирана на примерот што следи.

Нека мрежата со номинален напон U_{1n} е поврзана со мрежа со номинален напон U_{2n} со помош на трансформатор со познат преносен однос (слика 4.20).



Слика 4.20. Пример на мрежа со трансформатори

Постапката на сведување на параметрите на елементите од мрежата и параметрите на режимот на работа на мрежата се изведува според следните

општи формули:

$$\underline{U}_{cBEQEHO} = k_{T} \cdot \underline{U};$$

$$\underline{I}_{cBEQEHO} = \frac{1}{k_{T}} \cdot \underline{I};$$

$$\underline{Z}_{cBEQEHO} = k_{T}^{2} \cdot \underline{Z};$$

$$\underline{Y}_{cBEQEHO} = \frac{1}{k_{T}^{2}} \cdot \underline{Y},$$
(4.72)

каде што со $k_{\rm T}$ е означен актуелниот преносен однос на трансформаторот, дефиниран како однос на бројот на навивки на намотката од онаа страна на трансформаторот на која вршиме сведување и бројот на навивки на намотката на трансформаторот која се наоѓа на страната чии параметри ги сведуваме.

Така, на пример, ако сакаме да вршиме сведување на величините $\underline{U}_1, \underline{I}_1, \underline{Z}_1$ и \underline{Y}_1 на страната со номинален напон U_{2n} и ако нивните сведени вредности ги означиме со индексот ("), тогаш ќе имаме:

$$k_{\mathrm{T}} = \frac{W_2}{W_1}; \quad \underline{U}_1'' = k_{\mathrm{T}} \cdot \underline{U}_1; \quad \underline{I}_1'' = \frac{\underline{I}_1}{k_{\mathrm{T}}}; \quad \underline{Z}_1'' = k_{\mathrm{T}}^2 \cdot \underline{Z}_1; \quad \underline{Y}_1'' = \frac{\underline{Y}_1}{k_{\mathrm{T}}^2}.$$
(4.73)

Од друга страна, ако сакаме величините $\underline{U}_2, \underline{I}_2, \underline{Z}_2$ и \underline{Y}_2 да ги сведеме на напонско ниво U_{1n} , тогаш соодветните сведени вредности ќе бидат:

$$k_{\mathrm{T}} = \frac{W_1}{W_2}; \quad \underline{U}_2' = k_{\mathrm{T}} \cdot \underline{U}_2; \quad \underline{I}_2' = \frac{\underline{I}_2}{k_{\mathrm{T}}}; \quad \underline{Z}_2' = k_{\mathrm{T}}^2 \cdot \underline{Z}_2; \quad \underline{Y}_2' = \frac{\underline{Y}_2}{k_{\mathrm{T}}^2}.$$
(4.74)

4.12 Единични (ри) вредности

Проблемот на сведувањето на електричните мрежи во кои имаме две или повеќе напонски нивоа можеме да го решиме и на друг начин, со примената на *единичните* (*pu*, т.е. *per unit*) величини.

Единичната вредност на една комплексна величина се дефинира како количник од посматраната величина и една произволно избрана вредност, која има иста димензија како и посматраната величина и која се нарекува *базна величина*. Базните величини обично се означуваат со индексот "В", додека единичните величини се означуваат со индексот "рu". Самото сведување во единични величини се одвива на следниот начин.

За секоја електрична величина (напон \underline{U} , струја \underline{I} , моќност \underline{S} , импеданција \underline{Z} или адмитанција \underline{Y}) се избира по една базна величина: $U_{\rm B}$, $I_{\rm B}$, $S_{\rm B}$, $Z_{\rm B}$ и $Y_{\rm B}$. Притоа, наместо да се одберат сите 5 базни величини независно една од друга, можно е да се изберат само две од нив произволно, додека останатите три базни величини ќе можат да се изразат преку усвоените две. Во трифазните електроенергетски мрежи како погодно се покажало да се врши избор на базната моќност $S_{\rm B}$ и базниот напон $U_{\rm B}$, додека преостанатите три базни величини да се пресметуваат со помош на следните изрази:

$$I_{\rm B} = \frac{S_{\rm B}}{\sqrt{3} \cdot U_{\rm B}}; \quad Z_{\rm B} = \frac{U_{\rm B}}{\sqrt{3} \cdot I_{\rm B}} = \frac{U_{\rm B}^2}{S_{\rm B}}; \quad Y_{\rm B} = \frac{1}{Z_{\rm B}} = \frac{S_{\rm B}}{U_{\rm B}^2}.$$
 (4.75)

Кога се работи за мрежи со две или повеќе напонски нивоа, тогаш ќе биде потребно за секое напонско ниво да имаме по еден систем од 5 базни величини. Притоа односот на базните напони задолжително мора да биде усогласен со актуелниот преносен однос (т.е. со односот на бројот на навивките) на трансформаторот со кој се поврзани деловите од мрежата со разни напонски нивоа. Исто така се практикува базната моќност $S_{\rm B}$ да биде насекаде во мрежата иста.

Да се вратиме повторно на примерот од сликата 4.20. Ако за делот од мрежата со номинален напон U_{B1} за базниот напон и базната моќност усвоиме одредени вредности U_{B1} и S_{B1} , тогаш останатите базни величини кои се однесуваат на тој дел на мрежата ќе бидат:

$$I_{B1} = \frac{S_{B1}}{\sqrt{3} \cdot U_{B1}}; \quad Z_{B1} = \frac{U_{B1}}{\sqrt{3} \cdot I_{B1}} = \frac{U_{B1}^2}{S_{B1}}; \quad Y_{B1} = \frac{1}{Z_{B1}} = \frac{S_{B1}}{U_{B1}^2}.$$
 (4.76)

Сега веќе за делот од мрежата со номинален напо
н $U_{\rm n2}$ базните величини ќе бидат еднозначно дефинирани:

$$S_{B2} = S_{B1}; \quad U_{B2} = U_{B1} \cdot \frac{W_2}{W_1}; \quad I_{B2} = \frac{S_{B2}}{\sqrt{3} \cdot U_{B2}} \equiv I_{B1} \cdot \frac{W_1}{W_2},$$
 (4.77)

$$Z_{B2} = \frac{U_{B2}^2}{S_{B2}} = Z_{B1} \cdot \left(\frac{W_2}{W_1}\right)^2; \quad Y_{B2} = \frac{S_{B2}}{U_{B2}^2} = Y_{B1} \cdot \left(\frac{W_1}{W_2}\right)^2.$$
(4.78)

По определувањето на базните величини вршиме изразување на сите електрични величини во единични вредности:

$$\underline{U}_{1.pu} = \frac{\underline{U}_1}{U_B}; \quad \underline{I}_{1.pu} = \frac{\underline{I}_1}{U_B}; \quad \underline{Z}_{1.pu} = \frac{\underline{Z}_1}{U_B}; \quad \underline{Y}_{1.pu} = \frac{\underline{Y}_1}{U_B},$$
(4.79)

$$\underline{U}_{2,\mathrm{pu}} = \frac{\underline{U}_2}{U_{\mathrm{B}}}; \quad \underline{I}_{2,\mathrm{pu}} = \frac{\underline{I}_2}{U_{\mathrm{B}}}; \quad \underline{Z}_{2,\mathrm{pu}} = \frac{\underline{Z}_2}{U_{\mathrm{B}}}; \quad \underline{Y}_{2,\mathrm{pu}} = \frac{\underline{Y}_2}{U_{\mathrm{B}}}.$$
(4.80)

5

Решавање на радијални електрични мрежи

Отворени (*радијални*) електрични мрежи се мрежи без ниту една контура. Поради тоа тие се решаваат многу поедноставно отколку што се решаваат сложено-затворените мрежи. Затоа анализите ќе ги започнеме со наједноставниот случај на мрежа составена од само два јазла и еден елемент – вод. Потоа ќе го прикажеме начинот на определување на напоните, струите и моќностите на еден енергетски трансформатор и на крајот проблемот ќе го прошириме и на случајот кога се решава една отворена мрежа, со произволна конфиграција и произволен број елементи.

5.1 Пресметка на загуба на напон на вод

Ќе посматраме симетричен трифазен вод, оптоварен на крајот со симетрично трифазно оптоварување (слика 5.1а). Во вакви услови, фазните напони и фазните струи во водот ќе образуваат трифазен симетричен систем на напони односно струи, респективно. Како што беше наведено претходно, кога велиме напон и станува збор за меѓуфазен напон. Кога се работи за фазен напон, тогаш тоа посебно се нагласува. При тоа секогаш важи

$$\underline{U} = \sqrt{3} \cdot \underline{V}.$$

Ако комплексниот преставник на напонот на почетокот од водот го означиме со \underline{U}_1 , а комплексниот преставник на напонот на крајот со \underline{U}_2 , тогаш, разликата на комплексните напони $\underline{U}_1 - \underline{U}_2$ се нарекува *пад на напон* во водот. На сликата 5.1б падот на напон во водот е означен со векторот AB.

Алгебарската разлика $\Delta U = U_1 - U_2$ на ефективните вредности на напоните на почетокот на водот и на неговиот крај се нарекува *загуба на напонот* во водот. На сликата 5.16 загубата на напонот е означена со отсечката $\overline{\text{AC}}$. Претходните две дефиниции важат како за фазните така и за меѓуфазните (линиските) напони.



Слика 5.1. Векторски дијаграм на напоните

Како поедноставен, ќе го посматраме најнапред случајот на надземен вод за среден напон ($U_n \leq 35 \text{ kV}$). Заменската шема на водот е дадена на сликата 5.2. Ефективната вредност на фазниот напон на почетокот од водот ќе ја означиме со V_1 , а на крајот од водот со V_2 . Низ секоја од фазите на водот нека тече струјата $\underline{I}_{1-2} = \underline{I}$ која заостанува зад векторот на напонот \underline{V}_2 за агол φ_2 . Комплексната трифазна моќност на почетокот од водот ќе ја означиме со $\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1$, а на крајот со $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$.



Слика 5.2. Заменска шема на разгледуваниот вод

Ќе претпоставиме дека се познати приликите на крајот од водот V_2 , I, φ_2 и дека треба да се определи напонот V_1 и аголот θ меѓу векторите на фазните напони V_1 и V_2 (слика 5.3). За разгледуваниот случај ќе го нацртаме фазорскиот (векторскиот) дијаграм на фазните напони и струи, при што векторот V_2 ќе го поставиме на фазната оска.

Околу точката О ќе опишеме кружница со радиус ОС и пресекот на оваа кружница со позитивниот дел од фазната оска ќе го означиме со М. Падот на напон во посматраниот вод $\Delta \underline{V} = \underline{Z} \cdot \underline{I}$ е претставен на сликата 5.3 со векторот \overrightarrow{AC} , додека загубата на напон во водот е претставена со отсечката \overrightarrow{AM} .

Компонентата на фазниот пад на напон во правец на векторот V_2 се нарекува *надолжна (подолжна) компонента* на падот на фазниот напон и се означува со ΔV_d . На сликата 5.3 оваа компонента е претставена со отсечката



Слика 5.3. Фазорски дијаграм на фазните напони и струи на водот од сликата 5.1 а

AD. Бидејќи е:

$$\overline{AD} = \overline{AN} + \overline{ND} = \overline{AN} + \overline{BE}$$

можеме да пишуваме:

$$\Delta V_d = RI\cos\varphi_2 + XI\sin\varphi_2 \tag{5.1}$$

Компонентата на падот на фазниот напон во правец нормален на векторот V_2 се нарекува напречна (попречна) компонента на падот на фазниот напон и се означува со ΔV_q . На сликата 5.3 оваа компонента е претставена со отсечката $\overline{\text{CD}}$.

Бидејќи е $\overline{CD} = \overline{CE} - \overline{DE} = \overline{CE} - \overline{BN}$, следува:

$$\Delta V_q = XI \cos \varphi_2 - RI \sin \varphi_2. \tag{5.2}$$

Сега, фазниот напон на почетокот од водот може да се изрази на следниот начин:

$$\underline{V}_1 = V_2 + \Delta V_d + j \Delta V_q \tag{5.3}$$

Ако равенката (5.3) ја помножиме со $\sqrt{3}$, за меѓуфазниот (линискиот) напон на почетокот на водот добиваме:

$$\underline{U}_1 = U_2 + \Delta U_d + j \Delta U_q \tag{5.4}$$

каде што \underline{U}_2 е меѓуфазниот напон на крајот од водот ($\underline{U}_2 = \sqrt{3} \cdot \underline{V}_2$ и $\underline{U}_1 = \sqrt{3} \cdot \underline{V}_1$), а ΔU_d и ΔU_q се надолжна и напречна компонента на падот на (меѓуфазен) напон, соодветно, т.е. $\Delta \underline{U} = \Delta U_d + j \Delta U_q$.

Врз основа на релацијата (5.4) за ефективната вредност на напонот на почетокот од водот добиваме:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_d)^2 + \Delta U_q^2},$$
(5.5)

т.е:

$$U_1 = (U_2 + \Delta U_d) \cdot \sqrt{1 + \frac{\Delta U_q^2}{(U_2 + \Delta U_d)^2}}.$$
 (5.6)

Во практиката е редовно $U_2 + \Delta U_d \gg \Delta U_q$ што овозможува изразот под коренот да се замени, според биномната формула, само со првите два члена од неговиот развој. На тој начин добиваме:

$$U_1 \approx U_2 + \Delta U_d + \frac{\Delta U_q^2}{2 \cdot (U_2 + \Delta U_d)},$$
(5.7)

од каде што може да се пресмета загубата на напон во водот:

$$\Delta U = U_1 - U_2 \approx \Delta U_d + \frac{\Delta U_q^2}{2 \cdot (U_2 + \Delta U_d)}.$$
(5.8)

Кај реалните водови напречната компонента на падот на напон ретко ја надминува вредноста 5% од номиналниот напон на водот, т.е.

$$\Delta U_q < 0,05 \cdot U_{\rm n}$$

Во тој случај може да се пишува:

$$\frac{\Delta U_q^2}{2 \cdot (U_2 + \Delta U_d)} \approx \frac{\Delta U_q^2}{2 \cdot U_n} < \frac{(0,05 \cdot U_n)^2}{2 \cdot U_n} = 0,00125 \cdot U_n.$$
(5.9)

Од овде произлегува дека разликата меѓу загубата на напон во водот ΔU и надолжната компонента на падот на напон ΔU_d е многу мала и, по правило, не е поголема од 0,1 - 0,2% од номиналниот напон U_n , т.е.

$$\Delta U \approx \Delta U_d.$$

Затоа во дистрибутивните мрежи, па дури и во 110 kV мрежи, обично се зема дека загубата на напон во водовите е еднаква на надолжната компонента од падот на напон, т.е:

$$\Delta U \approx \Delta U_d = \sqrt{3} \cdot \Delta V_d = \sqrt{3} \cdot (R \cdot I \cdot \cos \varphi_2 + X \cdot I \cdot \sin \varphi_2).$$
(5.10)

Имајќи ги предвид релациите:

$$S_1 = \sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I, \quad S_2 = \sqrt{3} \cdot U_2 \cdot I,$$

понатаму можеме да пишуваме:

$$\Delta U \approx \Delta U_d = S_2 \cdot \frac{(R \cdot \cos \varphi_2 + X \cdot \sin \varphi_2)}{U_2} = \frac{P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X}{U_2}, \quad (5.11)$$

односно:

$$\Delta U \approx \Delta U_d = S_1 \cdot \frac{(R \cdot \cos \varphi_1 + X \cdot \sin \varphi_1)}{U_1} = \frac{P_1 \cdot R + Q_1 \cdot X}{U_1}.$$
 (5.12)

Според тоа, приближните релации помеѓу ефективните вредности на напоните на почетокот и крајот од водот ќе бидат:

$$U_1 \approx U_2 + \frac{P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X}{U_2},$$
 (5.13)

И

$$U_2 \approx U_1 - \frac{P_1 \cdot R + Q_1 \cdot X}{U_1}.$$
 (5.14)

Од овие формули се гледа дека загубата на напон во водот главно зависи од неговото оптоварување. Со порастот на оптоварувањето на водот расте загубата на напон во него, и обратно. Оттука произлегува заклучокот дека во режимот на најголеми оптоварувања загубата на напон во водовите ќе биде поголема отколку во режимот на минимални оптоварувања.

На загубата на напонот во водот влијае и факторот на моќноста на товарот соs φ . При дадена активна моќност P_2 со зголемувањето на нејзиниот фактор на моќност соs φ_2 се намалува бараната реактивна моќност на оптоварувањето Q_2 , што повлекува снижување на загубата на напон во водот.

Во досега разгледуваниот пример не беше земено предвид влијанието на капацитивноста на водот врз вредностите на напоните на неговите краеви. Меѓутоа, кај високонапонските водови ($U_n \ge 110$ kV) капацитивноста на водовите не смее да се занемарува, па затоа, во наредниот дел, ќе го анализираме и тој случај.

Ќе посматраме сега високонапонски вод со номинален напон 110 kV. На сликата 5.4 е прикажана неговата заменска шема, додека на сликата 5.5 е прикажан неговиот фазорски (векторски) дијаграм.



Слика 5.4. π -заменска шема на водот

Од споредбата на дијаграмите од сликите 5.3 и 5.5 станува очигледно дека присуството на капацитивните струи \underline{I}_{C1} и \underline{I}_{C2} , генерирани од напречните



Слика 5.5. Векторски дијаграм на напоните и струите за водот од сликата 5.4

(капацитивни) гранки на водот, ја намалува надолжната компонента на падот на напон ΔV_d , а ја зголемува напречната компонента на падот на напон ΔV_q и со тоа врши намалување на загубата на напон во водот.

Да го анализираме сега влијанието на капацитивноста врз работата на еден неоптоварен вод, т.е. вод кој работи во режим на празен од ($\underline{I}_2 = 0$). Дијаграмот за овој случај е прикажан на сликата 5.6. Од овој дијаграм се гледа дека кога водот е неоптоварен, напонот на неговиот крај е поголем од напонот на неговиот почеток, т.е. $V_2 > V_1$, односно $U_2 > U_1$.



Слика 5.6. Векторски дијаграм на вод во празен од

Колкаво ќе биде покачувањето на напонот на крајот од водот во празен од ќе зависи од неговата должина. Значително покачување на напонот на крајот од водот ќе имаме кај долгите високонапонски преносни водови со номинален напон над 220 kV или кај високонапонските кабли ($U_n \ge 110$ kV).

Така, на пример, ако надземниот вод е долг 250 km, тогаш покачувањето на напонот ќе изнесува околу 3,5%, но веќе при должина од 500 km покачувањето на напонот на крајот од водот ќе изнесува над 15% од номиналниот напон, што е сосема неприфатливо.

5.2 Пресметување на загубата на моќност во вод

Нека е водот претставен со заменската шема од слика 5.4. Трифазната комплексна моќност на почетокот од водот $\underline{S}_1 = (P_1 + jQ_1) = 3 \cdot \underline{S}_{1.f}$ се разликува од трифазната комплексна моќност на крајот од водот $\underline{S}_2 = (P_2 + jQ_2) = 3 \cdot \underline{S}_{2.f}$ за загубите на моќност во водот $\Delta \underline{S}$.

Капацитивната струја <u>I_{C2}</u> (види слика 5.4) ќе биде

$$\underline{I}_{C2} = j(B/2) \cdot \underline{V}_2$$

На оваа струја одговараат загуби на моќност (трифазна) кои изнесуваат:

$$\underline{S}_{C2} = 3 \cdot \underline{S}_{C2,f} = 3 \cdot \underline{V}_2 \cdot \underline{I}_{C2}^* = -j3 \cdot (B/2) \cdot V_2^2 = -j(B/2) \cdot U_2^2;$$

$$\underline{S}_{C2} = -jQ_{C2} \approx -jU_n^2 \cdot (B/2).$$
(5.15)

Размислувајќи на ист начин, за трифазните загуби на моќност во напречната гранка на почетокот од водот ќе добиеме:

$$\underline{S}_{C1} = 3 \cdot \underline{S}_{C1,f} = 3 \cdot \underline{V}_1 \cdot \underline{I}_{C1}^* = -j3 \cdot (B/2) \cdot V_1^2 = -j(B/2) \cdot U_1^2;$$

$$\underline{S}_{C1} = -jQ_{C1} \approx -jU_n^2 \cdot (B/2).$$
(5.16)

Гледаме дека овие загуби се негативни што значи дека вистинската насока на моќностите \underline{S}_{C1} и \underline{S}_{C2} е обратна од претпоставената, како што е тоа прикажано на сликата 5.7.



Слика 5.7. Биланс на моќности трифазен вод

Трифазната комплексна моќност на крајот од редната импеданција $\underline{S}_{1-2}'' = 3 \cdot \underline{S}_{1-2,f}''$, во согласност со Кирхофовиот закон за струи (моќности), ќе биде еднаква на моќноста на оптоварувањето $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$, намалена за моќноста jQ_{C2} што ја генерира напречната гранка (половината од капацитивната спроводност на водот B/2), приклучена на крајот од водот. Притоа е:

$$\underline{S}_{1-2}'' = \underline{S}_2 - jQ_{C2} = P_2 + j(Q_2 - Q_{C2}).$$
(5.17)

Комплексната моќност на крајот од редната гранка \underline{S}_{1-2}'' (види слика 5.7) може да се изрази и преку струјата <u>I</u> во редната импеданција <u>Z</u> и напонот \underline{U}_2 на крајот од водот:

$$S_{1-2}'' = \sqrt{P_2^2 + (Q_2 - Q_{C2})^2} = \sqrt{3} \cdot U_2 \cdot I$$
(5.18)

од каде што следува:

$$I^{2} = \frac{S_{1-2}^{\prime\prime 2}}{3 \cdot U_{2}^{2}} = \frac{P_{2}^{2} + (Q_{2} - Q_{C2})^{2}}{3 \cdot U_{2}^{2}}.$$
(5.19)

Загубите на активна и реактивна моќност во редната гранка $\underline{Z}=R+jX$ ќе бидат:

$$\Delta P_Z = 3 \cdot R \cdot I^2 = \frac{P_2^2 + (Q_2 - Q_{C2})^2}{U_2^2} \cdot R;$$

$$\Delta Q_Z = 3 \cdot X \cdot I^2 = \frac{P_2^2 + (Q_2 - Q_{C2})^2}{U_2^2} \cdot X.$$
(5.20)

Комплексната моќност S'_{1-2} на почетокот од редната гранка (слика 5.7) ќе биде:

$$\underline{S}_{1-2}' = \underline{S}_{1-2}'' + \Delta P_Z + j \Delta Q_Z.$$
(5.21)

Комплексната моќност \underline{S}_1 на почетокот од водот (слика 5.7) ќе биде:

$$\underline{S}_{1} = P_{1} + jQ_{1} = \underline{S}_{1-2}' - jQ_{C1} = \underline{S}_{1-2}'' + \Delta P_{Z} + j\Delta Q_{Z} - jQ_{C1},$$
(5.22)

т.е:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_2 - jQ_{C2} + \Delta P_Z + j\Delta Q_Z - jQ_{C1}, \qquad (5.23)$$

од каде што следува:

$$P_1 = P_2 + \Delta P_Z = P_2 + \frac{P_2^2 + (Q_2 - Q_{C2})^2}{U_2^2} \cdot R$$
(5.24)

И

$$Q_1 = Q_2 + \Delta Q_Z - (Q_{C1} + Q_{C2})$$
(5.25)

или, приближно

$$Q_1 \approx Q_2 + \frac{P_2^2 + (Q_2 - Q_{C2})^2}{U_2^2} \cdot X - B \cdot U_n^2.$$
(5.26)

Пример 5.1. 110 kV надземен вод со должина l = 50 km и познати параметри $R = r \cdot l = 6,45 \Omega$; $X = x \cdot l = 19,95 \Omega$ и $B = b \cdot l = 142 \mu$ S на својот крај "2" напојува потрошувач со моќност $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2 = (40 + j18)$ МVA при напон $U_2 = 110$ kV. Да се пресметаат приликите на неговиот почеток P_1 , Q_1 и U_1 . Пресметките да се направат без занемарување на погонската капацитивност на водот.

Решение

Задачата ќе ја решиме со примена на методот на биланс на моќности (слика П.5.1.1). На самата слика П.5.1.1 фигурираат трифазните моќности <u>S</u>₁, <u>S</u>₂, <u>S</u>'₁₋₂ и <u>S</u>''₁₋₂.



Слика П.5.1.1. Решавање на водот со помош на методот на биланс на моќности

Вкупната реактивна моќност Q_{C2} што ја генерира капацитивната напречна гранка на крајот од водот ќе биде:

$$Q_{C2} = (B/2) \cdot U_2^2 = 71 \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 \cdot 10^6 = 860.000 \text{ var} = 0,86 \text{ Mvar};$$

 $Q_2 - Q_{C2} = 17,14 \text{ Mvar}.$

Од билансот на моќностите (Кирхофовиот закон за моќности), за јазелот "2" добиваме:

$$\begin{split} \underline{S}_{1-2}'' &= (P_{1-2}'' + jQ_{1-2}'') = \underline{S}_2 - jQ_{\text{C2}} = (40 + j17, 14) \text{ MVA}, \\ P_{1-2}'' &= 40 \text{ MW}; \quad Q_{1-2}'' = 17, 14 \text{ Mvar}. \end{split}$$

Загубата на моќност $\Delta \underline{S}_Z$ во импеданцијата на водот $\underline{Z}=R+jX$ ќе биде:

$$\begin{split} \Delta \underline{S}_Z &= \Delta P_Z + j \Delta Q_Z = \frac{(P_{1-2}'')^2 + (Q_{1-2}'')^2}{U_2^2} \cdot (R + jX); \\ \Delta \underline{S}_Z &= \frac{40^2 + 17, 14^2}{110^2} \cdot (6, 45 + j19, 95) \text{ MVA}, \\ \Delta P_Z &= 1,009 \text{ MW}; \quad \Delta Q_Z = 3,122 \text{ Mvar}. \end{split}$$

Надолжната и напречната компонента на падот на напон ќе бидат:

$$\Delta U_d = \frac{P''_{1-2} \cdot R + Q''_{1-2} \cdot X}{U_2} = \frac{40 \cdot 6,45 + 17,14 \cdot 19,95}{110} \cdot 10^3 = 5,454 \text{ kV};$$

$$\Delta U_q = \frac{P''_{1-2} \cdot X - Q''_{1-2} \cdot R}{U_2} = \frac{40 \cdot 19,95 - 17,14 \cdot 6,45}{110} \cdot 10^3 = 6,249 \text{ kV}.$$



Слика П.5.1.2. Фазорски дијаграм на напоните на водот

Од триаголникот на фазорите на напони (слика П.5.1.2) добиваме:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_2 + \Delta U_d\right)^2 + \Delta U_q^2} = \sqrt{\left(110 + 5,454\right)^2 + 6,249^2} \cdot 10^3 = 115,623 \text{ kV}.$$

Аголот на изместување θ помеѓу фазорите на напоните <u>U</u>₁ и <u>U</u>₂ ќе биде (слика П.5.1.2)

$$\theta = \operatorname{arctg} \frac{\Delta U_q}{U_2 + \Delta U_d} = \operatorname{arctg} \frac{6,249}{110 + 5,454} = 3,1^{\circ}.$$

Реактивната моќност Q_{C1} што ја генерира капацитивната гранка на почетокот од водот ќе биде:

$$Q_{C1} = \frac{B}{2} \cdot U_1^2 = 71 \cdot 10^{-6} \cdot 115,623^2 \cdot 10^6 = 0,949$$
 Mvar.

Вкупните загуби на моќност $\Delta \underline{S}$ = ΔP + $j\Delta Q$ во водот ќе бидат:

$$\Delta P = \Delta P_Z = 1$$
 MW; $\Delta Q = \Delta Q_Z - (Q_{C1} + Q_{C2}) = 1,314$ Mvar. (5.27)

Моќноста <u> $S_1 = P_1 + jQ_1$ </u> што изворот му ја предава на водот на неговиот почеток ќе биде:

$$P_1 = P_2 + \Delta P = 41 \text{ MW}; \quad Q_1 = Q_2 + \Delta Q = 19,314 \text{ Mvar}.$$

Значи, решението на задачата гласи:

$$U_1 = 115,623 \text{ kV}; \quad \underline{S}_1 = (41 + j19,314) \text{ MVA}.$$

Пример 5.2. Се посматра повторно истиот 110 kV надземен вод од примерот 5.1 но во друг режим. Познат е напонот на почетокот $U_1 = 112$ kV како и моќноста на потрошувачот на крајот од водот $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2 = (35 + j15)$ MVA. Да се пресмета напонот кај потрошувачот U_2 како и моќноста на неговиот почеток $\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1$.

Решение

Како и во претходниот пример, задачата ќе ја решиме со примена на методот на биланс на моќности.

Во овој случај задачата не можеме да ја решиме со истата постапка, директно, како во примерот 5.1 бидејќи величините што треба да ги пресметаме зависат од непознатата U_2 . Затоа овде ќе примениме итеративна постапка. Во секоја итерација процедурата на решавање ќе биде иста како и досега и ќе се базира на претпоставена вредност на непознатот напон U_2 . Ќе



Слика П.5.2.1. Решавање на водот со помош на методот на биланс на моќности

започнеме со претпоставката $U_2 = U_n$ затоа што знаеме дека напоните во една мрежа не можат многу да се разликуваат од својата номинална вредност. На тој начин добиваме почетно решение за непознатата: $U_2 = U_n = 110$ kV.

1) Прва итерација:

$$\begin{split} Q_{\text{C2}} &= (B/2) \cdot U_2^2 = 71 \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 \cdot 10^6 = 0,86 \text{ Mvar}; \\ Q_2 - Q_{\text{C2}} &= 14,14 \text{ Mvar}. \\ \underline{S}_{1-2}'' = \underline{S}_2 + jQ_{\text{C2}} = (35 + j14,14) \text{ MVA}. \\ \Delta U_d &= \frac{P''_{1-2} \cdot R + Q''_{1-2} \cdot X}{U_2} = \frac{35 \cdot 6,45 + 14,14 \cdot 19,95}{110} \cdot 10^3 = 4,617 \text{ kV}; \\ \Delta U_q &= \frac{P''_{1-2} \cdot X - Q''_{1-2} \cdot R}{U_2} = \frac{35 \cdot 19,95 - 14,14 \cdot 6,45}{110} \cdot 10^3 = 5,519 \text{ kV}. \end{split}$$

Од фазорскиот дијаграм (слика П.5.2.1) следи релацијата:

$$U_2 + \Delta U_d = \sqrt{U_1^2 - \Delta U_q^2} \Rightarrow U_2 = \sqrt{U_1^2 - \Delta U_q^2} - \Delta U_d;$$
$$U_2 = \sqrt{112^2 - 5,519^2} - 4,627 = 107,247 \text{ kV}.$$

2) Втора итерација:

Со новодобиената вредност U_2 = 107,247 kV влегуваме во втората итерација во којашто ги добиваме следните резултати:

$$\Delta U_d = 4,743 \text{ kV}; \quad \Delta U_q = 5,658 \text{ kV}; \quad U_2 = 107,114 \text{ kV}$$

3) Натамошен тек на итеративниот процес

После само уште две итерации се добива решение коешто може да се третира за "доволно точно". Низата од решенија во итеративниот процес изгледа вака:

1) итерација:	$\Delta U_d = 4,617 \text{ kV};$	$\Delta U_q = 5,519 \text{ kV};$	$U_2 = 107,247 \text{ kV}$
2) итерација:	$\Delta U_d = 4,743 \text{ kV};$	$\Delta U_q = 5,658 \text{ kV};$	$U_2 = 107, 114 \text{ kV}$
3) итерација:	$\Delta U_d = 4,750 \text{ kV};$	$\Delta U_q = 5,664 \text{ kV};$	$U_2 = 107, 107 \text{ kV}$
4) итерација:	$\Delta U_d = 4,750 \text{ kV};$	$\Delta U_a = 5,664 \text{ kV};$	$U_2 = 107, 107 \text{kV}$

ИТН.

Значи, за конечно ќе го прогласиме решението добиено во четвртата итерација.

Со така добиената вредност за напонот U_2 ги пресметуваме и загубите на моќност во преносот $\Delta \underline{S} = \Delta P + j\Delta Q$, со истата постапка како и во примерот 5.1. На тој начин се добива:

 $U_2 = 107, 107 \text{ kV};$ $P_1 = 35, 8 \text{ MW};$ $Q_1 = 15, 78 \text{ Mvar};$ $\Delta P = 0, 8 \text{ MW};$ $\Delta Q = 0, 78 \text{ Mvar};$ \Box \Box \Box

5.3 Загуба на напон и загуба на моќност во трансформатори

Двонамотните трансформатори всушност треба да се претставуваат со заменска шема како на сликата 5.8. Во неа, покрај параметрите на трансформаторот што од порано ги знаеме, е присутен и еден идеален трансформатор со познат преносен однос $k_{\rm T}$. Со помош на него вршиме сведување на напонот \underline{U}_2 и струјата \underline{I}_2 .



Слика 5.8. Идеален трансформатор во заменската шема на енергетски трансформатор

Меѓутоа при пресметувањата на EEC, од практични причини, идеалниот трансформатор не го прикажуваме во соодветните заменски шеми, но неговото присуство сепак го уважуваме, т.е. вршиме сведување на сите електрични величини на едно исто напонско ниво. Поради тоа, наместо со шемата од слика 5.8, вообичаено е трансформаторите да се претставуваат со шемата од слика 5.9.

Покрај испуштањето на идеалниот трансформатор, во шемата од слика 5.9 е извршено уште едно упростување. Имено, со оваа шема не е опфатена зависноста на загубите на моќност во гранката на магнетизирање од напонот (а која всушност претставува сложена функција од погонскиот напон), туку тие се претставени како константни.



Слика 5.9. Вообичаен приказ на шема на трансформатор

Ако привидната моќност S_2 и факторот на моќност соз φ_2 на секундарната страна од трансформаторот се познати, тогаш загубата на напонот во трансформаторот ќе се определи по постапка која е аналогна на онаа што ја применуваме и кај водовите. Најнапред се пресметува надолжната компонента на падот на напон ΔU_d , а потоа и напречната ΔU_q :

$$\Delta U_d = \sqrt{3}I'_2(R_T \cos \varphi_2 + X_T \sin \varphi_2) = \frac{S_2}{U'_2}(R_T \cos \varphi_2 + X_T \sin \varphi_2), \quad (5.28)$$

$$\Delta U_q = \sqrt{3}I'_2(X_T \cos \varphi_2 - R_T \sin \varphi_2) = \frac{S_2}{U'_2}(X_T \cos \varphi_2 - R_T \sin \varphi_2).$$
(5.29)

Бидејќи напонот U'_2 најчесто не ни е познат, а по правило тој малку се разликува од својата номинална вредност, претходните изрази приближно ќе бидат:

$$\Delta U_d = \frac{S_2}{U_n} \cdot (R_T \cdot \cos \varphi_2 + X_T \cdot \sin \varphi_2),$$

$$\Delta U_q = \frac{S_2}{U_n} \cdot (X_T \cdot \cos \varphi_2 - R_T \cdot \sin \varphi_2),$$
(5.30)

а за загубата на напон и овде ќе важи приближната релација:

$$\Delta U \approx \Delta U_d + \frac{\Delta U_q^2}{2U_{\rm n}}.$$
(5.31)

Вообичаено е загубата на напонот во трансформаторот да се изразува во проценти од номиналниот напон и во тој случај таа се нарекува *процентуална загуба на напонот*. Неа ја пресметуваме од релациите:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{\rm n}} \cdot 100$$

односно:

$$\Delta U\% = \Delta U_d\% + \frac{(\Delta U_q\%)^2}{200}.$$
(5.32)

Ако се земе дека е:

$$u_{k}\% = \sqrt{(u_{ka}\%)^{2} + (u_{k\sigma}\%)^{2}},$$

$$R_{T} = \frac{u_{ka}\%}{100} \cdot \frac{U_{n}^{2}}{S_{n}},$$

$$X_{T} = \frac{u_{k\sigma}\%}{100} \cdot \frac{U_{n}^{2}}{S_{n}},$$
(5.33)

тогаш врз основа на (5.30) и (5.33) можеме да пишуваме:

$$\Delta U_d = \frac{S_2}{U_n} \cdot \left(\frac{u_{ka} \%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \cdot \cos \varphi_2 + \frac{u_{k\sigma} \%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \cdot \sin \varphi_2 \right),$$
(5.34)

$$\Delta U_q = \frac{S_2}{U_n} \cdot \left(\frac{u_{k\sigma} \%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \cdot \cos \varphi_2 - \frac{u_{ka} \%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \cdot \sin \varphi_2 \right),$$
(5.35)

односно:

$$\Delta U_d \mathscr{H} = \frac{S_2}{S_n} \cdot (u_{ka} \mathscr{H} \cdot \cos \varphi_2 + u_{k\sigma} \mathscr{H} \cdot \sin \varphi_2), \qquad (5.36)$$

$$\Delta U_q \mathfrak{H} = \frac{S_2}{S_n} \cdot (u_{k\sigma} \mathfrak{H} \cdot \cos \varphi_2 - u_{ka} \mathfrak{H} \cdot \sin \varphi_2).$$
(5.37)

Оптоварувањето на еден трансформатор честопати се изразува преку односот:

$$\alpha = \frac{S_2}{S_n} \tag{5.38}$$

којшто се нарекува *коефициент на оптоварување* на трансформаторот. Со неговото воведување последните формули ќе имаат облик:

$$\Delta U_d \mathscr{H} = \alpha \cdot (u_{ka} \mathscr{H} \cdot \cos \varphi_2 + u_{k\sigma} \mathscr{H} \cdot \sin \varphi_2), \tag{5.39}$$

$$\Delta U_q \mathscr{H} = \alpha \cdot (u_{k\sigma} \mathscr{H} \cdot \cos \varphi_2 - u_{ka} \mathscr{H} \cdot \sin \varphi_2).$$
(5.40)

Загубите на активната и реактивната моќност во трансформаторот ќе бидат:

$$\Delta P_T = \Delta P_{\rm Fe} + 3 \cdot R_T \cdot (I_2')^2 = \Delta P_{\rm Fe} + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{(U_2')^2} \cdot R_T,$$
(5.41)

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{\text{Fe}} + 3 \cdot X_T \cdot (I_2')^2 = \Delta Q_{\text{Fe}} + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{(U_2')^2} \cdot X_T.$$
 (5.42)

Ако се земе дека
е $U_2'\approx U_{\rm n}$ тогаш, со оглед на следните релации:

$$\begin{split} \Delta P_k &\approx \Delta P_{\text{Cun}} = R_T \cdot \frac{S_n^2}{U_n^2}, \\ \Delta Q_{\text{Fe}} &= \frac{i_0 \%}{100} S_n \quad \text{M} \\ X_T &\approx Z_T = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n}, \end{split}$$

можеме да пишуваме:

$$\Delta P_T = \Delta P_{\text{Fe}} + \Delta P_{\text{Cun}} \cdot \alpha^2; \quad \Delta Q_T = \frac{S_n}{100} \cdot \left(i_0 \% + u_k \% \cdot \alpha^2 \right).$$
(5.43)

Во случајот кога n идентични, паралелно врзани трансформатори работат оптоварени со вкупен товар $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$, тогаш загубите во празен од на групата ќе бидат n пати поголеми, додека еквивалентните параметри R_T и X_T , а со тоа и загубите во редната гранка на еквивалентниот трансформатор, ќе бидат n пати помали. На тој начин вкупните загуби ќе изнесуваат:

$$\Delta P_T = n \cdot \Delta P_{\text{Fe}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{Cun}} \cdot \alpha^2;$$

$$\Delta Q_T = \frac{S_n}{100} \cdot \left(n \cdot i_0 \% + \frac{1}{n} \cdot u_k \% \cdot \alpha^2 \right).$$
(5.44)

Пример 5.3. За дистрибутивниот трансформатор анализиран во примерот 4.2 да се пресмета загубата на напон и моќност за следниот работен режим: $U_1 = 10, 3$ kV; $S_2 = S_n = 400$ kVA; $\cos \varphi = 0, 8$ ($P_2 = 320$ kW; $Q_2 = 240$ kvar).

Решение

За овој трансформатор ги знаеме следните податоци (види пример 4.2): $S_n = 400 \text{ kVA}; U_n = 10 \text{ kV}; k_T = k_{Tn} = 25; u_k\% = 4\%; i_0\% = 2, 1\%; \Delta P_{Cun} = 4, 6 \text{ kW}; \Delta P_{Fe} = 0, 63 \text{ kW}.$

Параметрите на Г-заменската шема изнесуваат

$$\underline{Z}_T = (R_T + jX_T) = (2,875 + j9,58) \ \Omega;$$

$$\underline{Y}_T = (G_T + jB_T) = (9,3 - j83,5) \ \mu S.$$

Оптоварувањето на трансформаторот изнесува

$$S_2 = S_n = 400 \text{ kVA}; \quad \cos \varphi_2 = 0, 8; \quad \sin \varphi_2 = 0, 6.$$

Ќе ги воведеме следните обележувања: Z_n – номинална импеданција на трансформаторот и α – коефициент на оптоварување на трансформаторот, кои изнесуваат

$$Z_{n} = \frac{U_{n}^{2}}{S_{n}} = \frac{10^{2}}{0,4} = 250 \Omega,$$
$$\alpha = \frac{S_{2}}{S_{n}} = \frac{400}{400} = 1.$$

Следува пресметка на загубата на напон во трансформацијата. За таа цел ќе ги користиме изразите (5.32), (5.38) и (5.39) за пресметка на

процентуалната загуба на напон. За таа цел најнапред, со помош на изразите (5.33), ќе ги пресметаме активната и реактивната компонента од напонот на куса врска на трансформаторот, т.е. величините u_{ka} % и $u_{k\sigma}$ %:

$$R_T = \frac{u_{ka}\%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \Rightarrow u_{ka}\% = 100 \cdot \frac{R_T}{Z_n} = 100 \cdot \frac{2,875}{250} = 1,15\%;$$
$$X_T = \frac{u_{k\sigma}\%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \Rightarrow u_{k\sigma}\% = 100 \cdot \frac{X_T}{Z_n} = 100 \cdot \frac{9,58}{250} = 3,83\%.$$

За проверка на резултатот ја користиме релацијата:

$$u_k \% = \sqrt{(u_{ka}\%)^2 + (u_{k\sigma}\%)^2} = \sqrt{1,15^2 + 3,83^2} = 4\%.$$

Понатаму, врз основа на изразите (5.36) и (5.37) добиваме

$$\begin{split} \Delta U_d &\% = \alpha \left(u_{ka} \% \cos \varphi_2 + u_{k\sigma} \% \sin \varphi_2 \right) = 1 \cdot (1, 15 \cdot 0, 8 + 3, 83 \cdot 0, 6) = 3, 22 \%; \\ \Delta U_q &\% = \alpha \left(u_{k\sigma} \% \cos \varphi_2 - u_{ka} \% \sin \varphi_2 \right) = 1 \cdot (3, 83 \cdot 0, 8 - 1, 15 \cdot 0, 6) = 2, 37 \%; \\ \Delta U &\% = \Delta U_d \% + (\Delta U_q \%)^2 / 200 = 3, 22^2 + 2, 37^2 / 200 = 3, 25 \%. \end{split}$$

На сликата П.5.3.1 е прикажана зависноста $\Delta U\%=f(\alpha\%)$ за разни вредности на соз $\varphi_2.$



Слика П.5.3.1. Загуба на напон во трансформаторот во зависност од степенот на оптовареност α

Загубите на моќност во трансформацијата ќе ги пресметаме со помош на изразите (5.43):

$$\Delta P_T = \Delta P_{\text{Fe}} + \Delta P_{\text{Cun}} \cdot \alpha^2 = 0, 63 + 4, 6 \cdot 1^2 = 5, 23 \text{ kW};$$

$$\Delta Q_T = S_n \cdot \frac{(i_0\% + u_k\% \cdot \alpha^2)}{100} = 400 \cdot \frac{(2, 1 + 4 \cdot 1^2)}{100} = 24, 4 \text{ kvar}.$$

$$\Box \quad \Box \quad \Box$$

5.4 Пресметка на загубите на напон и моќност во радијални мрежи

5.4.1 Неразгранета мрежа

Ќе посматраме најнапред неразгранета мрежа – магистрален вод, кој напојува три потрошувачи (слика 5.10). Притоа станува збор за дистрибутивна мрежа каде што должините на водовите се релативно мали, па според тоа, ќе бидат мали и загубите на напон и загубите на моќност во поедините делници (водови) од мрежата. Освен тоа капацитивностите на водовите можат да не се земаат предвид. Нека нумерацијата на гранките од мрежата се совпадне со нумерацијата на нивните крајни јазли. Во тој случај, со примена на Кирхофовиот закон за моќности, занемарувајќи ги загубите на моќност во водовите, приближно ќе имаме:

$$\begin{split} P_{\Sigma 3} &= P_3, & Q_{\Sigma 3} = Q_3; \\ P_{\Sigma 2} &= P_2 + P_3, & Q_{\Sigma 2} = Q_2 + Q_3; \\ P_{\Sigma 1} &= P_1 + P_2 + P_3, & Q_{\Sigma 1} = Q_1 + Q_2 + Q_3; \end{split}$$

односно

$$P_{\Sigma k} = \sum_{i=k}^{3} P_i; \quad Q_{\Sigma k} = \sum_{i=k}^{3} Q_i; \quad k = 1, 2, 3.$$
(5.45)

$$\xrightarrow{A} \begin{array}{c} R_1 X_1 \\ \searrow \\ U_A \end{array} \xrightarrow{P_{\Sigma 1} Q_{\Sigma 1}} \begin{array}{c} 1 \\ P_1 Q_1 \end{array} \xrightarrow{P_2 Q_{\Sigma 2}} \begin{array}{c} 2 \\ P_2 Q_2 \end{array} \xrightarrow{P_3 X_3} \begin{array}{c} 3 \\ P_{\Sigma 3} Q_{\Sigma 3} \end{array} \xrightarrow{P_2 Q_3} \begin{array}{c} 2 \\ P_2 Q_2 \end{array}$$

Слика 5.10. Приказ на магистрален вод

Бидејќи фазните разлики меѓу напоните во точките "A", "1", "2" и "3" се мали, вкупната загуба на напонот од напојната точка "A" до крајната точка "3" ќе ја добиеме како алгебарска сума на загубите на напоните на поедините делници: A-1, 1-2 и 2-3, т.е:

$$\Delta U \equiv \Delta U_{\mathrm{A}-3} = \Delta U_{\mathrm{A}-1} + \Delta U_{1-2} + \Delta U_{2-3}; \tag{5.46}$$

$$\Delta U = \frac{P_{\Sigma 1}R_1 + Q_{\Sigma 1}X_1}{U_1} + \frac{P_{\Sigma 2}R_2 + Q_{\Sigma 2}X_2}{U_2} + \frac{P_{\Sigma 3}R_3 + Q_{\Sigma 3}X_3}{U_3};$$
(5.47)

$$\Delta U = \sum_{i=1}^{3} \frac{P_{\Sigma i} R_i + Q_{\Sigma i} X_i}{U_i}.$$
(5.48)

Ако вредностите на непознатите напони U_1 , U_2 и U_3 ги апроксимираме со номиналниот напон U_n , тогаш загубата на напон во мрежата ΔU ќе биде:

$$\Delta U \approx \sum_{i=1}^{3} \frac{P_{\Sigma i} \cdot R_i + Q_{\Sigma i} \cdot X_i}{U_n} = \frac{1}{U_n} \cdot \sum_{i=1}^{3} (P_{\Sigma i} \cdot R_i + Q_{\Sigma i} \cdot X_i).$$
(5.49)

Во општ случај, кога магистралниот вод напојува произволен број потрошувачи *n* (слика 5.11), загубата на напон во мрежата ќе изнесува:

$$\Delta U = U_{\rm A} - U_n \approx \sum_{i=1}^n \frac{P_{\Sigma i} \cdot R_i + Q_{\Sigma i} \cdot X_i}{U_{\rm n}} = \frac{1}{U_{\rm n}} \cdot \sum_{i=1}^n (P_{\Sigma i} \cdot R_i + Q_{\Sigma i} \cdot X_i).$$
(5.50)

$$\rightarrow \underbrace{\stackrel{A}{\underset{U_{A}}{\longrightarrow}}}_{P_{\Sigma_{1}}Q_{\Sigma_{1}}} \underbrace{\stackrel{1}{\underset{P_{\Sigma_{2}}}{\longrightarrow}}}_{P_{\Sigma_{2}}Q_{\Sigma_{2}}} \underbrace{\stackrel{2}{\underset{P_{\Sigma_{3}}}{\longrightarrow}}}_{P_{\Sigma_{3}}Q_{\Sigma_{3}}} \underbrace{\stackrel{n-1}{\underset{P_{3}}{\longrightarrow}}}_{P_{3}Q_{3}} \underbrace{\stackrel{n-1}{\underset{P_{n-1}}{\longrightarrow}}}_{P_{n-1}Q_{n-1}} \underbrace{\stackrel{n}{\underset{P_{n}}{\longrightarrow}}}_{P_{n}Q_{n}} \underbrace{\stackrel{n}{\underset{P_{n}}{\longleftarrow}}_{P_{n}Q_{n}} \underbrace{\stackrel{n}{\underset{P_{n}}{\longleftarrow}}_{P_{n}Q_{n}} \underbrace{\stackrel{n}{\underset{P_{n}}{\longleftarrow}}_{P_{n}Q_{n}} \underbrace{\stackrel{n}{\underset{P_{n}}{\underset{P_{n}}{\bigoplus}}_{P_{n}Q_{n}} \underbrace{\stackrel{n}{\underset{P_{n}}{\varinjlim}}_{P_{n}Q_{n}} \underbrace{\stackrel{n}{\underset{P_{n}}{\underset{P_{n}}{\varinjlim}}}_{P_{n}Q_{n}} \underbrace{\stackrel{n}{\underset{P_{n}}$$

Слика 5.11. Магистрален вод со произволен број потрошувачи

Загубата на напон на делот од мрежата меѓу напојната точка "А" и произволната точка "*k*" во мрежата ќе изнесува:

$$\Delta U_{A-k} \approx \sum_{i=1}^{k} \frac{P_{\Sigma i} \cdot R_i + Q_{\Sigma i} \cdot X_i}{U_{\mathbf{n}}} = \frac{1}{U_{\mathbf{n}}} \cdot \sum_{i=1}^{k} \left(P_{\Sigma i} \cdot R_i + Q_{\Sigma i} \cdot X_i \right).$$
(5.51)

Во посебен случај, кога магистралниот вод (било да е надземен или, пак, кабелски) е со ист пресек по целата своја должина, тогаш е:

$$\Delta U_{A-k} \approx \sum_{i=1}^{k} \frac{P_{\Sigma i} R_i + Q_{\Sigma i} X_i}{U_n} = \frac{1}{U_n} \left(r \sum_{i=1}^{k} P_{\Sigma i} l_i + x \cdot \sum_{i=1}^{k} Q_{\Sigma i} \cdot l_i \right), \quad (5.52)$$

каде што r и x се активната и реактивната отпорност на водот по единица должина, а l_i е должина на i-тата делница (секција).

Бидејќи е

$$P_{\Sigma i} = \sum_{j=i}^{n} P_j = P_i + P_{i+1} + \dots + P_n; \quad Q_{\Sigma i} = \sum_{j=i}^{n} Q_j = Q_i + Q_{i+1} + \dots + Q_n;$$

може да се пишува

$$\sum_{i=1}^{n} P_{\Sigma i} R_i = P_{\Sigma 1} R_1 + P_{\Sigma 2} R_2 + \ldots + P_{\Sigma n} R_n;$$
или

$$\sum_{i=1}^{n} P_{\Sigma i} R_i = R_1 \cdot \sum_{j=1}^{n} P_j + R_2 \sum_{j=2}^{n} P_j + \ldots + R_n \cdot P_n;$$
(5.53)

или

$$\sum_{i=1}^{n} P_{\Sigma i} R_i = P_1 R_1 + P_2 (R_1 + R_2) + \ldots + P_n (R_1 + R_2 + \ldots + R_n);$$
 (5.54)

т.е.

$$\sum_{i=1}^{n} P_{\Sigma i} R_{i} = P_{1} R_{1} + P_{2} (R_{1} + R_{2}) + \ldots + P_{n} (R_{1} + R_{2} + \ldots + R_{n}) =$$
$$= \sum_{k=1}^{n} P_{k} R_{A-k};$$
(5.55)

каде што со R_{A-k} е означена вкупната активна отпорност на водот помеѓу точките "А" и "k". Аналогно се добива:

$$\sum_{i=1}^{n} Q_{\Sigma i} X_i = \sum_{k=1}^{n} Q_k X_{\mathrm{A}-k},$$
(5.56)

каде што с
о X_{A-k} е означена вкупната индуктивна отпорност на водот помеѓу точките "А"
и "k".

Според тоа, равенката со која што се пресметува загубата на напон во магистрален вод може да се напише и на следниот начин:

$$\Delta U = \frac{1}{U_{\mathbf{n}}} \cdot \sum_{k=1}^{n} \left(P_k \cdot R_{\mathbf{A}-k} + Q_k \cdot X_{\mathbf{A}-k} \right).$$
(5.57)

Во случајот кога водот има ист напречен пресек и е од ист тип по целата своја должина, ќе имаме:

$$R_{A-k} = r \cdot l_{A-k}$$
 и $X_{A-k} = x \cdot l_{A-k}$

со што равенството (5.57) го добива обликот:

$$\Delta U = \frac{1}{U_{n}} \cdot \left(r \cdot \sum_{k=1}^{n} P_{k} \cdot l_{\mathsf{A}-k} + x \cdot \sum_{k=1}^{n} Q_{k} \cdot l_{\mathsf{A}-k} \right).$$
(5.58)

Во равенството (5.58) загубата на напон во магистралниот вод се определува преку вредностите на "моментот" на оптоварувањето, т.е. преку производите на моќноста и растојанието до точката на напојување.

5.4.2 Разгранета мрежа

Да ја посматраме мрежата прикажана на сликата 5.12. Претпоставуваме дека ни е познат напонот U_{A} и дека се познати параметрите на сите водови, како и оптоварувањата во сите јазли од мрежата. За нумерацијата на гранките повторно важи истото правило како претходно, дефинирано во одделот 5.4.1.

$$\xrightarrow{A} \begin{array}{c} R_{1}X_{1} \\ U_{A} \end{array} \xrightarrow{P_{\Sigma 1} Q_{\Sigma 1}} \\ P_{\Sigma 1} Q_{\Sigma 1} \\ Q_{A} \end{array} \xrightarrow{P_{\Sigma 2} Q_{\Sigma 3}} \\ P_{\Sigma 2} Q_{2} \end{array} \xrightarrow{P_{\Sigma 3} Q_{\Sigma 3}} \\ P_{\Sigma 3} Q_{\Sigma 3} \\ P_{\Sigma 3} Q_{\Sigma 3} \\ P_{2} Q_{2} \end{array} \xrightarrow{P_{\Sigma 4} Q_{2} } \\ P_{2} Q_{2} \end{array} \xrightarrow{P_{2} Q_{2}} \\ P_{2} Q_{2} \xrightarrow{P_{2} Q_{2}} \\ P_{3} Q_{3} \xrightarrow{P_{2} Q_{2}} \\ P_{4} Q_{4} \xrightarrow{P_{4} Q_{4}} \\ P_{4} \xrightarrow{P_{4} Q_{4}} \xrightarrow{P_{4} Q_{4}} \\ P_{4} \xrightarrow{P_{4} Q_{$$

Слика 5.12. Пример за разгранета мрежа

Напонот (или поточно речено ефективната вредност на напонот) во било која точка од мрежата може да се пресмета како разлика на напонот во напојната точка "А" и сумата од загубите на напон во сите водови преку кои се врши напојувањето на посматраната точка. На пример, напонот во точката "6" во мрежата од сликата 5.12 може да се пресмета на следниот начин:

$$U_{6} = U_{A} - (\Delta U_{A-1} + \Delta U_{1-3} + \Delta U_{3-5} + \Delta U_{5-6});$$

$$U_{6} = U_{A} - (\Delta U_{1} + \Delta U_{3} + \Delta U_{5} + \Delta U_{6}).$$
(5.59)

Моќностите во делниците од мрежата $P_{\Sigma i}$ и $Q_{\Sigma i}$ (со занемарување на загубите на моќност ΔP и ΔQ), во согласност со сликата 5.12, ќе бидат:

делница A-1: $P_{\Sigma 1} = P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6$; $Q_{\Sigma 1} = Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6$, делница 1-2: $P_{\Sigma 2} = P_2$; $Q_{\Sigma 2} = Q_2$, делница 1-3: $P_{\Sigma 3} = P_3 + P_4 + P_5 + P_6$; $Q_{\Sigma 3} = Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6$, делница 3-4: $P_{\Sigma 4} = P_4$; $Q_{\Sigma 4} = Q_4$, делница 3-5: $P_{\Sigma 5} = P_5 + P_6$; $Q_{\Sigma 5} = Q_5 + Q_6$, делница 5-6: $P_{\Sigma 6} = P_6$; $Q_{\Sigma 6} = Q_6$. Според тоа, напонот U_6 , на пример, ќе се пресмета на следниот начин:

$$U_{6} \approx U_{A} - \Delta U_{1} - \Delta U_{3} - \Delta U_{5} - \Delta U_{6} =$$

$$= U_{A} - \frac{(P_{\Sigma 1} \cdot R_{1} + Q_{\Sigma 1} \cdot X_{1})}{U_{n}} - \frac{(P_{\Sigma 3} \cdot R_{3} + Q_{\Sigma 3} \cdot X_{3})}{U_{n}} - \frac{(P_{\Sigma 5} \cdot R_{5} + Q_{\Sigma 5} \cdot X_{5})}{U_{n}} - \frac{(P_{\Sigma 6} \cdot R_{6} + Q_{\Sigma 6} \cdot X_{6})}{U_{n}}.$$
(5.60)

Аналогно се постапува и при пресметувањето на напонот во било која друга точка од мрежата. На тој начин можеме да ја определиме загубата на напон во мрежата. Притоа под загуба на напон во мрежата ќе ја подразбираме разликата на ефективните вредности на напонот во напојната точка "А", U_A , и напонот на точката од мрежата која има најмал напон.

Пример 5.4. На сликата П.5.4.1 се прикажани два полупрстена од една 10 kV кабелска градска мрежа (полупрстените се фидери кои заемно се резервираат). Обата фидера напојуваат вкупно n = 11 трансформаторски станици 10/0,4 kV со идентични параметри. Познати се нивните оптоварувања на среднонапонската страна и тие, изразени во kW, се прикажани на самата слика. Факторот на моќност на сите потрошувачи е еднаков и изнесува соз $\varphi = 0, 9$. Напонот во напојниот јазел "А" изнесува $U_A = 10,3$ kV. Сите секции од мрежата се кабли од типот ХНЕ 49 А $3 \times 1 \times 150$, 6/10 kV за коишто е позната надолжната импеданција $\underline{z}_1 = (0, 208 + j0, 092) \Omega/km$.



Слика П.5.4.1. 10 kV кабелска мрежа во форма на два полупрстена

Среднонапонските дистрибутивни мрежи во нормален погон работат како радијални (отворени). Затоа е потребно, со исклучувањето на една од секциите, прстенот да се отвори. Местото на отворање на престенот се избира така што загубите на активна моќност во мрежата да бидат најмали. Во случајов, прстенот формиран од двата полупрстена е отворен на тој начин што разделувачот од делницата 3–4 при TC 10/0,4 kV/kV број 4 е отворен, како што е прикажано на сликата П.5.4.1.

За прикажаниот режим на работа да се пресметаат приближните вредности на моќностите во гранките и напоните во јазлите од мрежата. Во тие приближни пресметки напоните во мрежата да се пресметуваат врз основа на приближните текови на моќности во гранките, добиени со примена на Кирхофовиот закон за моќности, не водејќи сметка за загубите на моќност во нив. Потоа, со така пресметаните напони да се пресметаат загубите на активна и реактивна моќност во секоја гранка. Врз основа на овие резултати да се пресметаат загубата на напон ΔU и вкупните загуби на активна моќност ΔP_{Σ} во мрежата за прикажаниот режим на работа.

Така добиените резултати за загубата на напон ΔU и вкупните загуби на активна моќност ΔP_{Σ} во мрежата да се споредат со нивните точни вредности добиени со помош на компјутерска програма и да се оцени големината на грешката што ја внесува приближниот начин на решавање.

Решение

а) Пресметка на приближните текови на моќности

Врз основа на изложеното во точката 5.4 за тековите на моќности во набљудуваната мрежа ќе ја добиеме состобата прикажана на слика П.5.4.2.

Во отворените мрежи приближните тековите на моќности се определуваат сосема едноставно. Моќноста \underline{S}_{Σ} во било која гранка ќе биде сума од моќностите на сите потрошувачи што се напојуаат преку таа гранка.

Нека нумерацијата на гранките во мрежата биде усогласена со индексот на нивните крајни јазли. Во тој случај, на пример, за моќноста $\underline{S}_{\Sigma 1} = (P_{\Sigma 1} + jQ_{\Sigma 1})$ во првата гранка од мрежата ќе добиеме:

$$\begin{split} P_{\Sigma 1} &= P_1 + P_2 + P_3 + P_7 + P_8 + P_9; \\ P_{\Sigma 1} &= 500 + 500 + 500 + 400 + 400 + 400 = 2700 \text{ kW}; \\ Q_{\Sigma 1} &= Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_7 + Q_8 + Q_9; \\ Q_{\Sigma 1} &= 242 + 242 + 242 + 194 + 194 + 194 = 1308 \text{ kvar}. \end{split}$$

Аналогно, за втората гранка ќе имаме:

$$P_{\Sigma 2} = P_2 + P_3 + P_7 + P_8 + P_9 = 500 + 500 + 400 + 400 + 400 = 2200 \text{ kW},$$
$$Q_{\Sigma 2} = Q_2 + Q_3 + Q_7 + Q_8 + Q_9 = 242 + 242 + 194 + 194 + 194 = 1066 \text{ kvar},$$

или, применувајќи го Кирхофовиот закон за моќности:

$$P_{\Sigma 2} = P_{\Sigma 1} - P_1 = 2700 - 500 = 2200 \text{ kW},$$
$$Q_{\Sigma 2} = Q_{\Sigma 1} - Q_1 = 1308 - 242 = 1066 \text{ kvar},$$

138

ИТН.



Слика П.5.4.2. Распределба на моќностите во анализираната 10 kV кабелска мрежа

На сличен начин, со примена на Кирхофовиот закон за моќности, ги добиваме и останатите моќности $P_{\Sigma i}$ и $Q_{\Sigma i}$ во гранките од мрежата. Резултатите од таквите пресметки се прикажани на сликата П.5.4.2 и во табелата П.5.4.1. Во табелата П.5.4.1, како и во табелата П.5.4.2, со U_i е означен напонот на крајот од набљудуваната гранка *i*.

Откога ги пресметавме моќностите во гранките од мрежата пристапуваме кон определување на напоните во јазлите. Започнуваме од првата гранка за којашто е познат напонот во почетиот јазлел $U_{\rm A}$ = 10,3 kV. Сега со помош на изразите (5.12) и (5.14) ќе го пресметаме напонот U_1 во крајниот јазел 1:

$$\begin{split} \Delta U_1 &= \frac{P_{\Sigma 1} \cdot R_1 + Q_{\Sigma 1} \cdot X_1}{U_{\rm A}} = \frac{2700 \cdot 0,208 + 1308 \cdot 0,092}{10,3} \cdot 1 = 0,066 \text{ kV};\\ U_1 &= U_{\rm A} - \Delta U_1 = 10,3 - 0,066 = 10,234 \text{ kV}. \end{split}$$

За напонот во јазелот "2" пресметуваме:

$$\Delta U_2 = \frac{P_{\Sigma 2} \cdot R_2 + Q_{\Sigma 2} \cdot X_2}{U_1} = \frac{2200 \cdot 0,208 + 1066 \cdot 0,092}{10,234} \cdot 1 = 0,054 \text{ kV};$$
$$U_2 = U_1 - \Delta U_2 = 10,234 - 0,054 = 10,180 \text{ kV}.$$

Слично се пресметуваат и преостанатите напони во јазлите. На тој начин за моќностите $P_{\Sigma i}$ и $Q_{\Sigma i}$ во гранките од мрежата и загубите на напон ΔU_i во поедините делници се добиваат резултатите, прикажани во табелата П.5.4.1. Притоа, загубите на напон во сите делници се пресметувани приближно, на база на приближните релации (5.11) и (5.12).

Делница	$P_{\Sigma i}$ (kW)	$Q_{\Sigma i}$ (kvar)	ΔU_i (kV)	U_i (kV)	ΔP_i (kW)	ΔQ_i (kvar)
A – 1	2700	1308	0,066	10,234	17,876	7,907
1 – 2	2200	1066	0,054	10,180	11,996	5,306
2 – 3	500	242	0,012	10,167	0,621	0,275
3 – 4	0	0	0	10,167	0	0
2 – 7	1200	581	0,030	10,150	3,598	1,591
7 – 8	400	194	0,015	10,135	0,603	0,267
7 – 9	400	194	0,010	10,140	0,401	0,177
A – 6	2500	1211	0,092	10,208	23,104	10,219
6 – 5	1000	484	0,025	10,183	2,476	1,095
5 – 4	500	242	0,019	10,165	0,932	0,412
6 - 10	1000	484	0,025	10,183	2,476	1,095
10 - 11	500	242	0,025	10,158	1,244	0,550

Табела П.5.4.1. Текови на моќности, загуби на напон и напони во мрежата

Загубата на напон во мрежата ΔU претставува разлика на ефективните вредности на напонот во напојната точка U_A и напонот U_{\min} во точката од мрежата со најнизок напон. Во случајов, тоа е точката бр. 8. Според тоа имаме:

$$\Delta U = U_{\rm A} - U_8 = 10, 3 - 10, 135 = 0, 165 \text{ kV} (1, 65\%).$$

Загубите на активна моќност ΔP_{Σ} во мрежата се добиваат со директно собирање на загубите на активна моќност во сите нејзини гранки, т.е:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \ldots + \Delta P_{11} = 17,876 + 11,996 + \ldots + 1,244;$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 65,33 \text{ kW} (1,26\%).$$

Пресметаните вредности на напоните се прикажани на сликата П.5.4.2.

б) Пресметка на точните текови на моќности

Со помош на компјутерската програма "LFZ.xls" базирана на методот на јазлови потенцијали, како решение на зададениот режим на работа на мрежата, се добиваат следните резултати.

Загубата на напон во мрежата ΔU во овој случај ќе биде:

$$\Delta U = U_{\rm A} - U_8 = 10, 3 - 10, 133 = 0, 167 \, \text{kV} \, (1, 67\%).$$

Вкупните загуби на активна моќност ΔP_{Σ} во мрежата се добиваат со директно собирање на загубите на активна моќност во сите нејзини гранки, т.е:

$$\Delta P_{\Sigma} = 65,85 \text{ kW} (1,25\%).$$

140

	Поч	еток	К	paj			
Делница	$P_{\Sigma i}$ (kW)	$Q_{\Sigma i}$ (kvar)	$P_{\Sigma i}$ (kW)	$P_{\Sigma i}$ (kvar)	U_i (kV)	ΔP_i (kW)	ΔQ_i (kvar)
A – 1	2715	1313	2697	1306	10,233	17,876	7,907
1 - 2	2197	1064	2185	1058	10,179	11,996	5,306
2 - 3	479	231	478	231	10,167	0,621	0,275
3 – 4	0	0	0	0	10,167	0	0
2 – 7	1206	585	1203	583	10,148	3,598	1,591
7 - 8	803	389	800	388	10,133	0,603	0,267
7 – 9	400	194	400	194	10,139	0,401	0,177
A – 6	2552	1234	2529	1224	10,207	23,104	10,219
6 - 5	1025	496	1022	495	10,182	2,476	1,095
5 – 4	522	253	522	253	10,163	0,932	0,412
6 - 10	1004	486	1001	485	10,182	2,476	1,095
10 - 11	501	243	500	242	10,157	1,244	0,550

Табела П.5.4.2. Текови на моќности и напони во мрежата – точни вредности

Видливо е големото совпаѓање на добиените резултати со приближната и со точната постапка. Тоа само ја потврдува тезата дека приближните методи даваат, за практични цели, резултати со прифатлива точност.

Пример 5.5. За мрежата од слика П.5.4.1 анализирана во примерот 5.4, да се утврди колкави ќе бидат загубите на напон и моќност во мрежата за најнеповолниот режим на работа, кога е испадната секцијата "A-1" (слика П.5.5.1). Дали таквиот режим е прифатлив од аспект на загуба на напон во мрежата и од аспект на термичко оптоварување на секцијата "A-6" како најоптоварена. Дозволените загуби на напон во хавариски режими изнесува $\Delta U_{\rm doz}$ = 10%, додека најголемото дозволено струјно оптоварување на кабелот изнесува $I_{\rm dT}$ = 360 A (табела П8).

Решение

За овој режим на работа на мрежата, со помош на компјутерската програма ги добиваме следните резултати:

- привидна моќност во првата, најоптоварена делница "А-6": (5, 45+*j*2, 63) МVА;
- струја во најоптоварената делница I_{A-6} = 339 A (94,2% од дозволената I_{dT});



Слика П.5.5.1. 10 kV кабелска мрежа во најнеповолен режим со испадната делница "А-1"

- вкупни загуби на моќност во мрежата $\Delta \underline{S}_{\Sigma} = (250 + j110)$ kVA;
- загуба на напон во мрежата: $\Delta U = U_A U_8 = 10, 3 9, 632 = 0, 668 \text{ kV}$ (6,8%).

Вредностите на напоните на сите јазли во мрежата се прикажани на сликата П.5.5.1



5.4.3 Мрежа со континуирано оптоварување

Во некои случаи, на пример при проектирањето на мрежа на надворешно осветление на град, село, фабричка хала и слично, оптоварувањата на водовите се претставуваат рамномерно распределени по нивната должина. Така се постапува бидејќи доколку во пресметките би се зела предвид секоја светилка одделно, тогаш пресметувањето би било премногу комплицирано, а надомест за тоа би било малото зголемување на точноста на резултатите.

Пример за вод за кој може да се смета дека е со континуирано оптоварување е прикажан на сликата 5.13.

Нека посматраме вод со должина l и подолжни параметри r и x, рамномерно оптоварен (слика 5.14) со вкупно активно оптоварување $P = p \cdot l$ и вкупно реактивно оптоварување $Q = q \cdot l$. Притоа, со p и q се означени активното и реактивното оптоварување на водот по единица должина (т.е. линиската густина на товарот, изразена во W/m и var/m), соодветно.



Слика 5.13. Пример на вод за којшто може да смета дека е со континуирано оптоварување



Слика 5.14. Кон објаснувањето на равенките (5.61) - (5.66)

Загубата на напон во елементот со бесконечно мала должина $d\xi$, што се наоѓа на растојание ξ од крајот на водот (слика 5.14), ќе биде:

$$d(\Delta U) = \frac{P_{\xi} \cdot r \cdot d\xi}{U_{n}} + \frac{Q_{\xi} \cdot x \cdot d\xi}{U_{n}} = \frac{(p \cdot \xi) \cdot r \cdot d\xi}{U_{n}} + \frac{(q \cdot \xi) \cdot x \cdot d\xi}{U_{n}}, \qquad (5.61)$$

а вкупната загуба на напон во целиот вод ќе биде:

$$\Delta U = \int_{0}^{l} d(\Delta U) = \frac{p \cdot r}{U_{n}} \cdot \int_{0}^{l} \xi \cdot d\xi + \frac{q \cdot x}{U_{n}} \cdot \int_{0}^{l} \xi \cdot d\xi = \frac{p \cdot r \cdot l^{2}}{2U_{n}} + \frac{q \cdot x \cdot l^{2}}{2U_{n}}.$$
 (5.62)

Бидејќи
е $R=r\cdot l$ и $X=x\cdot l$, равенката (5.62) може да се напише и
 на следниот начин:

$$\Delta U = \frac{1}{2} \cdot \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{\rm n}}.$$
(5.63)

Равенството (5.63) укажува на тоа дека загубата на напон во водот со рамномерно распределено оптоварување по целата негова должина е *два пати помала* отколку во случајот кога целото тоа оптоварување би било концентрирано на крајот од водот. Тоа значи дека, кога се пресметува загубата на напон во континуирано оптоварен вод, целиот товар може да се замени со едно концентрирано оптоварување поставено на средината на водот. Притоа концентрираното оптоварување е еднакво на сумарното оптоварување на водот.

Ако водот е составен од повеќе секции со различни оптоварувања по единица должина, тогаш за секоја секција одделно, се определува соодветното концентрирано оптоварување и случајот се решава како и кај мрежите со неколку товари.

Да ги определиме загубите на моќност во континуирано оптоварениот вод. Загубата на активна моќност $d(\Delta P)$ на елементарниот дел $d\xi$ е:

$$d(\Delta P) = 3 \cdot r \cdot d\xi \cdot I_{\xi}^{2} = r \cdot d\xi \cdot \frac{P_{\xi}^{2} + Q_{\xi}^{2}}{U_{n}^{2}} =$$

$$= r \cdot d\xi \cdot \frac{p^{2} \cdot \xi^{2} + q^{2} \cdot \xi^{2}}{U_{n}^{2}} = \frac{p^{2} + q^{2}}{U_{n}^{2}} \cdot r \cdot \xi^{2} \cdot d\xi,$$
(5.64)

а во сиот вод:

$$\Delta P = \int_{0}^{l} d(\Delta P) = \frac{p^2 + q^2}{U_n^2} \cdot r \cdot \int_{0}^{l} \xi^2 \cdot d\xi = \frac{p^2 + q^2}{U_n^2} \cdot r \cdot \frac{l^3}{3},$$
 (5.65)

односно:

$$\Delta P = \frac{1}{3} \cdot \frac{P^2 + Q^2}{U_n^2} \cdot R = \frac{1}{3} \cdot \Delta P_{\text{конц}}.$$
(5.66)

Со аналогно расудување, за загубите на реактивната моќност би добиле:

$$\Delta Q = \frac{1}{3} \cdot \frac{P^2 + Q^2}{U_{\rm n}^2} \cdot X = \frac{1}{3} \cdot \Delta Q_{\rm конц}.$$
(5.67)

При познат фактор на моќност со
s $\varphi=P/S=P/\sqrt{P^2+Q^2}$ претходните два израза можат да се напишат во следниот вид:

$$\Delta P = \frac{1}{3} \cdot \frac{P^2 \cdot R}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi}; \quad \Delta Q = \frac{1}{3} \cdot \frac{P^2 \cdot X}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi}.$$
 (5.68)

Во (5.66) и (5.67) со $\Delta P_{\text{конц}}$ и $\Delta Q_{\text{конц}}$ се означени загубите на активна и реактивна моќност за случајот кога целиот товар е концентриран на крајот од водот.

Од формулите (5.66), (5.67) и (5.68) се гледа дека при континуирано распределено оптоварување загубите на активната и рективната моќност во водот се *три пати помали* во однос на случајот кога целиот товар би бил концентриран на крајот од водот. Тоа значи дека, кога се пресметува загубата на моќност во континуирано оптоварен вод, целиот товар може да се замени со едно концентрирано оптоварување, поставено на 1/3 од почетокот на водот. Притоа концентрираното оптоварување е еднакво на сумарното оптоварување на водот. **Пример 5.6.** На сликата П.5.6.1 е прикажан надземен извод од една НН дистрибутивна мрежа. Изводот напојува вкупно 22 индивидуални потрошувачи (селски домаќинства). Главната магистрала на мрежата, долга l = 1065 m, е изведена со спроводници Al 35 mm² за коишто е позната импеданцијата по единица должина $\underline{z} = (0,90 + j0,35) \Omega/km$, додека приклучните водови до поедините потрошувачи се изведени со самоносечки кабли (СКС) 4×16 Al со подолжна импеданија $\underline{z}_1 = (2,0 + j0,10) \Omega/km$, кои со оглед на своите релативно мали должини може да се испуштат од анализите.



Слика П.5.6.1. Приказ на набљудуваниот извод од НН селска надземна мрежа

Со помош на моделот за вод со континуирано распределен товар да се процени загубата на напон и загубите на моќност во мрежата. Потоа, со детални пресметки да се добие уточнетата вредност за овие загуби и да се оцени големината на грешката што ја дава идеализираниот модел на магистралниот вод. Просечната моќност по едно домаќинство во режимот на максималното оптоварување изнесува $P_1 = 2$ kW при фактор на моќност соз $\varphi = 0,95$ ($Q_1 = P_1 \cdot tg\varphi = 0,657$ kvar).

Решение

Редната импеданција на магистралниот вод (фидерот) изнесува:

$$Z = (R + jX) = z \cdot l = (0,90 + j0,35) \cdot 1,065 = (0,969 + j0,373) \Omega.$$

Вкупната моќност на потрошувачите во режимот на максималното оптоварување изнесува:

$$\begin{split} P_{\Sigma} &= n \cdot P_1 = 22 \cdot 2 = 44 \text{ kW}; \\ Q_{\Sigma} &= n \cdot Q_1 = 22 \cdot 0,657 = 14,5 \text{ kvar}. \end{split}$$

Загубата на напон во магистралниот вод ќе ја процениме со помош на релацијата (5.63), додека загубите на активна и реактивна моќност со помош на релациите (5.68):

$$\begin{split} \Delta U &= \frac{1}{2} \cdot \frac{P_{\Sigma} \cdot R + Q_{\Sigma} \cdot X}{U_{n}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{44 \cdot 0,969 + 14,5 \cdot 0,373}{0,4} = 60 \text{ V}; \\ \Delta U &= \frac{\Delta U}{U_{n}} \cdot 100 = \frac{60}{400} \cdot 100 = 15\%. \\ \Delta P &= \frac{1}{3} \cdot \frac{P_{\Sigma}^{2} \cdot R}{U_{n}^{2} \cdot \cos^{2}\varphi} = \frac{1}{3} \cdot \frac{44^{2} \cdot 0,969}{0,4^{2} \cdot 0,95^{2}} = 4431 \text{ W} = 4,431 \text{ kW}; \\ \Delta P &= \frac{4,431}{44} \cdot 100 = 9,8\%. \\ \Delta Q &= \frac{1}{3} \cdot \frac{P_{\Sigma}^{2} \cdot X}{U_{n}^{2} \cdot \cos^{2}\varphi} = \frac{1}{3} \cdot \frac{44^{2} \cdot 0,373}{0,4^{2} \cdot 0,95^{2}} = 1667 \text{ var} = 1,667 \text{ kvar}; \\ \Delta Q &= \frac{1}{3} \cdot \frac{P_{\Sigma}^{2} \cdot X}{U_{n}^{2} \cdot \cos^{2}\varphi} = \frac{1}{3} \cdot \frac{44^{2} \cdot 0,373}{0,4^{2} \cdot 0,95^{2}} = 1667 \text{ var} = 1,667 \text{ kvar}; \\ \Delta Q &= \frac{1,667}{14,5} \cdot 100 = 11,5\%. \end{split}$$

Ако сега извршиме детално моделирање на изводот, со вистинските должини на неговите делници и со вистинската просторна распределба на потрошувачите (занемарувајќи ги притоа редните импеданции на приклучните водови), со помош на компјутерската програма "LFZ.xls" (под претпоставка дека е $U_1 = 420$ V) ќе се добијат следните резултати:

 $\Delta U = 63, 6 \text{ V}; (\Delta U\% = 15, 9\%).$ $\Delta P = 4, 61 \text{ kW}; (\Delta P\% = 10, 5\%).$ $\Delta Q = 1, 79 \text{ kvar}; (\Delta Q\% = 12, 3\%).$

Од изложениот пример може да се заклучи дека релациите (5.63) и (5.68), коишто се однесуваат на идеализираниот случај на вод со континуиран товар, даваат и во реалните случаи доста добри проценки на загубите на напон и моќност во НН дистрибутивни мрежи. Затоа тие, како сосема едноставни, често се користат за брзи проценки на загубите во мрежата.



Пример 5.7. НН надземен извод (слика П.5.7.1) со должина l = 300 m и спроводници од E-Al јаже со пресек 35 mm², со $\underline{z} = (0,90 + j0,33) \Omega/km$, напојува група потрошувачи со вкупна моќност во режимот на максимално оптоварување $P_{\Sigma} = 80$ kW; соз $\varphi = 0, 9$. Потрошувачите може да се третираат како рамномерно распределен товар. Поради големата должина на изводот и растот на конзумот, загубите на напон и моќност во мрежата се веќе неприфатливо високи. Се размислува за негово појачување на тој начин што до средината на изводот, на истите столбови, ќе се пушти уште една делница со ист пресек како и постојниот вод којашто ќе ја напојува втората половина од изводот, според шемата прикажана на сликата П.5.7.2.



Слика П.5.7.1. НН надземен извод оптоварен со рамномерно распределен товар (I состојба)



Слика П.5.7.2. Изводот од сликата П.5.7.1 после реконструкцијата (II состојба)

Да се пресмета колку пати ќе се намалат загубите ΔU и ΔP , т.е. колкав ќе биде односот $\Delta U_{(\mathrm{II})}/\Delta U_{(\mathrm{I})}$ и $\Delta P_{(\mathrm{II})}/\Delta P_{(\mathrm{I})}$ помеѓу загубите после и пред реконструкцијата на изводот.

Решение

1) Пресметка на загубите за постојната состојба (состојба I)

Со помош на релациите (5.63) и (5.68) за загубите на напон и моќност во водот со рамномерно распределен товар ќе добиеме:

$$\begin{split} R &= r \cdot l = 0, 9 \cdot 0, 3 = 0, 27 \,\Omega; \quad X = x \cdot l = 0, 33 \cdot 0, 3 = 0, 1 \,\Omega; \\ P_{\Sigma} &= 80 \,\mathrm{kW}; \quad Q_{\Sigma} = P_{\Sigma} \cdot \mathrm{tg}\varphi = 38, 7 \,\mathrm{kvar}; \\ \Delta U_{(\mathrm{I})} &= (U_1 - U_2) = \frac{1}{2} \cdot \frac{P_{\Sigma} \cdot R + Q_{\Sigma} \cdot X}{U_{\mathrm{n}}} = 32 \,\mathrm{V}; \\ \Delta P_{(\mathrm{I})} &= \frac{1}{3} \cdot \frac{P_{\Sigma}^2 \cdot R}{U_{\mathrm{n}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} = 4, 44 \,\mathrm{kW}. \end{split}$$

2) Пресметка на загубите за новата состојба (состојба II)

$$\begin{split} \Delta U_{(\mathrm{II})} &= (U_1 - U_3) + (U_3 - U_4) = \Delta U_{1-3} + \Delta U_{3-4}; \\ \Delta U_{1-3} &= \frac{1}{U_{\mathrm{n}}} \cdot \left(\frac{P_{\Sigma}}{2} \cdot \frac{R}{2} + \frac{Q_{\Sigma}}{2} \cdot \frac{X}{2}\right) = \frac{1}{2} \cdot \Delta U_{(\mathrm{I})}; \\ \Delta U_{3-4} &= \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{U_{\mathrm{n}}} \cdot \left(\frac{P_{\Sigma}}{2} \cdot \frac{R}{2} + \frac{Q_{\Sigma}}{2} \cdot \frac{X}{2}\right) = \frac{1}{4} \cdot \Delta U_{(\mathrm{I})}; \\ \Delta U_{(\mathrm{II})} &= \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{4}\right) \cdot \Delta U_{(\mathrm{I})} = \frac{3}{4} \cdot \Delta U_{(\mathrm{I})}; \\ \frac{\Delta U_{(\mathrm{II})}}{\Delta U_{(\mathrm{I})}} &= \frac{3}{4} = 0, 75; \\ \Delta P_{1-2} &= \frac{1}{3} \cdot \frac{(R/2)}{U_{\mathrm{n}}^2} \left(\frac{P_{\Sigma}/2}{\cos\varphi}\right)^2 = \frac{1}{8} \cdot \frac{1}{3} \cdot \frac{P_{\Sigma}^2 \cdot R}{U_{\mathrm{n}}^2 \cdot \cos^2\varphi} = \frac{1}{8} \cdot \Delta P_{(\mathrm{I})}; \\ \Delta P_{1-3} &= \frac{(R/2)}{U_{\mathrm{n}}^2} \left(\frac{P_{\Sigma}/2}{\cos\varphi}\right)^2 = \frac{1}{8} \cdot \frac{P_{\Sigma}^2 \cdot R}{U_{\mathrm{n}}^2 \cdot \cos^2\varphi} = \frac{3}{8} \cdot \Delta P_{(\mathrm{I})}; \\ \Delta P_{3-4} &= \Delta P_{1-2} = \frac{1}{3} \cdot \frac{(R/2)}{U_{\mathrm{n}}^2} \left(\frac{P_{\Sigma}/2}{U_{\mathrm{n}}^2} \left(\frac{P_{\Sigma}/2}{\cos\varphi}\right)^2 = \frac{1}{8} \cdot \Delta P_{(\mathrm{I})}; \\ \Delta P_{(\mathrm{II})} &= \left(\frac{1}{8} + \frac{3}{8} + \frac{1}{8}\right) \cdot \Delta P_{(\mathrm{I})} = \frac{5}{8} \cdot \Delta P_{(\mathrm{I})} = 0, 625 \cdot \Delta P_{(\mathrm{I})}; \\ \frac{\Delta P_{(\mathrm{II})}}{\Delta P_{(\mathrm{II})}} &= \frac{5}{8} = 0, 625. \end{split}$$

Значи загубата на напон и загубите на моќност во новата состојба ќе бидат:

 $\Delta U_{\rm (II)} = 0,75 \cdot \Delta U_{\rm (I)} = 0,75 \cdot 32 = 24 \text{ V} (6\%); \\ \Delta P_{\rm (II)} = 0,625 \cdot \Delta P_{\rm (I)} = 2,78 \text{ kW}.$

Од добиените резултати произлегува следниот заклучок. Со секционирањето на постојниот вод на половина и со изградбата на новата делница, загубата на напон ќе се намали за 25% додека загубата на моќност (и на енергија) ќе се намали за 37,5%

Забелешка: Резултатите добиени за односите $\Delta U_{(II)}/\Delta U_{(I)}$ и $\Delta P_{(II)}/\Delta P_{(I)}$ се општи и не зависат ниту од параметрите на мрежата (должина, пресек и сл.) ниту пак од оптоварувањето. Тоа значи дека со ваков зафат во една мрежа со конфигурација слична на онаа од сликата П.5.7.1 секогаш ќе се добива истото релативно намалување на загубите ΔU и ΔP .

6 Пресметка на јамкасти и сложено-затворени мрежи

6.1 Општо за пресметката на сложено-затворените мрежи

Во затворените мрежи најголемиот дел од потрошувачите имаат двострано па и повеќестрано напојување коешто обезбедува висок степен на сигурност во напојувањето. Потрошувачи во преносните мрежи се траформаторските станции ВН/СН од кои што се напојуваат градови или поголеми градски населби како и големи индустриски комплекси коишто поради својата важност и големина бараат висока доверливост во електроснабдувањето. Затоа современите преносни мрежи редовно се прават како сложено-затворени со поголем број контури со што се обезбедува барем двострано, а онаму каде што е неопходно и повеќестрано напојување на нивните потрошувачи. Во таквите мрежи и бројот на извори односно напојни точки е поголем.

Во електроенергетските мрежи *јазли* се точките во кои е приклучен некој од изворите или потрошувачите на мрежата. Јазли се и точките во кои се врши спојување на барем два елемента од мрежата (преносни водови или трансформатори) и тие се нарекуваат *пасивни јазли*. Повеќето од јазлите во преносните мрежи се *потрошувачки*, т.е. јазли во коишто се приклучени потрошувачите на електрична енергија. Кај нив се познати инјектираната активна и реактивна моќност и тие спаѓаат во категоријата "PQ" јазли.

Некои од јазлите, но во значително помал број, се и т.н. *генераторски јазли*. Тоа се оние јазли во коишто е приклучена електрична централа. Тие можат да бидат или од категоријата "PQ" јазли или од категоријата "PU" јазли. Кај првите електраната е дефинирана со своето производство на активна и реактивна моќност и таквите извори може да се третираат како "негативни" потрошувачи. За разлика од нив, кај "PU" јазлите се познати произведуваната активна моќност P_G и напонот U_G , т.е. кај нив синхрониот генератор покрај

производството на активна моќност има задача и да го одржува напонот во приклучениот јазел на една однапред зададена вредност U_G . Постојат и мешовити јазли коишто претставуваат комбинација од потрошувачки и генераторски јазли.

Во секоја мрежа постои и т.н. *балансен јазел* (slack bus или swing bus). Тоа е генераторски јазел во којшто е приклучена голема електрана која има задача да го исполни билансот на моќности во системот, т.е. разликата помеѓу сумарната потрошувачка на моќност плус загубите и генерираните моќности од преостанатите електрани во ЕЕС. Истовремено таа електрана има и дополнитена задача да го одржува напонот во балансниот јазел на однапред зададената вредност, дефинирана од страна на диспечерот на ЕЕС.

Една од основните задачи на анализата на ЕЕС е определувањето на режимските параметри на набљудуваниот режим, а тоа се моќностите (струите) во гранките и напоните (по модул и аргумент) во јазлите од системот. Врз основа на нив се определуваат и вкупните загуби на моќност во тој режим. Овие анализи се неопходни од повеќе причини, а главна причина за тоа е утврдување дали сите од режимските параметри се наоѓаат во дозволените или однапред дефинираните граници.

Математички гледано решавањето на состојбата во една мрежа (коешто во литературата е познато уште и под називот "Load Flow анализа") се сведува на решавање нелинеарен систем комплексни равенки. Методите за анализа на стационарните режими во ЕЕС се делат на *директни* и *итеративни*. Првите се базирани на примената на основните закони во електротехниката и главна нивна одлика се едноставноста, прегледноста и простата физичка интерпретација на набљудуваниот режим. Затоа таквите методи се применуваат секогаш кога за тоа постои можност и оправданост, а тоа е најчесто во случајот на отворените дистрибутивни мрежи за низок и среден напон како и кај затворените мрежи со едноставна конфигурација и мал број контури. Кај нив определувањето на состојбата во мрежата се сведува на решавање систем линеарни алгебарски равенки, и се врши директно, што во денешно време претставува лесна задача.

Итеративните методи, пак, проблемот не го решаваат директно туку итеративно, во поголем број чекори. Секој таков чекор претставува една иста процедура којашто ја применува постапката на линеаризација на нелинеарниот систем равенки во околината на самото решение и којашто обично се сведува на решавање систем линеарни алгебарски равенки којшто произлегува од самата линеаризација на нелинеарниот проблем. Тие секогаш бараат познавање на едно "добро" почетно решение за режимските параметри т.е. решение коешто е доволно блиску до вистинското решение за да може итератитвниот процес сигурно и брзо да конвергира. Потребниот број итерации притоа зависи од голем број фактори: од применетата постапка за решавање на нелинеарниот проблем, од зададената точност со којашто се сака да се добие самото решение, од тоа колку е добро усвоеното почетно решение, од тежината на анализираниот режим и др.

Моделирањето на елементите од мрежата во ваквите анализи се врши на начин којшто е опишан во четвртата глава, преку нивните π или Г-заменски шеми. Изворите најчесто се моделираат со познатите инјектирани активна и реактивна моќност. Тој начин на моделирање е сосема коректен кога станува збор за т.н. PQ-јазли, додека моделирањето на изворите приклучени во PUјазлите се врши на сличен, но малку посложен начин, за што подетално ќе стане збор во други дисциплини коишто го надополнуваат градивото во овој курс.

Потрошувачите во овие анализи може да се моделираат на неколку различни начини: а) преку нивните струи коишто како фазори се сметаат за познати (начин којшто се применува доста често при анализата на НН и СН дистрибутивни мрежи); б) преку нивните комплексни моќности коишто се сметаат за познати и независни од напоните во системот и в) со помош на константни импеданции односно адмитанции. Моделот на константна привидна моќност на потрошувачите се користи најчесто при анализата на преносните мрежи. Кај нив вистинските потрошувачи се всушност приклучени на преносниот систем преку трансформаторски станици ТС ВН/СН и тоа на СН страна така што автоматските регулатори на напонот кај самите трансформатори успеваат да обезбедат напонот на СН страна (од чијашто висина зависи моќноста на потрошувачот) да ја добие бараната вредност и да биде практично константен, независно од режимот на работа на системот. Моделот на константна импеданција, пак, се применува тогаш кога се сака во пресметките да се уважи статичката карактеристика на товарот, т.е. да се опфати на некој начин зависноста на товарот од напонот. Таквите модели се применуваат обично во анализите на дистрибутивните мрежи каде што доминираат термичките потрошувачи и кај кои навистина статичките карактеристики на потрошувачите имаат квадратна (или приближно квадратна) зависност од напонот. Уважувањето на статичките карактеристики на конзумот обезбедува повисока точност при моделирањето на системот но затоа тоа ги усложнува самите пресметки.

Во сите анализи што ќе се вршат во наредниот дел ќе се применува моделот на константна моќност.

6.2 Општа постапка за пресметка на тековите на моќности во електроенергетските мрежи

Постои голем број нумерички методи за пресметка на тековите на моќности во ЕЕС, различни по својата ефикасност и сложеност. Сите тие меѓусебе се разликуваат по постапката на решавање на проблемот, поради што тие ќе се разликуваат и по брзината на пресметување, точноста на добиените резултати како и по потребите од компјутерска меморија. Тие се изучуваат во специјалистичките курсови на енергетските насоки на електротехничките факултети. Без да навлегуваме подетално во нивниот опис, во овој курс проблемот на пресметување на тековите на моќности во една мрежа (Load Flow Problem) ќе го решаваме со примена на два најчесто применувани метода: *методот на контурни струи* и *методот на јазлови потенцијали*. За таа цел ќе се запознаеме со секој од нив одделно.

Кај првиот метод како непознати се јавуваат струите на т.н. независни контури во мрежата чијшто број за реалните EEC е релативно мал во споредба со бројот на јазли во нив. Но начинот на формирањето на системот равенки што произлегува од тој метод е прилично сложен поради што тој се користи само во едноставни случаи на мрежи со мал број контури.

6.2.1 Метод на јазлови потенцијали

Еден од најчесто применуваните методи за решавање на состојбата во сложените мрежи е познатиот метод на јазлови потенцијали. Бројот на равенки n коишто произлегуваат од неговата примена е еднаков на бројот на независните јазли во системот и, по правило, тој е значително поголем во споредба со бројот на равенките добиени со претходно споменатиот метод на контурни струи. Но затоа начинот на нивното формирање е сосема едноставен, а тоа придонесува овој метод да биде најчесто користен за Load Flow анализите на сложените електроенергетски мрежи.

Според него помеѓу инјектираните струи <u>J</u> и фазните напони во јазлите <u>V</u> во една мрежа постои следната матрична (линеарна) релација:

$$\underline{Y} \times \underline{V} = \underline{J}. \tag{6.1}$$

Релацијата (6.1) всушност претставува систем линеарни комплексни равенки којшто ја дава врската помеѓу матрицата колона (векторот) на фазните напони на јазлите \underline{V} , ($\underline{V}_j = \underline{U}_j/\sqrt{3}$; j = 1, 2, ...n), матрицата колона на инјектираните струи во јазлите \underline{J} со помош на матрицата на адмитанции \underline{Y} на независните јазли на мрежата. Оваа матрица е квадратна и симетрична и, како што е познато, таа е "ретка" т.е. бројот на ненулти елементи во неа е многу помал во споредба со вкупниот број на елементи n^2 . Во развиена форма релацијата (6.1) изгледа вака:

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdots & \underline{Y}_{1n} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \cdots & \underline{Y}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{n1} & \underline{Y}_{n2} & \cdots & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \\ \vdots \\ \underline{V}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{J}_1 \\ \underline{J}_2 \\ \vdots \\ \underline{J}_n \end{bmatrix}$$
(6.2)

Доколку во проблемот е позната десната страна од (6.2) т.е. се познати инјектираните струи (\underline{J}_i ; $i = 1, 2, \ldots n$) во независните јазли тогаш проблемот се решава директно, без итерации. Во тој случај најнапред се определуваат напоните во јазлите, т.е. матрицата колона \underline{V} а потоа и струите во гранките од мрежата. Но најчесто проблемот на Load Flow анализата е поставен поинаку. Имено во таквите анализи вообичаено е да се познати инјектираните комплексни моќности во јазлите, т.е. елементите од матрицата \underline{S}_{p} , коишто се изразуваат преку непознатите напони на јазлите \underline{V} . Во тој случај проблемот се решава итеративно.

Да ја илустрираме примената на овој метод на еден пример.



Слика 6.1. Сложено-затворена мрежа со 4 независни јазли и 5 гранки (земјата е референтен јазел но не е прикажана)

Нека за мрежата прикажана на сликата 6.1 е потребно да се напишат релациите што произлегуваат од методот на јазлови потенцијали и потоа да се определат режимските параметри за зададениот режим на работа, т.е. да се пресметаат напоните во јазлите и струите односно моќностите во гранките од мрежата. Сите водови во мрежата имаат еднакви подолжни параметри: $\underline{z} = r + jx = (0, 129 + j0, 40)\Omega/\text{km}; \underline{y} \approx 0$. Нивните должини во km се прикажани на сликата 6.1. Познат е напонот во напојната точка од мрежата "0", т.е. во "балансниот" јазел, $U_0 = 112 \text{ kV}(V_0 = U_0/\sqrt{3})$ како и струјните инјекции во

одделните јазли од мрежата со помош на коишто се моделираат нејзините потрошувачи. Не е на одмет овде да се забележи дека тие се негативни, со оглед на усвоената позитивна насока на инјектираните моќности во мрежата:

$$\begin{split} \underline{J}_1 &= -(157, 5 - j52, 5) \text{ A} = -166, 02 \cdot e^{-18,44^{\circ}} \text{ A}; \\ \underline{J}_2 &= -(105 - j52, 5) \text{ A} = -117, 39 \cdot e^{-26,57^{\circ}} \text{ A}; \\ \underline{J}_3 &= -(52, 5 - j52, 5) \text{ A} = -74, 25 \cdot e^{-45^{\circ}} \text{ A}. \end{split}$$

Струјата <u>J</u>₀ што се инјектира во балансниот јазел е засега непозната. Надолжните (редните) импеданции на гранките на мрежата, нумерирани како на сликата 6.1, ќе бидат:

$$\begin{split} \underline{Z}_{0-1} &= (0,129+j0,40)\cdot 30 = (3,858+j12) \ \Omega; \\ \underline{Z}_{0-2} &= (0,129+j0,40)\cdot 50 = (6,430+j20) \ \Omega; \\ \underline{Z}_{0-3} &= (0,129+j0,40)\cdot 25 = (3,215+j10) \ \Omega; \\ \underline{Z}_{1-2} &= (0,129+j0,40)\cdot 40 = (5,144+j16) \ \Omega; \\ \underline{Z}_{2-3} &= (0,129+j0,40)\cdot 25 = (3,215+j10) \ \Omega. \end{split}$$

Според методот на јазлови потенцијали за мрежата од сликата 6.1 можеме, врз основа на релацијата (6.1), да ја напишеме следната матрична релација:

Како што е познато, доколку нема електромагнетски спреги помеѓу гранките од мрежата, за елементите од матрицата на адмитанции на јазлите <u>У</u> важат следните правила:

- дијагоналниот елемент во редицата *i* е еднаков на сумата на адмитанциите на сите гранки кои го содржат јазелот *i* (во таа сума треба да се сметаат и адмитанциите на напречните гранки од еквивалентните шеми на водовите и трансформаторите доколку ги има);
- вондијагоналниот елемент во редицата *i* и колоната *j* е еднаков на негативната сума на адмитанциите на сите гранки кои едновремено ги содржат јазлите *i* и *j* (директни врски меѓу јазлите *i* и *j*).

Така, на пример, според овие правила, за елементите \underline{Y}_{00} и \underline{Y}_{01} ($\underline{Y}_{10} = \underline{Y}_{01}$) од матрицата \underline{Y} , можеме да напишеме:

$$\underline{Y}_{00} = \frac{1}{\underline{Z}_{0-1}} + \frac{1}{\underline{Z}_{0-2}} + \frac{1}{\underline{Z}_{0-3}} = (0,0682 - j0,2114) \text{ S};$$

$$\underline{Y}_{01} = -\frac{1}{\underline{Z}_{0-1}} = (-0,0243 + j0,0755) \text{ S}; \quad \underline{Y}_{10} = \underline{Y}_{01}.$$

Применувајќи ја истата постапка за останатите елементи, за матрицата \underline{Y} добиваме:

$$\begin{bmatrix} 0,068-j0,211&-0,024+j0,076&-0,015+j0,045&-0,029+j0,091\\ -0,024+j0,076&0,043-j0,132&-0,018+j0,057&0\\ -0,015+j0,045&-0,018+j0,057&0,062-j0,193&-0,029+j0,091\\ -0,029+j0,091&0&-0,029+j0,091&0,058-j0,181 \end{bmatrix}$$
S.

Сега ни преостанува да го решиме комплексниот систем равенки (6.3). Бидејќи напонот $U_0 = \sqrt{3} \cdot V_0 = 112$ kV во јазелот 0 е познат, нултата редица од системот равенки (6.3) можеме да ја испуштиме, а во останатите три равенки членовите што ја содржат познатата вредност на напонот V_0 ги префрламе на десната страна на равенките со што го добиваме следниот систем равенки:

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{13} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} \\ \underline{Y}_{31} & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \\ \underline{V}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{J}_1 - \underline{V}_0 \cdot \underline{Y}_{10} \\ \underline{J}_2 - \underline{V}_0 \cdot \underline{Y}_{20} \\ \underline{J}_3 - \underline{V}_0 \cdot \underline{Y}_{30} \end{bmatrix}.$$
 (6.4)

Решението за непознатите фазни напони во јазлите може да се напише во вид:

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_{1} \\ \underline{V}_{2} \\ \underline{V}_{3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{13} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} \\ \underline{Y}_{31} & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \underline{J}_{1} - \underline{V}_{0} \cdot \underline{Y}_{10} \\ \underline{J}_{2} - \underline{V}_{0} \cdot \underline{Y}_{20} \\ \underline{J}_{3} - \underline{V}_{0} \cdot \underline{Y}_{30} \end{bmatrix},$$
(6.5)

т.е.

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \\ \underline{V}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2,648+j8,211 & 1,018+j3,158 & 0,509+j1,579 \\ 1,018+j3,158 & 2,376+j7,368 & 1,188+j3,684 \\ 0,509+j1,579 & 1,188+j3,684 & 2,207+j6,842 \end{bmatrix} \times \\ \times \begin{bmatrix} 1,417-j4,829 \\ 0,840-j2,876 \\ 1,836-j5,805 \end{bmatrix},$$

155

од кадешто следува:

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \\ \underline{V}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 63, 433 - j1, 488 \\ 63, 445 - j1, 224 \\ 63, 707 - j0, 790 \end{bmatrix} \mathbf{kV} = \begin{bmatrix} 63, 450 \cdot e^{-j1, 34^{\circ}} \\ 63, 457 \cdot e^{-j1, 11^{\circ}} \\ 63, 721 \cdot e^{-j0, 71^{\circ}} \end{bmatrix} \mathbf{kV},$$

односно, земајќи дека во јазелот "0" фазниот агол на напонот \underline{V}_0 е еднаков на нула, за меѓуфазните напони се добива:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \end{bmatrix} = \sqrt{3} \cdot \begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \\ \underline{V}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 109, 87 - j2, 58 \\ 109, 89 - j2, 12 \\ 110, 34 - j1, 37 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 109, 90 \cdot e^{-j1, 34^{\circ}} \\ 109, 91 \cdot e^{-j1, 11^{\circ}} \\ 110, 35 \cdot e^{-j0, 71^{\circ}} \end{bmatrix} \text{kV},$$

Со познатите (пресметани) вредности на напоните во сите јазли, тековите на моќност се пресметуваат на следниот начин.

Ако гранката со реден број k, што ги поврзува јазлите i и j можеме, во општ случај, да ја претставиме со една π -заменска шема како на сликата 6.2, тогаш за струјата во надолжната импеданција можеме да пишуваме:

$$\underline{I}_k = \frac{\underline{V}_i - \underline{V}_j}{\underline{Z}_k}.$$
(6.6)



Слика 6.2. π -заменска шема на гранката k~(i-j)

Потоа, за трифазните моќност
и \underline{S}_k' и \underline{S}_k'' на почетокот и крајот од гранкат
аkследува:

$$\underline{S}'_{k} = 3 \cdot \underline{V}_{i} \cdot \left(\underline{I}_{k} + \underline{Y}'_{k} \cdot \underline{V}_{i}\right)^{*}, \qquad (6.7)$$

$$\underline{S}_{k}^{\prime\prime} = 3 \cdot \underline{V}_{j} \cdot \left(\underline{I}_{k} - \underline{Y}_{k}^{\prime\prime} \cdot \underline{V}_{j}\right)^{*}.$$
(6.8)

каде што \underline{Z}_k , \underline{Y}'_k и \underline{Y}''_k се редната импеданција и напречните адмитанции на почетокот и крајот од π -еквивалентната шема на гранката, во согласност со сликата 6.2. На тој начин за моќностите во гранките ги добиваме следните вредности:

k	i-j	$\underline{S}_{k}^{\prime}\left(MVA ight)$	$\underline{S}_{k}^{\prime\prime}\left(MVA ight)$
1	0 - 1	27,605 <i>+j</i> 10,988	27,333 <i>+j</i> 10,144
2	0 – 2	14,205 <i>+j</i> 7,236	14,074 + <i>j</i> 6,831
3	0 - 3	19,297 + <i>j</i> 12,329	19,162 + <i>j</i> 11,911
4	2 – 1	2,877 <i>—j</i> 0,845	2,874 <i>-j</i> 0,856
5	3 – 2	9,004+j2,001	8,981 <i>+j</i> 1,931

Моќностите што им се испорачуваат на потрошувачите во мрежата ќе бидат:

$$\begin{split} \underline{S}_{\text{P1}} &= 3 \cdot \underline{V}_1 \cdot \underline{J}_1^* = (30, 206 + j9, 287) \text{ MVA} \\ \underline{S}_{\text{P2}} &= 3 \cdot \underline{V}_2 \cdot \underline{J}_2^* = (20, 178 + j9, 607) \text{ MVA} \\ \underline{S}_{\text{P3}} &= 3 \cdot \underline{V}_3 \cdot \underline{J}_3^* = (10, 158 + j9, 909) \text{ MVA} \end{split}$$

Во практиката задачата на Load Flow анализата на електроенергетските мрежи се дефинира на малку поинаков начин. Имено наместо инјектираните струи, се задаваат моќностите на потрошувачите и моќностите на сите извори (синхрони генератори) освен за генераторот во балансниот јазел. Тогаш проблемот станува нелинеарен и неговото решавање се врши со специјализирани постапки кои во основа имаат итеративен карактер.

Оваа постапка ќе ја илустрираме на истата мрежа од сликата 6.1, само што сега наместо струјните инјекции J_1 , J_2 и J_3 во јазлите, потрошувачката ќе биде зададена преку моќностите на самите потрошувачи, S_{P1} , S_{P2} и S_{P3} кои во случајов нека изнесуваат:

$$\underline{S}_{P1} = (30 + j5) \text{ MVA}; \quad \underline{S}_{P2} = (20 + j10) \text{ MVA}$$
и $\underline{S}_{P3} = (10 + j10) \text{ MVA}$

Ќе ја задржиме истата нумерација на јазлите како и претходно. Во тој случај инјектираната струја во јазелот i (i = 1, 2, ..., n; n = 3) можеме да ја пресметаме со зададената моќност на потрошувачот во тој јазел и неговиот фазен напон:

$$\underline{J}_{i} = -\underline{J}_{Pi} = -\frac{\underline{S}_{Pi}^{*}}{3 \cdot \underline{V}_{i}^{*}} = -\frac{P_{Pi} - jQ_{Pi}}{3 \cdot \underline{V}_{i}^{*}}; \quad i = 1, 2, \dots n,$$
(6.9)

при што знакот минус е поради тоа што струјата не се инјектира во јазелот *i* туку излегува од него.

Имајќи ја предвид релацијата (6.9) матричната равенка (6.4) може да се напише во вид:

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{13} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} \\ \underline{Y}_{31} & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \\ \underline{V}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{P_{P1} - jQ_{P1}}{3 \cdot \underline{V}_1^*} - \underline{V}_0 \cdot \underline{Y}_{10} \\ -\frac{P_{P2} - jQ_{P2}}{3 \cdot \underline{V}_2^*} - \underline{V}_0 \cdot \underline{Y}_{20} \\ -\frac{P_{P3} - jQ_{P3}}{3 \cdot \underline{V}_3^*} - \underline{V}_0 \cdot \underline{Y}_{30} \end{bmatrix}, \quad (6.10)$$

каде што непознати величини се фазните напони на јазлите со потрошувачите \underline{V}_1 , \underline{V}_2 и \underline{V}_3 , додека за фазниот напон на напојниот јазел имаме $V_0 = U_0/\sqrt{3} = 112/\sqrt{3}$ kV. Системот (6.10) е нелинеарен зашто непознатите променливи \underline{V}_i $(i = 1, 2, \ldots n)$ се јавуваат и на десната страна од системот и тоа во именителите на дробно-рационални изрази.

Овој систем може да се реши со примена на готови математички софтверски пакети како што се на пример Matcad, Matlab и сл. Во нашиот случај нелинеарниот систем равенки ќе го решиме со итеративна постапка. Притоа, почетното решение на проблемот ќе го процениме користејќи го сознанието дека напоните во јазлите од една реална мрежа за нормални работни режими се движат во тесен интервал околу своите номинални вредности. На тој начин, усвојувајќи ги за почетното решение вредностите:

$$\underline{V}_i = \underline{V}_0; \quad i = 1, 2, \dots n,$$
 (6.11)

ќе можеме да ја пресметаме (приближно) десната страна од (6.10):

$$\underline{\boldsymbol{D}} = \begin{bmatrix} -\frac{P_{P1} - jQ_{P1}}{3 \cdot \underline{V}_1^*} - \underline{V}_0 \cdot \underline{Y}_{10} \\ -\frac{P_{P2} - jQ_{P2}}{3 \cdot \underline{V}_2^*} - \underline{V}_0 \cdot \underline{Y}_{20} \\ -\frac{P_{P3} - jQ_{P3}}{3 \cdot \underline{V}_3^*} - \underline{V}_0 \cdot \underline{Y}_{30} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,420 - j4,855 \\ 0,841 - j2,877 \\ 1,837 - j5,806 \end{bmatrix} \text{ kA.}$$

Понатаму следува решението за комплексните напони на јазлите по првата итерација:

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1\\ \underline{V}_2\\ \underline{V}_3 \end{bmatrix} = \underline{Y}^{-1} \times \underline{D},$$

кадешто е:

$$\underline{\boldsymbol{Y}}^{-1} = \begin{bmatrix} 2,648+j8,211 & 1,018+j3,158 & 0,509+j1,579\\ 1,018+j3,158 & 2,376+j7,368 & 1,188+j3,684\\ 0,509+j1,579 & 1,188+j3,684 & 2,207+j6,842 \end{bmatrix} \mathsf{S}.$$

158

Притоа се добива следното решение:

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \\ \underline{V}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 63, 667 - j1, 530 \\ 63, 548 - j1, 228 \\ 63, 765 - j0, 789 \end{bmatrix} \mathbf{kV} = \begin{bmatrix} 63, 685 \cdot e^{-j1, 38^{\circ}} \\ 63, 560 \cdot e^{-j1, 11^{\circ}} \\ 63, 770 \cdot e^{-j0, 71^{\circ}} \end{bmatrix} \mathbf{kV},$$

Но ова не е конечното решение бидејќи десната страна на системот равенки (6.10) беше пресметана приближно, со претпоставени вредности за напоните \underline{V}_i (i = 1, 2, ... n).

Во новата итерација десната страна од системот равенки (6.10), т.е. матрицата колона \underline{D} ќе ја пресметаме со помош на новите, тукушто пресметани, вредности за напоните \underline{V} . На тој начин за векторот \underline{D} ќе добиеме нови вредности:

$$\underline{\boldsymbol{D}} = \begin{bmatrix} -\frac{P_{P1} - jQ_{P1}}{3 \cdot \underline{V}_1^*} - \underline{V}_0 \cdot \underline{Y}_{10} \\ -\frac{P_{P2} - jQ_{P2}}{3 \cdot \underline{V}_2^*} - \underline{V}_0 \cdot \underline{Y}_{20} \\ -\frac{P_{P3} - jQ_{P3}}{3 \cdot \underline{V}_3^*} - \underline{V}_0 \cdot \underline{Y}_{30} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,418 - j8,407 \\ 0,841 - j2,874 \\ 1,837 - j5,804 \end{bmatrix} \text{ kA.}$$

и како резултат на тоа ќе добиеме нови, уточнети, вредности за напоните:

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \\ \underline{V}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 63, 637 \cdot e^{-j1, 38^{\circ}} \\ 63, 515 \cdot e^{-j1, 11^{\circ}} \\ 63, 739 \cdot e^{-j0, 71^{\circ}} \end{bmatrix} \text{kV},$$

По доволен број итерации се добива "конечното" решение на задачата:

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \\ \underline{V}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 63, 631 \cdot e^{-j1, 38^{\circ}} \\ 63, 515 \cdot e^{-j1, 11^{\circ}} \\ 63, 739 \cdot e^{-j0, 71^{\circ}} \end{bmatrix} kV,$$

односно

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \end{bmatrix} = \sqrt{3} \cdot \begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{V}_2 \\ \underline{V}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 110, 18 - j2, 65 \\ 109, 99 - j2, 13 \\ 110, 39 - j1, 36 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 110, 22 \cdot e^{-j1, 38^{\circ}} \\ 110, 01 \cdot e^{-j1, 11^{\circ}} \\ 110, 40 \cdot e^{-j0, 71^{\circ}} \end{bmatrix} \text{kV}.$$

Резултатите за непознатите модули на напоните на меѓуфазните напони во независните јазли, добиени во првите 4 итерации за време на итеративниот процес се прикажани во следната табела:

Итерација	U_1	U_2	U_3
0	112,00	112,00	112,00
1	110,31	110,09	110,45
2	110,22	110,01	110,40
3	110,22	110,01	110,40
4	110,22	110,01	110,40

Сега, со помош на изразите (6.6), (6.7) и (6.8), можеме да ги пресметаме моќностите во гранките од мрежата. Така се добиваат следниве резултати:

k	i-j	\underline{S}'_k (MVA)	$\underline{S}_{k}^{\prime\prime}$ (MVA)
1	0 – 1	27,392 + <i>j</i> 8,111	27,141 <i>+j</i> 7,330
2	0 – 2	14,066 + <i>j</i> 6,705	13,941 + <i>j</i> 6,318
3	0 - 3	19,075 + <i>j</i> 11,839	18,946 + <i>j</i> 11,437
4	2 – 1	2,865 <i>- j</i> 2,313	2,859 <i>- j</i> 2,330
5	3 – 2	8,946 + <i>j</i> 1,437	8,924 + <i>j</i> 1,370

6.2.2 Метод на контурни струи

Овој метод се користи за брзо пресметување на тековите на моќности во мрежи со попроста конфигурација и со мал број контури. За поголеми и посложени системи начинот на формирање на системот комплексни равенки со помош на коишто се пресметуваат контурните струи станува прилично комплициран и во тие случаи се препорачува примената на методот на јазлови потенцијали. Обично наместо со струите, во пресметките се оперира со привидните моќности во гранките од мрежата поради што овој метод се среќава и под називот "*метод на контурни моќности*". Тој е, исто како и претходниот метод, итеративен, но кога пресметките на состојбата во една мрежа се прават со цел да се утврди адекватноста на даден режим, т.е. да се утврди дали режимските параметри се во прифатливите граници, методот на контурни моќности се користи за приближно одредување на распределбата на моќности во мрежата, т.е. целата пресметкова процедура завршува на првата итерација.

Овој метод е базиран на примената на Кирхофовиот закон за напони, кој вели дека сумата на падови на напони во една затворена контура, во која нема внатрешни EMC, е еднаква на нула, т.е:

$$\sum_{k} \underline{Z}_{k} \cdot \underline{I}_{k} = 0. \tag{6.12}$$

Но позгодно е наместо со струите во гранките \underline{I}_k да оперираме со соодветните моќности во гранките \underline{S}_k кои можат да се доведат во директна

релација со моќностите на потрошувачите. Со оглед на фактот дека напоните во една мрежа во нормални работни режими се блиски до својата номинална вредност ($U_i \approx U_{
m n}$), можеме да пишуваме:

$$\sqrt{3} \cdot U_{\mathbf{n}} \cdot \sum_{k} \left(\underline{Z}_{k} \cdot \underline{I}_{k} \right)^{*} = 0,$$
(6.13)

односно

$$\sum_{k} \underline{Z}_{k}^{*} \cdot \underline{S}_{k} \approx 0.$$
(6.14)

Ако мрежата има m независни контури и ако за секоја од нив напишеме по една ваква равенка, ќе добиеме систем од m комплексни равенки, во кои непознатите се контурните моќности $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \ldots, \underline{S}_m$.

$$\underline{Z}_{11}^{*} \cdot \underline{S}_{1} + \underline{Z}_{12}^{*} \cdot \underline{S}_{2} + \ldots + \underline{Z}_{1m}^{*} \cdot \underline{S}_{m} = \underline{A}_{1},$$

$$\underline{Z}_{21}^{*} \cdot \underline{S}_{1} + \underline{Z}_{22}^{*} \cdot \underline{S}_{2} + \ldots + \underline{Z}_{2m}^{*} \cdot \underline{S}_{m} = \underline{A}_{2},$$

$$\vdots$$

$$\underline{Z}_{m1}^{*} \cdot \underline{S}_{1} + \underline{Z}_{m2}^{*} \cdot \underline{S}_{2} + \ldots + \underline{Z}_{mm}^{*} \cdot \underline{S}_{m} = \underline{A}_{m},$$
(6.15)

или во матричен облик:

$$\underline{Z}_{K}^{*} \times \underline{S}_{K} = \underline{A} \tag{6.16}$$

каде што е:

$$\underline{\boldsymbol{Z}}_{K} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \cdots & \underline{Z}_{1m} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} & \cdots & \underline{Z}_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Z}_{m1} & \underline{Z}_{m2} & \cdots & \underline{Z}_{mm} \end{pmatrix}; \quad \underline{\boldsymbol{S}}_{K} = \begin{pmatrix} \underline{S}_{1} \\ \underline{S}_{2} \\ \vdots \\ \underline{S}_{m} \end{pmatrix}; \quad \underline{\boldsymbol{A}} = \begin{pmatrix} \underline{A}_{1} \\ \underline{A}_{2} \\ \vdots \\ \underline{A}_{m} \end{pmatrix}.$$

Во матричната релација (6.16) \underline{Z}_{K} е т.н. матрица на импеданции на независните контури, која е квадратна и симетрична, од m-ти ред. Дијагоналниот елемент \underline{Z}_{ii} на оваа матрица се добива како сума од сите импеданции што и припаѓаат на *i*-тата контура, додека вондијагоналниот елемент \underline{Z}_{ij} е еднаков на сумата на импеданциите на гранките од мрежата коишто се заеднички за *i*-тата и *j*-тата контура, со знак "+" кога насоките на *i*-тата и *j*-тата контура низ тие гранки се совпаѓаат, односно со знак "-" во спротивниот случај.

Матрицата <u>А</u> што фигурира на десната страна од матричната равенка (6.16), зависи од оптоварувањата во мрежата и од импеданциите на гранките на мрежата и таа е секогаш позната, но нејзиното определување е главниот проблем за примената на овој метод.

На тој начин решавањето на една мрежа со помош на методот на контурни моќности се сведува на решавање на еден систем комплексни

равенки. Таквиот систем равенки може да се реши со некоја од познатите нумерички постапки, на пример со инверзија на матрицата на импеданции на независните контури, или, пак, со помош на некаков готов софтверски алат (MatCad, Matlab и други).

Откога ќе се пресметаат контурните моќности \underline{S}_K од (6.16), кои всушност се совпаѓаат со моќностите во гранките со помош на кои се дефинираат главните контури во мрежата, со примена на Кирхофовиот закон за струи се пресметуваат и струите/моќностите во преостанатите гранки.

Специјален случај на методот на контурни моќности е методот на раздвојување. Овој метод служи за решавање на таканаречените "хомогени" мрежи. Тоа се оние мрежи кај кои односот $X/R = \xi$ за секоја редна гранка е константен. Тука, на пример, спаѓаат мрежите чиишто водови имаат ист пресек, или пак, високонапонските преносни мрежи за кои е $R \ll X$ па е ξ голем број. Кај овие мрежи, за секоја контура, место комплексната равенка (6.14) добиваме две алгебарски равенки: $\Sigma P_k \cdot X_k = 0$ и $\Sigma Q_k \cdot R_k = 0$, за секоја независна контура. Со други зборови, комплексниот систем од m равенки се распаѓа на два алгебарски система од по m равенки, што претставува големо олеснување при пресметките.

Формирањето на системот равенки којшто произлегува од методот на контурни струи (моќности) ќе го илустрираме на следниот пример. Нека е потребно за сложено-затворената мрежа, прикажана на сликата 6.3, да се напише системот контурни равенки коишто произлегуваат од примената на овој метод.

Прикажаната мрежа има вкупно n = 6 јазли (A, 1, 2, 3, 4 и 5) и b = 8 гранки (A-1, 1-2, 3-4, A-4, 1-5, 2-3, 5-4 и 3-5). Бројот на независните контури mна мрежата изнесува: m = b - n + 1, што значи во нашиот случај ќе имаме m = 8 - 6 + 1 = 3независни контури. Според тоа системот контурни равенки со кој се опишува состојбата во мрежата ќе биде од трет ред.



Слика 6.3. Сложено-затворена мрежа со три независни контури

Сега ќе ги дефинираме трите независни контури и ќе ги усвоиме нивните насоки. Нека А-1-5-4-А биде првата контура, понатаму 1-2-3-5-1 биде втората и нека третата контура биде 3-4-5-3. Позитивните насоки на независните контури нека бидат како на сликата 6.4.



Слика 6.4. Сложено-затворена мрежа со три независни контури.

За секоја контура да одбереме по една гранка што припаѓа само на таа контрура. Во тој случај, на пример, гранката А-1 припаѓа само на првата контура, гранката 1-2 припаѓа само на втората контура, а гранката 3-4 припаѓа само на третата контура. Сега со S_1 , S_2 и S_3 ќе ги означиме моќностите низ овие гранки и притоа нивните насоки ќе ги усогласиме со позитивните насоки на соответните независни контури. Нумерацијата на останатите моќности низ гранките од мрежата и усвојувањето на нивните насоки е произволна. Притоа со Z_i и S_i ќе ги означиме редната импеданција и моќноста во *i*-тата гранка. Понатаму, тргнувајќи од условот дека сумата на падови на напони во една затворена (пасивна) контура е еднаков на нула (Кирхофов закон за напони), за секоја од независните контури пишуваме по една таква равенка. На тој начин ги добиваме контурните равенки на мрежата:

$$\underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_1^* + \underline{S}_5 \cdot \underline{Z}_5^* + \underline{S}_7 \cdot \underline{Z}_7^* - \underline{S}_4 \cdot \underline{Z}_4^* = 0,$$

$$\underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_2^* + \underline{S}_6 \cdot \underline{Z}_6^* + \underline{S}_8 \cdot \underline{Z}_8^* - \underline{S}_5 \cdot \underline{Z}_5^* = 0,$$

$$\underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_3^* - \underline{S}_7 \cdot \underline{Z}_7^* - \underline{S}_8 \cdot \underline{Z}_8^* = 0.$$

Во овој систем равенки непознати се само контурните моќности $\underline{S}_1, \underline{S}_2$ и \underline{S}_3 бидејќи моќностите $\underline{S}_4, \underline{S}_5, \ldots, \underline{S}_8$ низ останатите гранки од мрежата можат да се изразат преку нив и преку познатите моќности на оптоварувањата $\underline{S}_{P1}, \ldots, \underline{S}_{P4}$.

163

Имено, со примена на Кирхофовиот закон за моќности во јазлите 1, 2, 3, 5 и 4, добиваме:

$$\begin{split} \underline{S}_5 &= \underline{S}_1 - \underline{S}_2 - \underline{S}_{P1}, \\ \underline{S}_6 &= \underline{S}_2 - S_{P2}, \\ \underline{S}_8 &= \underline{S}_6 - \underline{S}_3 - S_{P3} = \underline{S}_2 - \underline{S}_3 - (\underline{S}_{P2} + S_{P3}), \\ \underline{S}_7 &= \underline{S}_8 + \underline{S}_5 = \underline{S}_1 - \underline{S}_3 - (\underline{S}_{P1} + \underline{S}_{P2} + \underline{S}_{P3}), \\ \underline{S}_4 &= \underline{S}_{P4} - \underline{S}_7 - \underline{S}_3 = -\underline{S}_1 + (\underline{S}_{P1} + \underline{S}_{P2} + \underline{S}_{P3} + \underline{S}_{P4}). \end{split}$$

Ако во системот контурни равенки на мрежата моќностите $\underline{S}_4, \underline{S}_5, \ldots, \underline{S}_8$ ги изразиме преку контурните моќности $\underline{S}_1, \underline{S}_2$ и \underline{S}_3 и моќностите на потрошувачите $\underline{S}_{P1}, \ldots, \underline{S}_{P4}$, ќе го добиеме конечниот облик на системот контурни равенки, кој после средувањето гласи:

$$\underline{Z}_{11}^* \cdot \underline{S}_1 + \underline{Z}_{12}^* \cdot \underline{S}_2 + \underline{Z}_{13}^* \cdot \underline{S}_3 = \underline{A}_1,$$

$$\underline{Z}_{21}^* \cdot \underline{S}_1 + \underline{Z}_{22}^* \cdot \underline{S}_2 + \underline{Z}_{23}^* \cdot \underline{S}_3 = \underline{A}_2,$$

$$\underline{Z}_{31}^* \cdot \underline{S}_1 + \underline{Z}_{32}^* \cdot \underline{S}_2 + \underline{Z}_{33}^* \cdot \underline{S}_3 = \underline{A}_3,$$

каде што се:

$$\underline{A}_1 = \underline{S}_{P1} \cdot (\underline{Z}_4 + \underline{Z}_5 + \underline{Z}_7)^* + (\underline{S}_{P2} + \underline{S}_{P3}) \cdot (\underline{Z}_4 + \underline{Z}_7)^* + \underline{S}_{P4} \cdot \underline{Z}_7^*,$$

$$\underline{A}_2 = -\underline{S}_{P1} \cdot \underline{Z}_5^* + \underline{S}_{P2} \cdot (\underline{Z}_6 + \underline{Z}_8)^* + \underline{S}_{P3} \cdot \underline{Z}_5^*,$$

$$\underline{A}_3 = -\underline{S}_{P1} \cdot \underline{Z}_7^* + (\underline{S}_{P2} + \underline{S}_{P3}) \cdot (\underline{Z}_7 + \underline{Z}_8)^*.$$

Според тоа матрицата на импеданции на главните контури ќе изгледа вака:

$$\underline{\mathbf{Z}}_{K} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{1} + \underline{Z}_{5} + \underline{Z}_{7} + \underline{Z}_{4} & -\underline{Z}_{5} & -\underline{Z}_{7} \\ -\underline{Z}_{5} & \underline{Z}_{2} + \underline{Z}_{6} + \underline{Z}_{8} + \underline{Z}_{5} & -\underline{Z}_{8} \\ -\underline{Z}_{7} & -\underline{Z}_{8} & \underline{Z}_{3} + \underline{Z}_{7} + \underline{Z}_{8} \end{bmatrix}.$$

6.2.3 Приближна постапка за пресметка на распределбата на моќности во јамкасти мрежи

Напоменато беше дека основниот недостаток на отворените мрежи (што претставува типична конфигурација во СН и НН дистрибутивни мрежи) е малата сигурност на електроснабдувањето на потрошувачите со електрична енергија. При повреда на еден од водовите во таквите мрежи доаѓа до прекин во снабдувањето со електрична енергија на сите потрошувачи кои се напојуваат преку него, а прекинот ќе трае сè до откривањето и отстранувањето на повредата, што може да изнесува и неколку десетини саати. Подоверливо напојување со електрична енергија на потрошувачите се постига со градба на затворени мрежи, кај кои постојат една или повеќе контури и поголемиот дел од потрошувачите можат да се напојуваат од две, па и повеќе страни. Затворените мрежи од своја страна се делат на: *прстенести (јамкасти)* и *сложено-затворени*. Кај првите во мрежата постои само една јамка (контура) додека кај вторите бројот на контури во мрежата е поголем.

Прстенести конфигурации на мрежата се применуваат локално во дистрибутивниот дел од 110 kV мрежи, а понекогаш и кај 35 kV мрежи со цел да се обезбеди беспрекидно напојување на потрошувачите дури и при дефект (проследен со испад) на било кој од водовите што ја формираат затворената контура.

Во случајот кога мрежата содржи само една контура, нејзината контурна моќност се добива директно со помош на соодветен израз, згоден за брзо рачно пресметување. Во делот што следи ќе се запознаеме со еден директен, неитеративен, метод за решавање на состојбата во јамкастите мрежи (мрежи со една контура) кој дава приближно решение на проблемот со задоволителна точност.

Да го разгледаме случајот на едноставна јамкаста мрежа (слика 6.5). Нека мрежата се состои од 4 водови меѓусебно поврзани така што ја формираат контурата "А–1–2–3–А". Мрежата се напојува од точката "А". Ако контурата (прстенот) што го образуваат четирите вода го пресечеме низ напојната точка "А" и го отвориме (развиеме), ќе ја добиеме шемата од сликата 6.6, којашто претставува магистрален вод напојуван од двата краја. Притоа напоните во крајните точки "А" и "В" имаат еднакви ефективни вредности и еднакви фазни агли, што е сосема разбирливо, бидејќи точките "А" и "В" всушност претставуваат една иста точка.



Слика 6.5. Јамкаста (прстенеста) мрежа

Пресметката на двострано-напојуваната мрежа од сликата 6.5 се врши со помош на пресметковната шема, прикажана на сликата 6.6. Во оптоварувањата <u> S_1, S_2 </u> и <u> S_3 </u>, прикажани во мрежата, се вклучени и генерираните реактивни моќности на поедините водови. Исто така, доколку јазлите "1", "2" и "3" претставуваат трансформаторски станици (TC), во споменатите потрошувачи ќе треба да бидат вклучени и загубите на моќност во самите трансформатори.



Слика 6.6. Прстенеста мрежа отворена во точката на напојување (двострано напојувана мрежа)

Насоките на моќностите низ гранките од мрежата $\underline{S}_{A1}, \underline{S}_{12}, \underline{S}_{23}$ и \underline{S}_{B3} се усвојуваат произволно. Вистинските насоки на моќностите ќе се добијат како резултат на пресметките.

Во првата апроксимација претпоставуваме дека нема загуби на моќност во водовите и дека сите напони во мрежата се еднакви на номиналниот. Бидејќи точките "А" и "В" во мрежата од сликата 6.7 се една иста точка, за јамката А-1-2-3-А можеме, според Кирхофовиот закон за напони, да напишеме:



Слика 6.7. Двострано напојувана мрежа со еднакви напони на краиштата

$$\underline{Z}_{A1} \cdot \underline{I}_{A1} + \underline{Z}_{12} \cdot \underline{I}_{12} + \underline{Z}_{23} \cdot \underline{I}_{23} - \underline{Z}_{B3} \cdot \underline{I}_{B3} = 0.$$
(6.17)

Бидејќи е претпоставено дека сите напони се еднакви на номиналниот, за струјата \underline{I}_{ij} низ гранката i-j може да се пишува:

$$\underline{I}_{ij} = \frac{\underline{S}_{ij}^*}{\sqrt{3} \cdot U_{\mathbf{n}}} \quad \text{r.e.} \quad \underline{S}_{ij} = \sqrt{3} \cdot U_{\mathbf{n}} \cdot \underline{I}_{ij}^*.$$
(6.18)

Според тоа, ако равенката (6.17) ја конјугираме и потоа целата ја помножиме со $\sqrt{3} \cdot U_n$, ќе добиеме:

$$\underline{S}_{A1} \cdot \underline{Z}_{A1}^* + \underline{S}_{12} \cdot \underline{Z}_{12}^* + \underline{S}_{23} \cdot \underline{Z}_{23}^* - \underline{S}_{B3} \cdot \underline{Z}_{B3}^* = 0.$$
(6.19)

Бидејќи ги занемаривме загубите, моќностите низ гранките од мрежата ќе ги добиеме на едноставен начин ако ги изразиме преку моќноста <u>S</u>_{A1} низ водот А-1 и преку моќностите на потрошувачите, т.е:

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1,$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 - \underline{S}_2,$$

$$\underline{S}_{B3} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 - \underline{S}_{A1}.$$
(6.20)

Ако моќностите <u> S_{ij} </u> од релациите (6.20), изразени преку непознатата моќност <u> S_{A1} </u>, ги замениме во (6.19), ќе добиеме:

$$\underline{S}_{A1} \cdot \underline{Z}_{A1}^{*} + (\underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1}) \cdot \underline{Z}_{12}^{*} + (\underline{S}_{A1} - \underline{S}_{1} - \underline{S}_{2}) \cdot \underline{Z}_{23}^{*} - (\underline{S}_{1} + \underline{S}_{2} + \underline{S}_{3} - \underline{S}_{A1}) \cdot \underline{Z}_{B3}^{*} = 0,$$
(6.21)

т.е.

$$\frac{S_{A1} \cdot (\underline{Z}_{A1}^* + \underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{B3}^*) - \underline{S}_1 \cdot (\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{B3}^*) - \\ -\underline{S}_2 \cdot (\underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{B3}^*) - \underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_{B3}^* = 0.$$
(6.22)

Ако ги воведеме ознаките:

$$\underline{Z}_{AB} = \underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{B3},
\underline{Z}_{1B} = \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{B3},
\underline{Z}_{2B} = \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{B3},
\underline{Z}_{A1} = \underline{Z}_{A1},
\underline{Z}_{A2} = \underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12},
\underline{Z}_{A3} = \underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23},$$
(6.23)

тогаш следува:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{1} \cdot \underline{Z}_{1B}^{*} + \underline{S}_{2} \cdot \underline{Z}_{2B}^{*} + \underline{S}_{3} \cdot \underline{Z}_{3B}^{*}}{\underline{Z}_{AB}^{*}},
\underline{S}_{B3} = \frac{\underline{S}_{1} \cdot \underline{Z}_{A1}^{*} + \underline{S}_{2} \cdot \underline{Z}_{A2}^{*} + \underline{S}_{3} \cdot \underline{Z}_{A3}^{*}}{\underline{Z}_{AB}^{*}}.$$
(6.24)

Во општ случај, кога прстенестата мрежа напојува n оптоварувања, би било:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \underline{S}_{i} \cdot \underline{Z}_{iB}^{*}}{\underline{Z}_{AB}^{*}}; \quad \underline{S}_{Bn} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \underline{S}_{i} \cdot \underline{Z}_{Ai}^{*}}{\underline{Z}_{AB}^{*}}.$$
(6.25)

По определувањето на моќностите \underline{S}_{A1} и \underline{S}_{Bn} низ главните делници од прстенот, со помош на Кирхофовиот закон за моќности, применет на јазлите од мрежата $1, 2, \ldots, n$, се определуваат и моќностите во останатите делови од мрежата.

Определувањето на тековите на моќностите во водовите од јамкастата мрежа, според наведените формули, е <u>прва етапа</u> од пресметката. По неа следи <u>втора етапа</u>, во која се пресметуваат загубите на напон и загубите на моќности во поедините делници од мрежата.

Ќе претпоставиме дека како резултат од првата етапа од пресметките е добиена распределба на тековите на моќности, како на сликата 6.8, при што кон точката "2" моќноста доаѓа од двете страни на мрежата. Ваквата точка во мрежата се нарекува *точка на раздел* или *разделна точка*, и на шемите обично се означува со зацрнет триаголник **▼**.



Слика 6.8. Точка на раздел

Очигледно е дека ништо нема да се измени ако во шемата од сликата 6.8 извршиме раздвојување на мрежата во разделната точка, како што е тоа прикажано на сликата 6.9. При ова раздвојување потрошувачот <u>S</u>₂ во разделната точка се дели на два фиктивни потрошувача: <u>S'</u>₂ = <u>S</u>₁₂ и <u>S''</u>₂ = <u>S</u>₃₂, при што важи (види слика 6.9 и слика 6.10):

$$\underline{S}_2' + \underline{S}_2'' = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{32} = \underline{S}_2.$$



Слика 6.9. Поделба на мрежата кај точката на раздел



Слика 6.10. Сечење на мрежата во разделната точка

Значи, тековите на моќности низ водовите од мрежата прикажана на сликата 6.8, а исто така и напоните, се исти со моќностите и напоните во мрежата на сликата 6.9. Меѓутоа, шемата од сликата 6.9 содржи <u>два независни</u> <u>дела</u> и секој од нив претставува радијална мрежа со познати оптоварувања и познат напон во напојната точка. Затоа натамошната пресметка може да се спроведува како и за радијалните мрежи.

Доколку се работи за ВН преносна прстенеста мрежа, најнапред ќе биде потребно да се определат поточните вредности на моќностите, уважувајќи ги и загубите на моќност во секој од деловите на мрежата, а потоа да се премине кон пресметување на напоните во мрежата. Кај дистрибутивните мрежи влијанието на загубите на моќноста обично не се зема предвид при пресметувањето на напонските прилики во нив.

По изведувањето на првиот чекор од пресметките може да се случи во мрежата да се јават две разделни точки – едната за активна, а другата за реактивна моќност. Таков случај е прикажан на сликата 6.11, во која точката "2" е разделна точка за активна моќност и е обележена со знакот ▼, додека точката "3" е разделна точка за реактивната моќност и на сликата е обележена со знакот ∇.



Слика 6.11. Две разделни точки



Слика 6.12. Испуштање на водот меѓу двете разделни точки

И во овој случај, наместо да се разгледува двострано напојувана мрежа, како на сликата 6.11, може да се разгледуваат две радијални мрежи, како на сликата 6.12. Притоа, водот 2-3 е испуштен, но при определувањето на фиктивните оптоварувањата \underline{S}'_2 и \underline{S}'_3 треба да се земат предвид и загубите на моќност во водот меѓу разделните точки "2" и "3". Овие загуби (приближно) изнесуваат:

$$\Delta P_{23} = \frac{P_{32}^2 + Q_{23}^2}{U_n^2} \cdot R_{23}, \quad \Delta Q_{23} = \frac{P_{32}^2 + Q_{23}^2}{U_n^2} \cdot X_{23}, \tag{6.26}$$

169

така што, за моќностите на фиктивните потрошувачи \underline{S}_2' и \underline{S}_3' се добива:

$$\underline{S}_{2}' = P_{2}' + jQ_{2}' = P_{12} + j(Q_{12} + \Delta Q_{23}),
\underline{S}_{3}' = P_{3}' + jQ_{3}' = P_{B3} + \Delta P_{23} + jQ_{B3}.$$
(6.27)

Пример 6.1. На сликата П.6.1.1 е прикажана прстенестата мрежа анализирана во примерот 5.4. Но овој пат мрежата работи како затворена, со вклучени сите делници од прстенот. Параметрите на елементите од мрежата како и моќностите на товарите се исти како и во примерот 5.4. Напонот во напојниот јазел "А" повторно изнесува $U_A = 10, 3$ kV.

Да се пресмета приближната распределба на моќностите во мрежата со помош на релациите (6.25) и врз основа на тоа да се определи точката на раздел во мрежата. Потоа да се изврши отворање на мрежата во точката на раздел со што прстенестата мрежа ќе се распадне на две радијални мрежи напојувани од истата напојна точка "А". Во така отворената мрежа да се пресметаат напоните во сите јазли од мрежата. Колкава е загубата на напон ΔU во мрежата.

Добиените приближни резултати за моќностите и напоните да се споредат со нивните точни вредности, добиени со помош на компјутерска програма.



Слика П.6.1.1. 10 kV кабелска мрежа кога работи како затворена (прстенеста)

Решение

За да ја определиме приближната распределба на моќности во прстенот со помош на релациите (6.25) најнапред ќе извршиме "приведување" на сите товари кон прстенот, како што е тоа направено на сликата П.6.1.2. На тој начин моќноста во јазелот "2" ќе биде: $(500+j242) + 3 \times (400+j194) = (1700+j824)$ kVA додека во јазелот "6" таа ќе изнесува $3 \times (500+j242) = (1500+j726)$ kVA.


Слика П.6.1.2. Анализираната прстенеста мрежа со приведени товари кон прстенот

Сега можеме, со помош на приближниот израз (6.25), да ги определиме моќностите во главните делници "А-1" и "А-6". Така, на пример, за моќноста \underline{S}_{A-1} ќе имаме:

$$\underline{S}_{A-1} = \frac{\sum_{k=1}^{6} \underline{S}_{k} \cdot \underline{Z}_{k-B}^{*}}{\underline{Z}_{A-B}^{*}} = \frac{\sum_{k=1}^{6} \underline{S}_{k} \cdot l_{k-B}}{l_{A-B}},$$

$$\underline{S}_{A-1} = \underline{S}_1 = \frac{8 \cdot (500 + j242) + 7 \cdot (1700 + j824) + 6 \cdot (500 + j242)}{9} + \frac{4 \cdot (500 + j242) + 2, 5 \cdot (500 + j242) + 1, 5 \cdot (1500 + j726)}{9},$$

$$\underline{S}_{A-1} = (2711 + j1313) \text{ kVA}$$

Во последните две релации место со конјугираните вредности на импеданциите на редните гранки од мрежата опериравме со нивните должини зашто сите водови имаат еднакви параметри по единица должина.

Сега со примена на I Кирхофов закон за моќности во јазлите бр. "1", "2", "3", "4" и "5" лесно ќе ги определиме моќностите во останатите делници од мрежата:

$$\begin{split} \underline{S}_{1-2} &= \underline{S}_{\mathsf{A}-1} - \underline{S}_1 = (2711 - j1313) - (500 + j242) = (2211 + j1071) \text{ kVA}, \\ \underline{S}_{2-3} &= \underline{S}_{1-2} - \underline{S}_2 = (2211 + j1071) - (1700 + j824) = (511 + j247) \text{ kVA}, \end{split}$$

ИТН.

На тој начин ја добиваме распределбата на моќности прикажана на сликата П.6.1.3.



Слика П.6.1.3. Приближна распредлба на моќности во прстенестата мрежа

Сега доаѓа втората фаза кога прстенот се отвора во точката на раздел (слика П.6.1.4).





На тој начин прстенестата мрежа од сликата П.6.1.1 ја претворивме во отворена т.е. "радијална". Сега ќе пристапиме кон определувањето на напоните во јазлите од отворената мрежа на ист начин како што тоа го правевме во примерот 5.4 ($r = 0, 208 \ \Omega/km, x = 0, 092 \ \Omega/km$).

Според тоа, за првата делница можеме да напишеме:

$$\begin{split} \Delta U_1 &= \frac{P_{\mathsf{A}-1} \cdot R_1 + Q_{\mathsf{A}-1} \cdot X_1}{U_\mathsf{A}} = \frac{P_{\mathsf{A}-1} \cdot r + Q_{\mathsf{A}-1} \cdot x}{U_\mathsf{A}} \cdot l_1, \\ \Delta U_1 &= \frac{2656 \cdot 0,208 + 1287 \cdot 0,092}{10,3} \cdot 1 = 0,065 \text{ kV}, \\ U_1 &= U_\mathsf{A} - \Delta U_1 = 10, 3 - 0,065 = 10,235 \text{ kV}. \end{split}$$

Понатаму, за втората делница имаме:

$$\begin{split} \Delta U_2 &= \frac{P_{1-2} \cdot r + Q_{1-2} \cdot x}{U_1} \cdot l_2 = \frac{2156 \cdot r + 1045 \cdot x}{10,235} \cdot 1 = 0,053 \text{ kV},\\ U_2 &= U_1 - \Delta U_2 = 10,235 - 0,053 = 10,182 \text{ kV}. \end{split}$$

Слично се пресметуваат и преостанатите напони во јазлите. Како резултат на пресметките ќе ги добиеме резултатите прикажани во табелата П.6.1.1:

Бр.	Делница	$P_{\Sigma i}$ (kW)	$Q_{\Sigma i}$ (kvar)	ΔU_i (V)	U_i (kV)
1	A – 1	2711	1313	66,5	10,2335
2	1 – 2	2211	1071	54,6	10,1790
3	2 - 3	511	247	12,7	10,1663
4	3 - 4′	11	5	0,5	10,1658
5	A – 6	2489	1205	91,5	10,2085
6	6 – 5	989	479	24,2	10,1842
7	5 - 4″	489	237	18,0	10,1662
8	2 – 7	1200	582	30,0	10,1520
9	7 – 8	400	194	15,0	10,1370
10	7 – 9	400	194	10,0	10,1420
11	6 - 10	1000	484	25,0	10,1820
12	10 - 11	500	242	25,0	10,1570

Табела П.6.1.1. Текови на моќности, загуби на напон и напони во мрежата

Поради тоа што оваа постапка е приближна, за напонот во точката 4 добиевме две вредности: $U_{4'}$ = 10,1658 kV и $U_{4''}$ = 10,1662 kV. Ќе усвоиме $U_4 = (U_{4'} + U_{4''})/2$ = 10,166 kV.

Точка со најнизок напон во мрежата е јазелот бр. 8. Напонот во тој јазел, според приближните пресметки, изнесува: $U_8 = 10,137$ kV. Во тој случај загубата на напон во мрежата ΔU ќе изнесува:

$$\Delta U = U_{\rm A} - U_8 = 10, 3 - 10, 137 = 0, 163 \,\text{kV} \,(1, 63\%).$$

		Почеток		Крај				
		$P_{\Sigma i}$	$Q_{\Sigma i}$	$P_{\Sigma i}$	$Q_{\Sigma i}$	U_i	ΔP_i	ΔQ_i
Бр.	Делница	(kW)	(kvar)	(kW)	(kvar)	(kV)	(kW)	(kvar)
1	A – 1	2746	1321	2728	1313	10,233	18,24	8,05
2	1 – 2	2228	1073	2216	1068	10,178	12,17	5,37
3	2 – 3	511	244	510	244	10,165	0,64	0,28
4	A – 6	2520	1210	2497	1199	10,207	23,01	10,16
5	6 – 5	993	478	991	477	10,183	2,43	1,07
6	5 – 4	491	237	490	236	10,165	0,89	0,39
7	4 - 3	-10	-4	-10	-4	10,165	0,00	0,00
8	2 – 7	1205	584	1201	582	10,148	3,60	1,59
9	7 – 8	401	194	400	194	10,133	0,60	0,27
10	7 – 9	400	194	400	194	10,138	0,40	0,18
11	6 - 10	1004	482	1001	481	10,183	2,48	1,09
12	10 - 11	501	241	500	240	10,158	1,24	0,55

Табела П.6.1.2. Текови на моќности и напони во мрежата – точни вредности

Пресметка на точните текови на моќности

Со помош на компјутерска програма базирана на методот на јазлови потенцијали, како решение на работата на мрежата како затворена се добиваат резултатите прикажани во табелата П.6.1.2. Според овие пресметки точната вредност на загубата на напон во мрежата ΔU изнесува:

$$\Delta U = U_{\text{A}} - U_8 = 10, 3 - 10, 133 = 0,167 \text{ kV} (1,67\%).$$

Загубите на активна моќност ΔP_{Σ} во мрежата се добиваат со директно собирање на сите загуби во нејзините гранки, т.е:

$$\Delta P_{\Sigma} = 66 \text{ kW} (1, 26\%).$$

Видливо е и во овој случај големото совпаѓање на добиените резултати со приближната и со точната постапка.



6.3 Метод на раздвојување на мрежата

Решавањето на јамкастите и сложенозатворените мрежи, во општ случај, бара операции со комплексни броеви, при што резултатите се добиваат со висока точност. Но во праксата често се среќаваат задачи во кои се бара определување на приближната распределба на моќностите во мрежата (на пример при димензионирање на мрежата, при проверка на термичките оптоварувања на нејзините елементи како и при проверка на напонските прилики) кое треба да се врши повеќекратно, за разни вклопни состојби во мрежата и за разни режими на работа, при што не се бара висока точност на добиените резултати. Во таквите случаи од интерес е решението (макар и приближно) да го добиеме со што е можно помалку пресметковни операции и за што е можно пократко пресметковно време.

Секое упростување на пресметковната постапка, во принцип, доведува до скратување на обемот на пресметките, но и до намалување на точноста на резултатите. Ако упростувањата се значителни, а притоа се добиваат резултати со прифатлива точност, тогаш постапката има соодветно практично значење. Една од таквите постапки е и постапката условно наречена *раздвојување на мрежата*.

Нека е потребно да се пресмета распределбата на моќностите во јамкастата мрежа, со една или повеќе пасивни контури, т.е. контури кои не содржат внатрешни електромоторни сили или пак трансформатори со различни коефициенти на трансформација и нека од неа се напојуваат неколку потрошувачи. Ако притоа контурата се состои од m гранки низ кои што течат струите \underline{I}_i , (i = 1, 2, ..., m), врз основа на Кирхофовиот закон за напони можеме да пишуваме:

$$\sum_{i=1}^{m} \underline{Z}_i \cdot \underline{I}_i = 0.$$
(6.28)

Под претпоставката дека напоните во сите јазли од мрежата се приближно еднакви на номиналниот напон, множејќи ги обете страни од равенката (6.28) со $\sqrt{3} \cdot U_n$, добиваме:

$$0 = \sqrt{3} \cdot U_{n} \cdot \sum_{i=1}^{m} \underline{Z}_{i} \cdot \underline{I}_{i} = \sum_{i=1}^{m} (P_{i} - jQ_{i}) \cdot (R_{i} + jX_{i}).$$
(6.29)

Понатаму имаме:

$$0 = \sum_{i=1}^{m} (P_i \cdot R_i + Q_i \cdot X_i) - j \sum_{i=1}^{m} (P_i \cdot X_i - Q_i \cdot R_i)$$
(6.30)

следува:

$$\sum_{i=1}^{m} (P_i \cdot R_i + Q_i \cdot X_i) = 0,$$
(6.31)

$$\sum_{i=1}^{m} (P_i \cdot X_i - Q_i \cdot R_i) = 0.$$
(6.32)

Релациите (6.31) и (6.32) важат секогаш кога во контурите од мрежата воопшто нема трансформатори, што е многу чест случај, или пак доколку сите трансформатори во контурата имаат исти преносни односи. Претходните две равенки заедно со соодветните равенки, напишани според Кирхофовиот закон за струи, овозможуваат да се определат моќностите во сите *m* гранки на разгледуваната мрежа.

Од равенките (6.31 и 6.32) се гледа дека распределбата на активните и реактивните моќности зависи како од активните така и од реактивните отпорности на елементите од мрежата.

Равенката (6.31) можеме да ја напишеме во облик:

$$0 = \frac{R_1}{X_1} \cdot P_1 \cdot X_1 + \frac{R_2}{X_2} \cdot P_2 \cdot X_2 + \dots + \frac{R_n}{X_n} \cdot P_n \cdot X_n + \frac{X_1}{R_1} \cdot Q_1 \cdot R_1 + \frac{X_2}{R_2} \cdot Q_2 \cdot R_2 + \dots + \frac{X_n}{R_n} \cdot Q_n \cdot R_n.$$
(6.33)

Во посебен случај, кога важи условот:

$$\frac{X_1}{R_1} = \frac{X_2}{R_2} = \frac{X_3}{R_3} = \dots = \frac{X_n}{R_n} = \xi = \text{const.}$$
(6.34)

мрежата се нарекува хомогена. Тогаш равенката (6.33) го добива обликот:

$$\frac{1}{\xi} \cdot \sum_{i=1}^{m} P_i \cdot X_i + \xi \cdot \sum_{i=1}^{m} Q_i \cdot R_i = 0.$$
 (6.35)

Равенката (6.32) може да се напише на следниот начин:

$$\sum_{i=1}^{m} Q_i \cdot R_i = \sum_{i=1}^{m} P_i \cdot X_i.$$
 (6.36)

Со решавање на равенките (6.35) и (6.36) добиваме:

$$\sum_{i=1}^{m} P_i \cdot X_i = 0, \tag{6.37}$$

$$\sum_{i=1}^{m} Q_i \cdot R_i = 0.$$
 (6.38)

Равенката (6.37) служи за определување на распределбата на активните моќности, додека равенката (6.38) служи за определување на распределбата на реактивните моќности низ гранките од мрежата.

Последните две равенки се <u>независни</u> една од друга и кажуваат дека кај хомогените мрежи распределбата на активните моќности зависи само од реактивните отпорности, а распределбата на реактивните моќности зависи само од активните отпорности на редните гранки од мрежата. Овој заклучок овозможува пресметката на приближната распределба на моќности да се упрости преку нејзиното спроведување на две заменски шеми. Првата од нив ќе биде составена само од реактанциите на мрежата и ќе служи за определување на распределбата на активните од мрежата и врз основа на неа ќе се определува распределбата на реактивните од мрежата и врз основа на неа ќе се определува распределбата на реактивните моќности. На тој начин, појдовната заменска шема се раздвојува на две шеми, што дало повод оваа постапка да се нарече *метод на раздвојување на мрежата*.

Посебна погодност на овој метод е во тоа што со воведувањето на две шеми и со раздвојувањето на тековите на активните и реактивните моќности е избегнато оперирањето со комплексни броеви, па работејќи само со реални броеви, пресметката значително се олеснува и забрзува.

Тргнувајќи од равенката (6.32), на сосема аналоген начин, за хомогена мрежа се добиваат и следните релации:

$$\sum_{i=1}^{m} P_i \cdot R_i = 0, \tag{6.39}$$

$$\sum_{i=1}^{m} Q_i \cdot X_i = 0.$$
 (6.40)

Тоа значи дека распределбата на активните моќности кај хомогените мрежи може да се определи и со помош на заменската шема која содржи само активни отпорности, а распределбата на реактивните моќности може да се определи со користење на заменската шема, составена само од реактивните отпорности. Овој пристап е, во поглед на добиените резултати, сосема рамноправен со претходниот.

Ако мрежата не е наполно хомогена, т.е. ако во неа постојат и елементи со поинаков однос X/R, тоа ќе услови и определена грешка во резултатите од пресметките добиени со помош на методот на раздвојување. При поголема нехомогеност и грешката ќе биде поголема. Сепак, истражувањата покажале дека за вообичаените мрежи со номинален напон до 110 kV грешката обично не е голема. Притоа, претходните два пристапа не се подеднакво успешни.

Подобро приближување до вистинската распределба на моќностите се добива ако при пресметката со методот на раздвојување распределбата

на активните моќности се определува преку заменската шема на мрежата составена од реактанциите, додека распределбата на реактивните моќности се определува преку заменската шема на мрежата, составена само од резистанциите на елементите од мрежата.

Методот на раздвојување обично се користи за определување на приближната распределба на моќностите во мрежи што треба да се појават во перспектива, во фазата на нивното проектирање. Грешките што притоа се добиваат за тековите на моќности се од редот на големина 5 – 10%, што може да се смета за прифатливо бидејќи со толкава (па и помала) точност се познаваат идните товари во мрежите.

6.4 Примери кон шестото поглавје

Пример 6.2. 110 kV сложено-затворена мрежа е прикажана на сликата П.6.2.1. Познати се моќностите на потрошувачите во собирниците 1, 2 и 3, зададени во MVA, како и редните импеданции на поедините водови, изразени во Ω. Да се одреди распределбата на моќности во мрежата.

Бројни вредности: $\underline{Z}_1 = (10 + j20) \Omega$; $\underline{Z}_2 = (5 + j10) \Omega$; $\underline{Z}_3 = (10 + j20) \Omega$; $\underline{Z}_4 = (6 + j12) \Omega$; $\underline{Z}_5 = (20 + j40) \Omega$; $\underline{S}_{P1} = (10 + j5)$ MVA; $\underline{S}_{P2} = (30 + j20)$ MVA; $\underline{S}_{P3} = (10 + j5)$ MVA.

Решение

Бидејќи мрежата е хомогена (водовите имаат еднакви импеданции по единица должина), можеме да го примениме методот на раздвојување. Значи, ќе формираме две шеми (слика П.6.2.2).



Слика П.6.2.1. 110 kV мрежа со две независни контури



Слика П.6.2.2. Раздвојување на хомогената мрежа

Шемата од сликата П.6.2.2.а, составена само од реактанциите на елементите, ќе ни служи за определување на распределбата на активните моќности, додека шемата од сликата П.6.2.2.6, составена само од активните отпорности (резистанциите), ќе ни послужи за определување на тековите на реактивните моќности.

Со примена на Кирхофовите закони, за мрежата од шема а) ги пишуваме равенките:

$$P_1 \cdot X_1 + (P_1 - 10) \cdot X_2 + (P_1 + P_3 - 50) \cdot X_5 = 0,$$

$$P_3 \cdot X_3 + (P_3 - 10) \cdot X_4 + (P_1 + P_3 - 50) \cdot X_5 = 0,$$

или во среден облик:

$$70 \cdot P_1 + 40 \cdot P_3 = 2100,$$

$$40 \cdot P_1 + 72 \cdot P_3 = 2120.$$

Решението на овој систем равенки ќе биде: P_1 = 19,3 MW и P_3 = 18,7 MW . На сличен начин, за шемата б) ги пишуваме равенките:

$$Q_1 \cdot R_1 + (Q_1 - 5) \cdot R_2 + (Q_1 + Q_3 - 30) \cdot R_5 = 0,$$

$$Q_3 \cdot R_3 + (Q_3 - 5) \cdot R_4 + (Q_1 + Q_3 - 30) \cdot R_5 = 0,$$

или:

$$35 \cdot Q_1 + 20 \cdot Q_3 = 625, 20 \cdot Q_1 + 36 \cdot Q_3 = 630,$$

од каде што се добива: Q_1 = 11,5 Mvar и Q_3 = 11,2 Mvar.

Значи, ги добиваме моќностите низ водовите А-1 и А-3:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{A-1} = (P_1 + jQ_1) = (19, 3 + j11, 5) \text{ MVA},$$

 $S_3 = S_{A-3} = (P_3 + jQ_3) = (18, 7 + j11, 2) \text{ MVA}.$

Моќностите низ останатите водови се определуваат со примена на Кирхофовиот закон за моќности.

$$\begin{split} \underline{S}_2 &= \underline{S}_{1-2} = S_1 - \underline{S}_{P1} = (19, 3 + j11, 5) - (10 + j5) = (9, 3 + j6, 5) \text{ MVA}, \\ \underline{S}_4 &= \underline{S}_{3-2} = \underline{S}_3 - \underline{S}_{P3} = (18, 7 + j11, 2) - (10 + j5) = (8, 7 + j6, 2) \text{ MVA}, \\ \underline{S}_5 &= \underline{S}_{2-A} = \underline{S}_1 + \underline{S}_3 - \Sigma \underline{S}_P = (38 + j22, 7) - (50 + j30) = (-12 - j7, 3) \text{ MVA}, \\ \underline{S}_{A-2} &= -\underline{S}_5 = (12 + j7, 3) \text{ MVA}. \end{split}$$

Распределбата на комплексните моќности во зададената мрежа е прикажана на сликата П.6.2.3.



Слика П.6.2.3. Интегрална распределба на моќности во мрежата

Пример 6.3. Се посматра дел од високонапонската преносна мрежа на ЕЕС на Република Македонија, на потегот Вруток - Скопје, прикажан на сликата П.6.3.1. Мрежата работи во карактеристичниот режим на "максимално оптоварување". Потребно е да се пресмета приближната распределба на моќности во мрежата, напонските прилики во неа и да се проценат вкупните загуби во прикажаниот режим. Податоците за оптоварувањата на потрошувачите се дадени во табелата П.6.3.1, додека податоците за параметрите на елементите од мрежата (сведени на 110 kV страна) се дадени во табелата П.6.3.2. Водот 220 kV "Вруток 220 - Скопје 1 220" има подолжни параметри $\underline{z} = (0, 08 + 0, 42) \Omega/km$ и $b = 2, 62 \, \mu$ S/km. Останатите водови се за

110 kV напон и имаат еднакви подолжни параметри: $\underline{z} = (0, 123 + 0, 40) \Omega/\text{km}$ и $b = 2,75 \ \mu\text{S/km}$. Напонот во напојната точка "А" изнесува $U_{\text{A}} = 115 \text{ kV}$. За трансформаторите се познати следните податоци:

T1: 1×150 MVA; (220 $\pm 12 \times 1,25\%$)/115 kV/kV; $u_k\%$ = 10,9%;

T1: 3×150 MVA; (220 $\pm 12 \times 1,25\%$)/115 kV/kV; $u_k\%$ = 15,4%.



Слика П.6.3.1. Дел од ЕЕС на Република Македонија

Бр.	Име на јазелот	Ознака во шемата	P_P (MW)	Q_P (Mvar)
1	Вруток 110	А	/	/
2	Гостивар	1	10	4
3	Тетово	2	20	7
4	Југохром	3	60	30
5	Скопје 1 110	4	120	60
6	Скопје 1 220	5	/	/
7	Вруток 220	6	/	/

Табела П.6.3.1. Податоци за потрошувачите во системот

Бр.	Елемент	Должина (km)	$R\left(\Omega\right)$	$X\left(\Omega\right)$	$B\left(\mu\mathbf{S}\right)$
1	Вод А – 1	8,2	1,01	3,28	22,6
2	Вод 1 – 2	26,1	3,21	10,44	71,84
3	Вод 2 – 3	16,8	2,07	6,72	46,2
4	Вод 3 – 4	34,5	4,24	13,80	67,4
5	Трансформатор Т1	_	-	9,61	-
6	Трансформатор Т2	-	-	4,53	-
7	Вод 5 – 6	65,5	1,43	7,52	628

Табела П.6.3.2. Податоци за параметрите на елементите

Решение

Бидејќи се работи за високонапонска мрежа, ќе мора да ги уважуваме капацитивностите на водовите и произведуваните реактивни моќности од нив. Затоа, пред да започнеме со пресметките, ќе ги пресметаме (процениме) генерираните моќности $Q_{Ci}(i = 1, 2, ..., 6)$ што се инјектираат во поедините јазли од мрежата поради присуството на капацитивноста на водовите. Потоа, инјектираните моќности Q_{Ci} ќе ги "внесеме" во потрошувачите и на тој начин ќе добиеме мрежа без попречни гранки и нови, фиктивни, потрошувачи, со намалени реактивни моќности.

$$\begin{split} Q_{C1} &= b \cdot U_{n}^{2} \cdot (l_{A-1} + l_{1-2})/2 = 2,75 \cdot 10^{-6} \cdot 110^{2} \cdot (8,2+26,1)/2 = 0,57 \text{ Mvar}, \\ \underline{S}_{1} &= \underline{S}_{P1} - jQ_{C1} = (10 + j3, 43) \text{ MVA}, \\ \underline{S}_{2} &= \underline{S}_{P2} - jQ_{C2} = (20 + j6, 29) \text{ MVA}, \\ Q_{C3} &= b \cdot U_{n}^{2} \cdot \frac{l_{2-3} + l_{3-4}}{2} = 2,75 \cdot 10^{-6} \cdot 110^{2} \cdot \frac{16,8 + 34,5}{2} = 0,85 \text{ MVAr}, \\ \underline{S}_{3} &= \underline{S}_{P3} - jQ_{c3} = (60 + j29, 14) \text{ MVA}, \\ Q_{C4} &= b \cdot U_{n}^{2} \cdot l_{3-4}/2 = 2,75 \cdot 10^{-6} \cdot 110^{2} \cdot 34,5/2 = 0,57 \text{ MVAr}, \\ \underline{S}_{4} &= \underline{S}_{P4} - \underline{S}_{G4} - jQ_{C4} = (30 + j9, 43) \text{ MVA}, \\ Q_{C5} &= b_{220,CB} \cdot U_{n}^{2} \cdot \frac{l_{5-6}}{2} = 2,62 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{220^{2}}{115^{2}} \cdot 110^{2} \cdot \frac{65,5}{2} = 3,8 \text{ MVAr}, \\ \underline{S}_{5} &= \underline{S}_{P5} - jQ_{C5} = -j3,80 \text{ MVA}, \\ Q_{C6} &= b_{220,CB} \cdot U_{n}^{2} \cdot \frac{l_{5-6}}{2} = 2,62 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{220^{2}}{115^{2}} \cdot 110^{2} \cdot \frac{65,5}{2} = 3,8 \text{ MVAr}, \\ \underline{S}_{6} &= \underline{S}_{P6} - jQ_{C6} = -j3,80 \text{ MVA}, \\ Q_{C\Sigma} &= Q_{C1} + Q_{C2} + Q_{C3} + Q_{C4} + Q_{cC} + Q_{C6} = 10,46 \text{ MVAr}. \end{split}$$

Приближните вредности на моќностите \underline{S}_{A-1} и \underline{S}_{A-6} низ гранките "А–1" и "А–6" ќе ги добиеме со помош на изразите (6.25):

$$\underline{S}_{A-1} = \frac{\underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{1-B}^* + \underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_{2-B}^* + \underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_{3-B}^* + \underline{S}_4 \cdot \underline{Z}_{4-B}^*}{\underline{Z}_{A-B}^*},$$

$$\underline{S}_{A-6} = \frac{\underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{1-A}^* + \underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_{2-A}^* + \underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_{3-A}^* + \underline{S}_4 \cdot \underline{Z}_{4-A}^*}{\underline{Z}_{A-B}^*},$$

каде што се:

$$\begin{split} \underline{Z}_{V1} &= (1,01+j3,28) \ \Omega; \quad \underline{Z}_{V2} = (3,21+j10,44) \ \Omega; \\ \underline{Z}_{V3} &= (2,07+j6,72) \ \Omega; \quad \underline{Z}_{V4} = (4,24+j13,80) \ \Omega; \quad \underline{Z}_{V5} = (1,43+j7,52) \ \Omega; \\ \underline{Z}_{T1} &= j9,61 \ \Omega; \quad \underline{Z}_{T2} = j4,53 \ \Omega; \\ \underline{Z}_{A-B} &= \underline{Z}_{A-1} + \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-4} + \underline{Z}_{T1} + \underline{Z}_{5-6} + \underline{Z}_{T2} = (11,96+j55,90) \ \Omega; \\ \underline{Z}_{1-B} &= \underline{Z}_{1-2} + \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-4} + \underline{Z}_{T1} + \underline{Z}_{5-6} + \underline{Z}_{T2} = (10,95+j52,62) \ \Omega; \\ \underline{Z}_{2-B} &= \underline{Z}_{2-3} + \underline{Z}_{3-4} + \underline{Z}_{T1} + \underline{Z}_{5-6} + \underline{Z}_{T2} = (7,74+j42,18) \ \Omega; \\ \underline{Z}_{3-B} &= \underline{Z}_{3-4} + \underline{Z}_{T1} + \underline{Z}_{5-6} + \underline{Z}_{T2} = (5,67+j35,46) \ \Omega; \\ \underline{Z}_{4-B} &= \underline{Z}_{T1} + \underline{Z}_{5-6} + \underline{Z}_{T2} = (1,43+j21,66) \ \Omega; \\ \underline{Z}_{5-B} &= \underline{Z}_{5-6} + \underline{Z}_{T2} = (1,43+j17,13) \ \Omega; \\ \underline{Z}_{6-B} &= \underline{Z}_{T2} = j9,61 \ \Omega. \end{split}$$

Импеданциите \underline{Z}_{i-A} потребни за пресметување на моќноста \underline{S}_{A-6} ќе ги добиеме со помош на следната релација:

$$\underline{Z}_{i-\mathbf{A}} + \underline{Z}_{i-\mathbf{B}} = \underline{Z}_{\mathbf{A}-\mathbf{B}}, \quad i = 1, 2, \dots, 6,$$

од каде што следи:

$$\underline{Z}_{i-A} = \underline{Z}_{A-B} - \underline{Z}_{i-B}, \quad i = 1, 2, \dots, 6.$$

На тој начин, како резултат од пресметките се добива следниот резултат: $\underline{S}_{\rm A-1}=(74,65+j23,91)$ MVA и $\underline{S}_{\rm A-6}=(45,35+j17,38)$ MVA.

Моќностите низ останатите гранки од мрежата ќе ги добиеме со примена на I Кирхофов закон за секој од јазлите 1, 2, 3, 4 и 5:

$$\begin{split} \underline{S}_{1-2} &= \underline{S}_{\mathsf{A}-1} - \underline{S}_1 = (74,65+j23,91) - (10,0+j3,43) = (64,65+j20,48) \; \mathsf{MVA}, \\ \underline{S}_{2-3} &= \underline{S}_{1-2} - \underline{S}_2 = (64,65+j20,48) - (20,0+j6,29) = (44,65+j14,19) \; \mathsf{MVA}, \\ \underline{S}_{4-3} &= \underline{S}_3 - \underline{S}_{2-3} = (60,0+j29,14) - (44,65+j14,19) = (15,35+j14,95) \; \mathsf{MVA}, \\ \underline{S}_{5-4} &= \underline{S}_{4-3} + \underline{S}_4 = (15,35+j14,95) + (30,0+j9,43) = (45,35+j24,38) \; \mathsf{MVA}, \\ \underline{S}_{6-5} &= \underline{S}_{5-4} + \underline{S}_5 = (45,35+j24,38) + (0-j3,80) = (45,35+j20,58) \; \mathsf{MVA}. \end{split}$$

Примената на Кирхофоввиот закон за моќности за јазелот бр. 6 ќе ни послужи како проверка за точноста на пресметките:

$$\underline{S}_{A-6} = \underline{S}_{6-5} + \underline{S}_{6} = (45, 35 + j20, 58) + (0 - j3, 80) = (45, 35 + j16, 78) \text{ MVA},$$

а тоа е резултат еднаков со резултатот за моќноста <u>S</u>_{A-6}, добиен претходно.

Од добиената распределба (која претставува прва апроксимација) се гледа дека точка на раздел во мрежата ќе биде јазелот "З" (Југохром). Сега следува втората фаза на пресметките во која најнапред ќе се пресметаат (приближно) вредностите на напоните во поедините јазли, а потоа ќе се изврши уточнување на тековите на моќностите.

За напонот во точката 1 (Гостивар) ќе добиеме (приближно):

$$U_1 \approx U_A - (P_{A-1} \cdot R_1 + Q_{A-1} \cdot X_1) / U_A =$$

= 115 - (74, 65 \cdot 1, 01 + 23, 91 \cdot 3, 28) / 115 = 113, 66 kV.

Понатаму имаме:

$$\begin{split} U_2 &\approx U_1 - (P_{1-2} \cdot R_2 + Q_{1-2} \cdot X_2)/U_1 = \\ &= 113,66 - (64,65 \cdot 3,21 + 20,48 \cdot 10,44)/113,66 = 109,96 \text{ kV}; \\ U_3 &\approx U_2 - (P_{2-3} \cdot R_3 + Q_{2-3} \cdot X_3)/U_2 = \\ &= 109,96 - (44,66 \cdot 2,07 + 14,19 \cdot 6,72)/109,96 = 108,25 \text{ kV}; \\ U_4 &\approx U_3 + (P_{4-3} \cdot R_4 + Q_{4-3} \cdot X_4)/U_3 = \\ &= 108,25 + (15,36 \cdot 4,24 + 14,95 \cdot 13,80)/108,25 = 110,76 \text{ kV}; \\ U_5 &\approx U_4 + (P_{5-4} \cdot R_5 + Q_{5-4} \cdot X_5)/U_4 = \\ &= 110,76 + (45,36 \cdot 0 + 24,38 \cdot 4,53)/110,76 = 111,75 \text{ kV}; \\ U_{5.cbegeho} = k_{T2} \cdot U_5 = 213,79 \text{ kV}; \\ U_6 &\approx U_5 + (P_{6-5} \cdot R_6 + Q_{6-5} \cdot X_6)/U_5 = \\ &= 111,75 + (45,36 \cdot 1,43 + 20,58 \cdot 7,52)/111,75 = 113,72 \text{ kV}; \\ U_{6.cbegeho} = k_{T1} \cdot U_6 = 217,55 \text{ kV}. \end{split}$$

Сега прстенот ќе го отвориме во точката на раздел "З", (Гостивар). Потоа, тргнувајќи од точката "З", со "познатиот" напон $U_3 = 108, 25$ kV и со познатата моќност <u>S</u>"₂₋₃ = (44, 65+j14, 19) MVA на крајот од водот V_{2-3} , ќе ги пресметаме загубите на активна и реактивна моќност во водот V_{2-3} , и ќе ја добиеме моќноста на почетокот од водот <u>S</u>'₂₋₃:

$$\Delta P_{2-3} = \frac{\left(P_{2-3}''\right)^2 + \left(Q_{2-3}''\right)^2}{U_3^2} \cdot R_{2-3} = \frac{44,65^2 + 14,19^2}{108,25^2} \cdot 2,07 = 0,39 \text{ MW};$$

$$\begin{split} \Delta Q_{2-3} &= \frac{\left(P_{2-3}''\right)^2 + \left(Q_{2-3}''\right)^2}{U_3^2} \cdot X_{2-3} - \frac{b}{2} \cdot l_{2-3} \cdot U_3^2 = \\ &= \frac{44,65^2 + 14,19^2}{108,25^2} \cdot 6,72 - \frac{2,75 \cdot 10^{-6}}{2} \cdot 16,8 \cdot 108,25^2 = 15,17 \text{ Mvar}; \\ \underline{S}_{2-3}' &= \underline{S}_{2-3}'' + \Delta P_{2-3} + j\Delta Q_{2-3} = (45,04 + j15,17) \text{ MVA}. \end{split}$$

Сега, применувајќи го Кирхофовиот закон за моќности за јазелот "2", ќе ја определиме моќноста S_{2-3}'' на крајот од водот V_{2-3} :

$$\underline{S}_{2-3}'' = \underline{S}_{2-3} + \underline{S}_2 = (45, 04 + j15, 17) + (20 + j7) = (65, 04 + j22, 17) \text{ MVA}.$$

За да ја пресметаме моќноста \underline{S}'_{1-2} на почетокот од водот V_{1-2} , ќе биде потребно најнапред да ја пресметаме моќноста \underline{S}_{1-2} низ редната гранка на овој вод:

$$\underline{S}_{1-2} = \underline{S}_{1-2}'' - j\frac{b}{2} \cdot l_{1-2} \cdot U_2^2 = (65, 04 + j22, 17) - j0, 43 = (65, 04 + j21, 74) \text{ MVA.}$$

Загубите на моќност ΔS_{1-2} во водот V_{1-2} ќе бидат:

$$\underline{\Delta S}_{1-2} = \frac{P_{1-2}^2 + Q_{1-2}^2}{U_2^2} \cdot (R_2 + jX_2) - j \cdot b \cdot \frac{l_{1-2}}{2} \cdot (U_1^2 + U_2^2) = = \frac{65,04^2 + 21,74^2}{109,96^2} \cdot (3,21 + j10,44) - - j2,75 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{26,1}{2} \cdot (109,96^2 + 113,66^2) = (1,25 + j3,17) \text{ MVA.}$$

И конечно, моќноста \underline{S}'_{1-2} на почетокот од водот V_{1-2} ќе изнесува:

$$\underline{S'}_{1-2} = \underline{S''}_{1-2} + \underline{\Delta S}_{1-2} = (65, 04 + j22, 17) + (1, 25 + j3, 17) = \\ = (66, 29 + j25, 34) \text{ MVA}.$$

Понатаму следи постапката за пресметување на моќноста низ водот V_{A-1} , а потоа и моќноста низ преостанатите водови од мрежата. Таа е идентична како во разгледуваниот случај со водот V_{1-2} .

Конечниот резултат од пресметките на тековите на уточнетите моќности во сите гранки од мрежата е прикажан во табелата П.6.3.3. Во истата табела се прикажани и егзактните вредности на моќностите и напоните од разгледуваниот систем, добиени со помош на компјутер, со една итеративна постапка која дава точни резултати. Од табелата се гледа дека совпаѓањата на

		Прибли	іжни резулта	ти	Точни резултати		
Бр.	MVA	Почеток	Крај	U (kV)	Почеток	Крај	U (kV)
1	\underline{S}_{A-1}	76,8+ <i>j</i> 30,7	76,3+ <i>j</i> 29,3	113,7	78,1+ <i>j</i> 31,9	77,6+ <i>j</i> 30,3	114,1
2	\underline{S}_{1-2}	66,3+ <i>j</i> 25,3	65,0+ <i>j</i> 22,2	110,0	67,7+ <i>j</i> 26,3	66,3+ <i>j</i> 22,9	109,1
3	\underline{S}_{2-3}	45,0+ <i>j</i> 15,2	44,7+ <i>j</i> 14,2	108,3	46,3+ <i>j</i> 15,9	45,8+ <i>j</i> 15,1	107,3
4	\underline{S}_{4-3}	15,5+ <i>j</i> 15,8	15,4+ <i>j</i> 15,8	110,8	14,3+ <i>j</i> 14,3	14,2+ <i>j</i> 14,9	109,7
5	\underline{S}_{5-4}	45,5+ <i>j</i> 26,8	45,5+ <i>j</i> 25,8	111,8	44,3+ <i>j</i> 25,3	44,3+ <i>j</i> 24,3	110,8
6	\underline{S}_{6-5}	45,8+ <i>j</i> 20,4	45,5+ <i>j</i> 26,8	113,7	44,6+ <i>j</i> 19,7	44,3+ <i>j</i> 25,3	113,1
7	\underline{S}_{A-6}	45,8+ <i>j</i> 22,3	45,8+ <i>j</i> 20,4	/	44,6+ <i>j</i> 21,7	44,6+ <i>j</i> 19,7	/
A	\underline{S}_A	122,6+ <i>j</i> 53,0	/	115,0	122,7+ <i>j</i> 53,6	/	115,0

Табела П.6.3.3. Резултати од пресметките на напоните и тековите на моќности (заокружени на една децмала) приближни и точни

вредностите за моќностите и напоните се сосема задоволителни од каде што може да се заклучи дека приближната постапка за решавање на прстенестите мрежи, изложена во главата 5 во реалните мрежи дава резултати со сосема задоволителна точност.

Пример 6.4. Се посматра мрежата од примерот 6.3. Со помош на методот на раздвојување на моќности да се определи распределбата на моќности и напонските прилики во системот. Обата трансформатора работат со номинален преносен однос $k_{T1} = k_{T2} = k_{Tn} = 220/115 \text{ kV/kV}.$

Решение

Според овој метод, во хомогените или приближно хомогените мрежи, тековите на активните и рективните моќности можат да се решаваат одделно. Притоа, тековите на активни моќности во контурата ќе ги добиеме со решавање на мрежата составена од реактанциите на елементите, во која постојат само активните оптоварувања. Слично, тековите на реактивните моќности во мрежата ќе ги добиеме на тој начин што ќе ја решаваме мрежата составена само од активните отпорности, кога во неа постојат само реактивните оптоварувања на потрошувачите. Значи, решавањето на оваа задача ќе се состои во одделно решавање на шемите прикажани на сликите П.6.4.1 и П.6.4.2.

Во шемата на слика П.6.4.1 за непозната величина (моќност) ќе ја прогласиме моќноста P_{A-1} низ гранката "А-1". Моќностите низ останатите гранки од мрежата можеме да ги изразиме преку непознатата моќност P_{A-1} ,

применувајќи го I Кирхофов закон за секој јазел одделно. Потоа, врз основа на релацијата (6.37) ($\Sigma P_i \cdot X_i = 0$), која е директна последица од примената на II Кирхофов закон за контурата, ќе ја добиеме следната (приближна) равенка:

$$P_{A-1}X_1 + (P_{A-1} - P_1)X_2 + (P_{A-1} - P_1 - P_2)X_3 + (P_1 + P_2 + P_3 - P_{A-1})X_4 + (P_1 + P_2 + P_3 + P_4 - P_{A-1})(X_5 + X_6 + X_7) = 0,$$

во која единствена непозната е моќноста P_{A-1} . Со нејзиното решавање добиваме:

$$\begin{aligned} P_{A-1} \cdot 3, & 28 + (P_{A-1} - 10) \cdot 10, & 44 + (P_{A-1} - 30) \cdot 6, & 72 + (P_{A-1} - 90) \cdot 13, & 8+ \\ & + (P_{A-1} - 120) \cdot 21, & 66 = 0, \\ & \Rightarrow P_{A-1} = 74, & 91 \text{ MW.} \end{aligned}$$

На сосема идентичен начин постапуваме и при решавањето на мрежата составена од активните отпорности низ која течат реактивните моќности (II шема). Како резултат од пресметките добиваме:

$$\begin{split} &Q_{\mathsf{A}-1} \cdot 1, 01 + (Q_{\mathsf{A}-1} - 3, 43) \cdot 3, 21 + (Q_{\mathsf{A}-1} - 9, 72) \cdot 2, 07 + \\ &+ (Q_{\mathsf{A}-1} - 38, 86) \cdot 4, 24 + (Q_{\mathsf{A}-1} - 48, 29) \cdot 0 + (Q_{\mathsf{A}-1} - 44, 49) \cdot 1, 43 + \\ &+ (Q_{\mathsf{A}-1} - 40, 69) \cdot 0 = 0, \\ &\Rightarrow Q_{\mathsf{A}-1} = 21, 7 \text{ Mvar.} \end{split}$$



Слика П.6.4.1. Шема за пресметка на распределбата на активните моќности



Слика П.6.4.2. Шема за пресметка на распределбата на реактивните моќности

Конечната "интегрална" распределба на моќности во мрежата е прикажана на сликата П.6.4.3.



Слика П.6.4.3. Распределба на моќностите по првата фаза на пресметките

Така добиената распределба на моќности е приближна, бидејќи, покрај другото, во себе не ги уважува загубите на напон и загубите на моќност. Таа претставува само прва апроксимација и ќе ни послужи за определување (проценка) на напонските прилики и точката на раздел на моќностите во мрежата.

Понатамошниот тек на пресметките ("сечење" и отворање на прстенот, поделба на мрежата, пресметка на приближните вредности на напоните во јазлите, пресметка на загубите на моќност и уточнување на тековите на моќности низ гранките од мрежата) претставуваат втора фаза од пресметките и тие се изведуваат на наполно ист начин како што тоа беше направено во примерот 6.2. Резултатите од пресметките што се вршат во оваа фаза, заедно со точните резултати се прикажани во табелата П.6.4.1.

приближни и точни	
добиени со методот на раздвојување (заокружени на една децмала)-	
Табела П.6.4.1. Резултати од пресметките на напоните и тековите на моќност	'И

		Прибли	іжни резулта	ти	Точни резултати		
Бр.	MVA	Почеток	Крај	<i>U</i> (kV)	Почеток	Крај	<i>U</i> (kV)
1	\underline{S}_{A-1}	77,0+j28,4	76,5+j27,0	113,7	78,1+j31,9	77,6+j30,3	114,1
2	\underline{S}_{1-2}	66,5+j23,0	65,3+j19,9	110,2	67,7+j26,3	66,3+j22,9	109,1
3	\underline{S}_{2-3}	45,3+j12,9	44,9+j12,0	108,6	46,3+j15,9	45,8+j15,1	107,3
4	\underline{S}_{4-3}	15,3+j17,5	15,1+j18,0	111,4	14,3+j14,3	14,2+j14,9	109,7
5	\underline{S}_{5-4}	45,3+j28,5	45,3+j27,5	112,5	44,3+j25,3	44,3+j24,3	110,8
6	\underline{S}_{6-5}	45,6+j22,1	45,3+j28,5	113,4	44,6+j19,7	44,3+j25,3	113,1
7	\underline{S}_{A-6}	45,6+j24,0	45,6+j22,1	/	44,6+j21,7	44,6+j19,7	/
Α	\underline{S}_A	122,6+j52,4	/	115,0	122,7+j53,6	/	115,0

7 Димензионирање на радијалните дистрибутивни мрежи

Во досегашните електрични пресметки на електроенергетските мрежи беа познати оптоварувањата и сите параметри на мрежата (т.е. должините на водовите, нивните напречни пресеци, растојанијата помеѓу спроводниците итн.), а со пресметките се определуваше загубата на напон и загубата на моќност, како и струјните и напонски прилики во самата мрежа. На тој начин вршиме контрола дали пресметаната загуба на напон е поголема од својата пропишана вредност или не. Вакви пресметки се прават уште во фазата на проектирањето на мрежата, но и подоцна, во текот на експлоатацијата, на пример кога треба да се провери можноста за приклучување на нови потрошувачи кон постојната мрежа итн.

При проектирањето може да се јави потреба и од решавање на друг вид проблеми. Имено, таков проблем е, на пример, димензионирањето, т.е. определувањето на потребниот пресек на поедините водови во мрежата, така што загубите на напонот од напојната точка до "електрички" најоддалечените приемници, во режимите на најголеми оптоварувања, не ќе бидат поголеми од некоја однапред зададена, дозволена загуба на напон $\Delta U_{\text{дозв.}}$.

Да се задржиме малку на особеностите со кои се карактеризира решавањето на оваа задача.

Ќе разгледаме најнапред едноставен случај, кога преку трифазен симетричен вод се напојува трифазно симетрично оптоварување (слика 5.1), па е потребно да се определи плоштината на напречниот пресек A така што загубата на напон во него нема да биде поголема од одредена, однапред зададена вредност $\Delta U_{\text{дозв.}}$.

Бидејќи погонската индуктивна отпорност на трифазните водови малку се менува со промената на нивниот пресек, вообичаено е пресметките да се вршат со просечните вредности за индуктивната отпорност *x*, кои практично зависат само од номиналниот напон на водот (бидејќи напонот условува определени растојанија меѓу фазните спроводници, а од нив зависи и големината на надолжната реактивна отпорност x). За потребите на димензионирањето можат да се користат просечните вредности за параметарот x, дадени во следната табела:

	Просечна вредност за $x(\Omega/{ m km})$					
U_n (kV)	надземни водови	кабелски водови				
110	0,40	/				
35	0,39	0,13				
20	0,38	0,11				
10	0,37	0,08				
до 1	0,33	0,06				

Габела 7.1. Просечни вредности на подолжните реактанции на водовите с	:0
разни номинални напони	

При познато оптоварување на водот $\underline{S} = P + jQ$, позната должина l и позната (односно претпоставена) индуктивна отпорност x, од равенката за загуба на напонот се добива:

$$\Delta U = \Delta U_{a} + \Delta U_{r} = \frac{P \cdot R}{U_{n}} + \frac{Q \cdot X}{U_{n}} \le \Delta U_{\text{дозв.}}$$
(7.1)

од што следува:

$$\frac{P \cdot R}{U_{\rm n}} \le \Delta U_{\rm dosb.} - \Delta U_{\rm r} = \Delta U_{\rm dosb.} - \frac{Q \cdot X}{U_{\rm n}}$$
(7.2)

Ќе го воведеме означувањето:

$$\Delta U_{\text{a.go3b.}} = \left(\Delta U_{\text{go3b.}} - \Delta U_{\text{r}}\right) = \left(\Delta U_{\text{go3b.}} - \frac{Q \cdot X}{U_{\text{n}}}\right)$$
(7.3)

Тогаш, имајќи ја предвид релацијата за отпорноста на водот R:

$$R = \frac{\rho \cdot l}{A} = \frac{l}{\sigma \cdot A} \tag{7.4}$$

можеме да пишуваме:

$$\frac{P \cdot R}{U_{\rm n}} = \frac{P \cdot l}{\sigma \cdot U_{\rm n} \cdot A} \le \Delta U_{\rm a.gosb.}$$
(7.5)

од каде што следува релацијата:

$$A \ge \frac{P \cdot l}{\sigma \cdot U_{n} \cdot \Delta U_{a.gobb.}}$$
(7.6)

Бидејќи напречните пресеци на спроводниците се стандардизирани, го избираме првиот најблизок пресек до пресметаниот. За вака усвоениот пресек сега е можно да се определат точните вредности на надолжните параметри r и x, а потоа и соодветната загуба на напонот.

$$\Delta U = \frac{l}{U_{n}} \cdot (P \cdot r + Q \cdot x) = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{n}}$$
(7.7)

Ако е исполнет условот $\Delta U \leq \Delta U_{\text{дозв.}}$, тогаш избраниот пресек може да се усвои за разгледуваниот вод. Но ако се случи да биде $\Delta U > \Delta U_{\text{дозв.}}$, тогаш ќе треба да се избере следниот поголем стандарден пресек и целата постапка за проверка на загубата на напон уште еднаш да се повтори.

7.1 Димензионирање според критериумот на константен пресек

Задоволувањето на напонскиот критериум искажан со помош на релацијата

$$\Delta U \leq \Delta U_{\text{дозв.}},$$

претставува основен критериум за димензионирање којшто мора безусловно да биде исполнет. Тој е доволен за претходниот случај на мрежа составена од само еден вод, кој што претставува специјален случај. Но кога мрежата има поголем број водови за нејзиното димензионирање е неопходно да се воведат и дополнителни услови кои што може да имаат технички или економски карактер. Еден од почесто применуваните дополнителни услови или критериуми е *критериумот на константен пресек*.

$$\xrightarrow{A} \xrightarrow{R_1 X_1 l_1} \xrightarrow{1} \xrightarrow{R_2 X_2 l_2} \xrightarrow{2} \xrightarrow{R_3 X_3 l_3} \xrightarrow{3} \xrightarrow{n-1} \xrightarrow{R_n X_n l_n} \xrightarrow{n}$$

$$\xrightarrow{\downarrow} \xrightarrow{\downarrow} \xrightarrow{\downarrow} \xrightarrow{\downarrow} \xrightarrow{P_{\Sigma 1} Q_{\Sigma 1}} \xrightarrow{\downarrow} \xrightarrow{P_{\Sigma 2} Q_{\Sigma 2}} \xrightarrow{P_2 Q_2} \xrightarrow{P_2 Q_2} \xrightarrow{P_3 Q_3} \xrightarrow{P_{n-1} Q_{n-1}} \xrightarrow{P_n Q_n}$$

Слика 7.1. Магистрален вод со произволен број потрошувачи

Ако имаме случај на вод кој напојува повеќе потрошувачи (слика 7.1), вкупната загуба на напон во мрежата ќе биде сума од надолжните компоненти на загубите на напон во секоја нејзина делница, т.е.:

$$\Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \ldots + \Delta U_{n-1} + \Delta U_n = \sum_{i=1}^n \Delta U_i$$
(7.8)

или

$$\Delta U = \frac{1}{U_{n}} \cdot \sum_{i=1}^{n} \left(P_{\Sigma i} \cdot R_{i} + Q_{\Sigma i} \cdot X_{i} \right)$$
(7.9)

или

$$\Delta U = \frac{1}{\sigma \cdot U_{\mathbf{n}}} \cdot \sum_{i=1}^{n} \frac{P_{\Sigma i} \cdot l_{i}}{A_{i}} + \frac{1}{U_{\mathbf{n}}} \cdot \sum_{i=1}^{n} Q_{\Sigma i} \cdot x_{i} \cdot l_{i}$$
(7.10)

Притоа е земен најопштиот случај кога сите водови од мрежата имаат различни пресеци. Во овој случај, проблемот не е решлив, бидејќи имаме само една равенка (релацијата (7.10) за загубата на напон во водот), во која фигурираат n непознати напречни пресеци: A_1, A_2, \ldots, A_n .

Равенката (7.10) може да се реши само во случаите кога се воведуваат некои дополнителни услови, кои дозволуваат да се воспостави доволен број релации помеѓу непознатите пресеци.

Таков е, на пример, случајот кога воведуваме услов за константен пресек во мрежата, т.е. $A_1 = A_2, = \ldots = A_n = A$. Во тој случај, може да се пишува равенката:

$$\Delta U_{\cdot} = \frac{1}{\sigma \cdot A \cdot U_{\mathbf{n}}} \cdot \sum_{i=1}^{n} P_{\Sigma i} \cdot l_{i} + \frac{1}{U_{\mathbf{n}}} \cdot \sum_{i=1}^{n} Q_{\Sigma i} \cdot x_{i} \cdot l_{i}$$
(7.11)

односно:

$$\Delta U_{\text{a.дозв.}} = \Delta U_{\text{дозв.}} - \frac{1}{U_{\text{n}}} \cdot \sum_{i=1}^{n} Q_{\Sigma i} \cdot x_{i} \cdot l_{i} = \frac{1}{\sigma \cdot A \cdot U_{\text{n}}} \cdot \sum_{i=1}^{n} P_{\Sigma i} \cdot l_{i}$$
(7.12)

од каде што следува:

$$A \ge \frac{1}{\sigma \cdot U_{\mathbf{n}} \cdot \Delta U_{\mathbf{a},\text{дозв.}}} \cdot \sum_{i=1}^{n} P_{\Sigma i} \cdot l_i$$
(7.13)

Натаму за *A* го усвојуваме најблискиот стандарден пресек и потоа за него вршиме проверка на вистинската загуба на напон, а по потреба и негова корекција.

7.2 Димензионирање според критериумот на константна густина на струјата

Во радијалните мрежи изведбата на спроводниците со константен пресек не е секогаш целисходна. Имено, во почетните делници на мрежата струјата е поголема во споредба со струјата во крајните делници, поради што и загубите на моќност во првите делници ќе бидат поголеми. За да се искористи металот во спроводниците што е можно порационално, потребно ќе биде почетните делници да бидат изведени со поголем пресек, додека крајните делници да бидат изведени со помал пресек. Во низа случаи, како дополнителен услов при изборот на пресеците на спроводниците, се зема *еднаквоста на густините на струите* во сите секции од водот, т.е:

$$J_1 = J_2 = \ldots = J_n.$$
 (7.14)



Слика 7.2. Магистрална мрежа со два вода

На сликата 7.2 е прикажана радијална мрежа која напојува два потрошувача. Загубата на напон во оваа мрежа ќе биде:

$$\Delta U = \frac{1}{U_{n}} \cdot \left[(P_{\Sigma 1} \cdot R_{1} + Q_{\Sigma 1} \cdot X_{1}) + (P_{\Sigma 2} \cdot R_{2} + Q_{\Sigma 2} \cdot X_{2}) \right].$$
(7.15)

Бидејќи е:

$$P_{\Sigma 1} = \sqrt{3} \cdot U_{n} \cdot I_{\Sigma 1} \cdot \cos \varphi_{\Sigma 1}, \qquad P_{\Sigma 2} = \sqrt{3} \cdot U_{n} \cdot I_{\Sigma 2} \cdot \cos \varphi_{\Sigma 2},$$

$$J_{1} = \frac{I_{\Sigma 1}}{A_{1}}, \qquad \qquad J_{2} = \frac{I_{\Sigma 2}}{A_{2}},$$
(7.16)

$$\frac{P_{\Sigma 1} \cdot R_1}{U_n} = \sqrt{3} \cdot I_{\Sigma 1} \cdot \cos \varphi_{\Sigma 1} \cdot \frac{l_1}{\sigma_1 \cdot A_1},
\frac{P_{\Sigma 2} \cdot R_2}{U_n} = \sqrt{3} \cdot I_{\Sigma 2} \cdot \cos \varphi_{\Sigma 2} \cdot \frac{l_2}{\sigma_2 \cdot A_2},$$
(7.17)

за $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma$ равенката за загубата на напонот може да се пишува во вид:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3}}{\sigma} \cdot \left(J_1 \cdot l_1 \cdot \cos \varphi_{\Sigma 1} + J_2 \cdot l_2 \cdot \cos \varphi_{\Sigma 2}\right) + \frac{1}{U_n} \cdot \sum_{i=1}^2 Q_{\Sigma i} \cdot X_i$$
(7.18)

При $J_1 = J_2 = J_{\text{const.}}$ ќе биде $\Delta U = \Delta U_{\text{дозв.}}$. Понатаму следи:

$$\frac{\sqrt{3}}{\sigma} \cdot J_{\text{const.}} \cdot (l_1 \cdot \cos \varphi_{\Sigma 1} + l_2 \cdot \cos \varphi_{\Sigma 2}) =$$
$$= \Delta U_{\text{дозв.}} - \frac{1}{U_n} \cdot \sum_{i=1}^2 Q_{\Sigma i} \cdot X_i \equiv \Delta U_{\text{а.дозв.}}$$
(7.19)

од каде што следува:

$$J_{\text{const.}} = \frac{\sigma \cdot \Delta U_{\text{a,дозв.}}}{\sqrt{3} \cdot (l_1 \cdot \cos \varphi_{\Sigma 1} + l_2 \cdot \cos \varphi_{\Sigma 2})}$$
(7.20)

Не е тешко да се покаже дека, во општиот случај, кога мрежата напојува *n* потрошувачи, како во случајот од сликата 7.1, ќе биде:

$$\Delta U_{\text{a.gobb.}} = \Delta U_{\text{gobb.}} - \frac{1}{U_{\text{n}}} \cdot \sum_{i=1}^{n} Q_{\Sigma i} \cdot X_{i}, \qquad (7.21)$$

$$J_{\text{const.}} = \frac{\sigma \cdot \Delta U_{\text{a.дозв.}}}{\sqrt{3} \cdot \sum_{i=1}^{n} l_i \cdot \cos \varphi_{\Sigma i}}$$
(7.22)

По пресметката на густината на струјата $J_{\text{const.}}$, за која се постигнува задоволување на условот (7.1) во поглед на загубата на напон во мрежата, се определуваат пресеците на поедините делници од мрежата, според (7.23):

$$A_i = \frac{I_{\Sigma i}}{J_{\text{const.}}}, \quad (i = 1, 2, \dots, n),$$
 (7.23)

а потоа тие се заокружуваат на најблиските постојни стандардни пресеци. После така направениот избор се пресметува вистинската загуба на напон во мрежата со точните вредности за активните и реактивните отпорности на гранките од мрежата, се проверува дали е задоволен условот $\Delta U \leq \Delta U_{\text{дозв.}}$ и, по потреба, се врши корекција на пресеците.

7.3 Димензионирање според критериумот на минимална потрошувачка на материјал

Распределбата на металот во спроводниците од поедините делници при однапред зададена големина на дозволената загуба на напонот може да се изврши на различни начини. Како дополнителен услов при определувањето на поедините пресеци во мрежата може да се користи и барањето на *минимална потрошувачка на материјал* (метал) во спроводниците (што води кон минимизација на цената на чинење на мрежата, но не и на погонските трошоци). За изградба на мрежите димензионирани според овој критериум се потребни најмали инвестициски вложувања.

За анализа на овој случај повторно ќе го искористиме примерот од сликата 7.2. Со ΔU_{a1} и ΔU_{a2} ќе ги означиме загубите на напонот во активните отпорности R_1 и R_2 на првата, односно втората делница. Во тој случај ќе имаме:

$$\Delta U_{a1} = \frac{P_{\Sigma 1} \cdot R_1}{U_n} = \frac{P_{\Sigma 1} \cdot l_1}{\sigma \cdot U_n \cdot A_1}, \quad \Delta U_{a2} = \frac{P_{\Sigma 2} \cdot R_2}{U_n} = \frac{P_{\Sigma 2} \cdot l_2}{\sigma \cdot U_n \cdot A_2}, \quad (7.24)$$

од каде што следува:

$$A_1 = \frac{P_{\Sigma 1} \cdot l_1}{\sigma \cdot U_{\mathbf{n}} \cdot \Delta U_{\mathbf{a}1}}, \quad A_2 = \frac{P_{\Sigma 2} \cdot l_2}{\sigma \cdot U_{\mathbf{n}} \cdot \Delta U_{\mathbf{a}2}}.$$
(7.25)

Бидејќи е:

$$\Delta U_{\mathbf{a},\mathsf{дозв.}} \equiv \Delta U_{\mathsf{a}1} + \Delta U_{\mathsf{a}2} = \Delta U_{\mathsf{дозв.}} - \frac{1}{U_{\mathsf{n}}} \cdot \sum_{i=1}^{2} Q_{\Sigma i} \cdot X_{i}$$
(7.26)

може да се пишува:

$$\Delta U_{a2} = \Delta U_{a,\text{дозв.}} - \Delta U_{a1}, \tag{7.27}$$

И

$$A_2 = \frac{P_{\Sigma 2} \cdot l_2}{\sigma \cdot U_{n} \cdot (\Delta U_{a,\text{gosb.}} - \Delta U_{a1})}$$
(7.28)

Волуменот на употребениот материјал (за една фаза) во мрежата е:

$$V = A_1 \cdot l_1 + A_2 \cdot l_2 = \frac{P_{\Sigma 1} \cdot l_1^2}{\sigma \cdot U_n \cdot \Delta U_{a1}} + \frac{P_{\Sigma 2} \cdot l_2^2}{\sigma \cdot U_n \cdot (\Delta U_{a,\text{dO3B.}} - \Delta U_{a1})}$$
(7.29)

Гледаме дека волуменот V е зависен од само една променлива величина ΔU_{a1} . Вредноста на независно-променливата ΔU_{a1} , за која ќе имаме мининален волумен на употребениот материјал во спроводниците, ќе ја определиме од равенката:

$$\frac{dV}{d(\Delta U_{a1})} = 0 \tag{7.30}$$

т.е.

$$-\frac{P_{\Sigma 1} \cdot l_1^2}{\sigma \cdot U_{\mathbf{n}} \cdot \Delta U_{\mathbf{a}1}^2} + \frac{P_{\Sigma 2} \cdot l_2^2}{\sigma \cdot U_{\mathbf{n}} \cdot \left(\Delta U_{\mathbf{a}, \mathsf{дозв.}} - \Delta U_{\mathbf{a}1}\right)^2} = 0$$
(7.31)

односно:

$$\frac{P_{\Sigma 1} \cdot l_1^2}{\sigma \cdot U_{\mathbf{n}} \cdot \Delta U_{\mathbf{a}1}^2} = \frac{P_{\Sigma 2} \cdot l_2^2}{\sigma \cdot U_{\mathbf{n}} \cdot \Delta U_{\mathbf{a}2}^2}$$
(7.32)

Ако двете страни од равенката (7.32) ги поделиме со $\sigma \cdot U_n$ и ги изразиме преку пресеците A_1 и A_2 , имајќи ги предвид равенствата (7.25), ќе добиеме:

$$\frac{A_1^2}{P_{\Sigma 1}} = \frac{A_2^2}{P_{\Sigma 2}} \tag{7.33}$$

односно,

$$A_2 = A_1 \cdot \sqrt{\frac{P_{\Sigma 2}}{P_{\Sigma 1}}} \tag{7.34}$$

Добиениот однос за пресеците на спроводниците соодветствува на минимумот на употребениот материјал за спроводниците.

Пресеците A_1 и A_2 на поедините делници ќе ги добиеме од последната релација и од условот за дозволена загуба на напон во мрежата.

$$\frac{P_{\Sigma 1} \cdot l_1}{\sigma \cdot U_{\mathbf{n}} \cdot A_1} + \frac{P_{\Sigma 2} \cdot l_2}{\sigma \cdot U_{\mathbf{n}} \cdot A_2} = \Delta U_{\mathbf{a}, \mathsf{дозв.}}.$$
(7.35)

Користејќи ја релацијата (7.34) меѓу пресеците A_1 и A_2 , равенката (7.35) може да се напише во следниот облик:

$$\frac{1}{\sigma \cdot U_{\mathbf{n}} \cdot A_{1}} \cdot (P_{\Sigma 1} \cdot l_{1} + l_{2} \cdot \sqrt{P_{\Sigma 1} \cdot P_{\Sigma 2}}) = \Delta U_{\mathbf{a}, \mathsf{дозв.}},$$
(7.36)

од каде што следува:

$$A_{1} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma 1}}}{\sigma \cdot U_{n} \cdot U_{a,dO3B.}} \cdot \left(l_{1} \cdot \sqrt{P_{\Sigma 1}} + l_{2} \cdot \sqrt{P_{\Sigma 2}} \right),$$

$$A_{2} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma 2}}}{\sigma \cdot U_{n} \cdot U_{a,dO3B.}} \cdot \left(l_{1} \cdot \sqrt{P_{\Sigma 1}} + l_{2} \cdot \sqrt{P_{\Sigma 2}} \right).$$
(7.37)

Ако на сличен начин се анализира случајот кога мрежата се состои од *n* делници (слика 7.1), ќе се добие следната зависност:

$$\frac{A_1^2}{P_{\Sigma 1}} = \frac{A_2^2}{P_{\Sigma 2}} = \dots = \frac{A_n^2}{P_{\Sigma n}} = \text{const.},$$
(7.38)

додека за пресекот во k-тата делница A_k добиваме:

$$A_{k} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma k}}}{\sigma \cdot U_{n} \cdot \Delta U_{a,\text{дозв.}}} \cdot \sum_{i=1}^{n} l_{i} \cdot \sqrt{P_{\Sigma i}}, \quad k = 1, 2, \cdots, n,$$
(7.39)

или:

$$A_k = k_P \cdot \sqrt{P_{\Sigma k}}, \quad k = 1, 2, \cdots, n,$$
(7.40)

каде што е:

$$k_P = \frac{1}{\sigma \cdot U_{\mathbf{n}} \cdot \Delta U_{\mathbf{a},\text{дозв.}}} \cdot \sum_{i=1}^n l_i \cdot \sqrt{P_{\Sigma i}}.$$
(7.41)

Добиените пресеци A_k се заокружуваат на најблиските стандардни пресеци. Потоа се определуваат надолжните параметри r и x за секоја делница од мрежата и се пресметува загубата на напон во мрежата ΔU . На крајот се проверува дали е задоволен условот (7.1) и, по потреба, се врши корекција (зголемување) на некои од усвоените пресеци.

7.4 Економска густина на струјата

Кога станува збор за димензионирање на мрежите треба да се има на ум следното. Од изборот на пресекот на поедините делници од мрежата зависат вкупните трошоци за изградбата и експлоатацијата на самата мрежа. Зголемувањето на пресеците ќе значи зголемување на трошоците за инвестиции и зголемување на делот од погонските трошоци за одржување и амортизација на мрежата, но во исто време ќе значи и намалување на трошоците за загуби на моќност и енергија – и обратно. Значи за секоја делница од мрежата постои пресек за којшто вкупните трошоци за мрежата ќе бидат најмали. Тој пресек се нарекува економски пресек на спроводниците A_{ek} . Густината на струјата што му соодветствува на економскиот пресек се нарекува *економска густина на струјата* J_{ek}. Овие две величини зависат на сложен начин од цените на материјалите, цената на капиталот, цената на електричната енергија, од големината на употребното време $T_{\rm M}$ и др. За тоа станува збор подетално во деветата глава од учебников. Овде само ќе бидат изложени вредностите на економските густини на струјата за надземните водови и за енергетските кабли со различни карактеристики, во зависност од големината на употребното време на дијаграмот на оптоварување $T_{\rm M}$ на самите водови (табела 7.2).

Економска густина на струјата J_{ek} (A/mm 2)							
Спроводник или кабел	$1000 < T_{\rm M} \le 3000$	$3000 < T_{\rm M} \le 5000$	$T_{\rm M} > 5000$				
Голи спроводници и	собирници						
од бакар	2,5	2,1	1,8				
од алуминиум или Al/Fe-јажиња	1,3	1,1	1,0				
Кабли со изолација о,	д РVС и од импрегни	арана хартија (IP, NP))				
од бакар	3,0	2,5	2,0				
од алуминиум	1,6	1,4	1,2				
Кабли со изолација од гума (G), полиетилен (PE) или вмрежен полиетилен (XLPE)							
од бакар	3,5	3,1	2,7				
од алуминиум	1,9	1,7	1,6				

Табела 7.2. Економски густини на струјата за надземните водови и енергетските кабли во зависност од времето на максимална моќност на товарот $T_{\rm M}$ (h/god.)

Иако цените на наведените категории трошоци се разликуваат од една до друга земја, нивните односи се насекаде блиски по својата големина. Поради тоа вредностите на економската густина на струјата од земја до земја малку се разликуваат. Во табелата 7.2 се прикажани економските густини на струјата за разните видови надземни водови и кабли коишто се применувале во бившата СФРЈ и другите социјалистички земји, преземени од [9]. Може слободно да се каже дека вредностите изложени во табелата 7.2 ќе важат и денес, т.е. можат да користат при димензионирањето на пресеците на водовите и во нашите мрежи.

Ако со $I_{\rm M}$ ја означиме максималната вредност на струјата во некоја делница од мрежата, т.е. вредноста на струјата што се постигнува во режимот на максимално оптоварување, тогаш економскиот пресек за таа делница A_{ek} ќе биде:

$$A_{ek} = \frac{I_{\rm M}}{J_{ek}}.\tag{7.42}$$

Ако сите делници од мрежата ги димензионираме во согласност со релацијата (7.43):

$$A \approx A_{ek} \tag{7.43}$$

тогаш може да се очекува дека вкупните трошоци за изградбата и работата на мрежата ќе бидат најмали. Затоа, во принцип, по извршеното димензионирање на мрежата според некој од претходно изложените три критериуми, се врши проверка на условот за економичност (7.43). Од овој принцип може и да се отстапи. Тоа се прави обично: при димензионирањето на НН индустриски мрежи за кои е $T_{\rm M} < 4000$ h, при димензионирањето на отцепите во НН мрежи од јавната електрификација, при димензионирањето на собирниците во електраните, трансформаторските станици и друго.

Кај мрежите што се димензионираат според критериумот на константна густина на струјата условот (7.43) се исполнува едноставно ако вредноста $J_{\text{const.}}$ на пресметаната густина на струјата според релацијата (7.20) се ограничи (од горна страна) со дополнителниот критериум:

$$J_{\text{const.}} \le J_{ek}.\tag{7.44}$$

Пример 7.1. На сликата П.7.1.1 е прикажан 10 kV кабелски извод кој треба да биде изведен со кабли од типот ХНР 48 A, 10 kV со спроводници од алуминиум (σ = 32 S·mm²/m). Податоците за подолжните параметри r и x како и податоците за трајно дозволените струи I_d на овие кабли, во зависност од нивниот пресек A, се дадени во табелата П.7.1.1. Да се изврши димензионирање на изводот според критериумите на:

а) константен пресек,

- б) константна густина на струјата и
- в) минимална потрошувачка на материјал.





Да се користат само пресеците што се дадени во табелата П.7.1.1. Дозволената загуба на напон изнесува $\Delta U_{\rm дозв.}=3\%$.

Сите секции од мрежата (изводот) имаат иста должина *l* = 0,75 km. Сите 4 потрошувачи од мрежата имаат иста моќност:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_2 = \underline{S}_3 = \underline{S}_4 = \underline{S} = (600 + j250) \text{ kVA}.$$

Табела П.7.1.1. Податоци за подолжните параметри на предвидените кабелски водови

$A (\mathrm{mm}^2)$	16	25	35	50	70	95	120	150
$r \left(\Omega / \mathrm{km} \right)$	2,003	1,282	0,866	0,641	0,443	0,320	0,253	0,206
$x \left(\Omega/\mathrm{km}\right)$	0,136	0,131	0,126	0,121	0,116	0,112	0,108	0,105
$I_d(\mathbf{A})$	85	130	155	180	225	270	305	340

Решение

Распределбата (приближна) на моќности во мрежата ќе биде:

$$\begin{split} \underline{S}_{\Sigma 1} &= 4 \cdot \underline{S} = (2, 4 + j1, 0) \text{MVA} = 2, 6\angle 22, 62^{\circ} \text{ MVA}, \\ I_{\Sigma 1} &= S_{\Sigma 1} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{n}}) = 150 \text{ A}. \\ \underline{S}_{\Sigma 2} &= 3 \cdot \underline{S} = (1, 8 + j0, 75) \text{ MVA} = 1, 95\angle 22, 62^{\circ} \text{ MVA}, \\ I_{\Sigma 2} &= S_{\Sigma 2} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{n}}) = 112, 5 \text{ A}. \\ \underline{S}_{\Sigma 3} &= 2 \cdot \underline{S} = (1, 2 + j0, 5) \text{ MVA} = 1, 3\angle 22, 62^{\circ} \text{ MVA}, \\ I_{\Sigma 3} &= S_{\Sigma 3} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{n}}) = 75 \text{ A}. \\ \underline{S}_{\Sigma 4} &= \underline{S} = (0, 6 + j0, 25) \text{ MVA} = 0, 65\angle 22, 62^{\circ} \text{ MVA}, \\ I_{\Sigma 4} &= S_{\Sigma 4} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{n}}) = 37, 5 \text{ A}. \end{split}$$

Дозволената загуба на напон во мрежата изнесува

$$\Delta U_{\text{дозв.}} = 0,03 \cdot U_n = 0,3 \text{ kV}$$

Од табелата П.7.1.1 гледаме дека реактанциите на каблите по единицица должина се движат во границите $0,105 \leq x \leq 0,136 \ \Omega/km$. Со оглед на тоа ќе усвоиме $x = 0,12 \ \Omega/km$. Во тој случај вкупната загуба на напон ΔU_r што се должи на течењето на реактивните моќности во мрежата ќе биде:

$$\Delta U_{\rm r} = \frac{x}{U_{\rm n}} \cdot \sum_{i=1}^{n} Q_{\Sigma i} \cdot l_i =$$

= $\frac{0,12}{10} \cdot (1, 0 \cdot 0, 75 + 0, 75 \cdot 0, 75 + 0, 5 \cdot 0, 75 + 0, 25 \cdot 0, 75) = 0,0225 \,\text{kV}.$

Дозволената загуба на напон поради тековите на активните моќности тогаш ќе биде:

$$\Delta U_{a,\text{дозв.}} = U_{\text{дозв.}} - \Delta U_{r} = 0, 3 - 0,0225 = 0,2775 \text{ kV}.$$

а) Димензионирање според критериумот на константен пресек

Потребниот пресек *А* на поедините делници од мрежата, според (7.13), ќе биде:

$$A \geq \frac{\sum\limits_{i=1}^{4} P_{\Sigma i} \cdot l_i}{\sigma \cdot U_{\rm n} \cdot \Delta U_{\rm a, dO3B.}} = \frac{(2, 4+1, 8+1, 2+0, 6) \cdot 0, 75 \cdot 10^9}{32 \cdot 10 \cdot 0, 2775 \cdot 10^6} = 50, 7 \text{ mm}^2.$$

Усвојувам
е $A=50\,{\rm mm^2}.$ Импеданцијата по единица должина за овој пресекизне
сува:

$$\underline{z} = r + jx = (0, 641 + j0, 121) \,\Omega/\mathrm{km}.$$

За усвоениот пресек правиме пресметка на загубата на напон во водот и проверка на условот $\Delta U \leq \Delta U_{\text{дозв.}}$.

$$\Delta U = r \cdot \frac{\sum_{i=1}^{4} P_{\Sigma i} \cdot l_i}{U_n} + x \cdot \frac{\sum_{i=1}^{4} Q_{\Sigma i} \cdot l_i}{U_n} = 0,641 \cdot \frac{4,5}{10} + 0,121 \cdot \frac{1,875}{10} = 0,311 \text{ kV}$$

Бидејќи е $\Delta U > \Delta U_{\text{дозв.}}$, потребна е корекција на пресекот. Го усвојуваме следниот поголем стандарден пресек $A = 70 \text{ mm}^2$. За него важи:

$$\underline{z} = (0, 443 + j0, 116) \,\Omega/\mathrm{km}.$$

Новата проверка дава $\Delta U = 0,221 \text{ kV} < \Delta U_{\text{дозв.}}$. Значи плоштината на напречниот пресек на магистралниот вод, добиена според овој критериум, ќе изнесува 70 mm².

б) Димензионирање според критериумот на константна густина на струјата

Според (7.22) потребната густина на струјата $J_{\rm const.} = J$ за која ќе биде задоволен условот $\Delta U = \Delta U_{\rm дозв.}$ изнесува:

$$J_{\text{const.}} = \frac{\sigma \cdot \Delta U_{\text{a,дозв.}}}{\sqrt{3} \cdot \sum_{i=1}^{4} l_i \cdot \cos \varphi_{\Sigma i}} = \frac{32 \cdot 0,2775}{\sqrt{3} \cdot 2,769} = 1,85 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$

Притоа е:

$$\cos \varphi_{\Sigma i} = \cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{600}{\sqrt{600^2 + 250^2}} = 0,923;$$
$$\sum_{i=1}^4 l_i \cdot \cos \varphi_{\Sigma i} = 0,923 \cdot 3 = 2,769 \text{ km}.$$

Врз основа на релацијата (7.23) ги добиваме следните потребни пресеци:

$$A_{1} = \frac{I_{\Sigma 1}}{J_{\text{const.}}} = \frac{150}{1,85} = 81 \text{ mm}^{2},$$

$$A_{2} = \frac{I_{\Sigma 2}}{J_{\text{const.}}} = \frac{112,5}{1,85} = 69 \text{ mm}^{2},$$

$$A_{3} = \frac{I_{\Sigma 3}}{J_{\text{const.}}} = \frac{75}{1,85} = 40,5 \text{ mm}^{2},$$

$$A_{4} = \frac{I_{\Sigma 4}}{J_{\text{const.}}} = \frac{37,5}{1,85} = 20 \text{ mm}^{2}.$$

Добиените пресеци ќе треба да ги заокружиме до најблиските стандардни пресеци. Заокружуваме на следниот начин:

$A_1 = 95 \text{ mm}^2$;	$r_1=0,320~\Omega/{ m km}$;	$x_1 = 0,112 \Omega/\mathrm{km}.$
$A_2 = 50 \text{ mm}^2$;	$r_2=0,641~\Omega/{ m km}$;	$x_2 = 0,121 \Omega/\mathrm{km}.$
$A_3 = 35 \text{ mm}^2$;	$r_3=0,866~\Omega/{ m km}$;	$x_3=0,126~\Omega/{\rm km}.$
$A_4 = 25 \text{ mm}^2$;	$r_4=1,282~\Omega/{ m km}$;	$x_4 = 0,131 \ \Omega/\mathrm{km}.$
	$A_1 = 95 \text{ mm}^2;$ $A_2 = 50 \text{ mm}^2;$ $A_3 = 35 \text{ mm}^2;$ $A_4 = 25 \text{ mm}^2;$	$A_1 = 95 \text{ mm}^2; r_1 = 0,320 \ \Omega/\text{km};$ $A_2 = 50 \text{ mm}^2; r_2 = 0,641 \ \Omega/\text{km};$ $A_3 = 35 \text{ mm}^2; r_3 = 0,866 \ \Omega/\text{km};$ $A_4 = 25 \text{ mm}^2; r_4 = 1,282 \ \Omega/\text{km};$

Се разбира дека се можни и други начини на заокружување. Во принцип, кога начинот на заокружување не е јасно видлив (како во овдешниот случај)

правилно би било почетните делници да се заокружуваат нагоре додека последните делници да се заокружуваат надолу.

Следува пресметка на загубата на напон во водот и проверка на условот $\Delta U \leq \Delta U_{\rm дозв}.$

$$\Delta U = \frac{\sum_{i=1}^{4} \left(P_{\Sigma i} r_i + Q_{\Sigma i} x_i \right) \cdot l_i}{U_{\rm n}} = 66 + 92 + 82 + 60 = 300 \, \text{V}; \quad (\Delta U\% = 3\%).$$

Значи усвоените пресеци задоволуваат. Но доколку не беше исполнет условот $\Delta U\% \leq 3\%$, тогаш вториот пресек, којшто беше заокружен надолу, ќе го зголемевме на 70 mm².

в) Димензионирање според критериумот на минимална потрошувачка на материјал

Кога е исполнет условот (7.38)

$$\frac{A_1^2}{P_{\Sigma 1}} = \frac{A_2^2}{P_{\Sigma 2}} = \dots = \frac{A_n^2}{P_{\Sigma n}} = k_P = \text{const.}$$

тогаш мрежата е димензионирана според овој критериум.

Во тој случај за пресекот на k-тата делница A_k ќе важи:

$$A_k = \frac{1000 \cdot \sqrt{P_{\Sigma k}}}{\sigma \cdot U_{\mathbf{n}} \cdot \Delta U_{\mathbf{a}, \mathsf{дозв.}}} \cdot \sum_{i=1}^n l_i \cdot \sqrt{P_{\Sigma i}}; \quad k = 1, 2, \dots, n.$$

Во конкретниот случај имаме:

$$\begin{split} \Delta U_{\text{a},\text{дозв.}} &= \Delta U_{\text{дозв.}} - \Delta U_{\text{r}} = 0, 3 - 0,0225 = 0,2775 \text{ kV},\\ \sum_{i=1}^{4n} l_i \cdot \sqrt{P_{\Sigma i}} = 0,75 \cdot \sqrt{2,4} + 0,75 \cdot \sqrt{1,8} + 0.75 \cdot \sqrt{1,2} + 0,75 \cdot \sqrt{0,6} = \\ &= 4,5 \text{ km} \cdot (\text{MW})^{1/2}. \end{split}$$

$$k_P = \frac{1000}{\sigma \cdot U_{\rm n} \cdot \Delta U_{\rm a, dosb.}} \sum_{i=1}^n l_i \sqrt{P_{\Sigma i}} = \frac{1000}{32 \cdot 10 \cdot 0, 2775} \cdot 4, 5 = 40, 2 \frac{\rm mm^2}{\rm MW^{1/2}}.$$

За пресекот во првата делница ќе добиеме:

$$A_1 = k_P \cdot \sqrt{P_{\Sigma 1}} = 40, 2 \cdot \sqrt{2, 4} = 62, 3 \text{ mm}^2.$$

Слично, за потребните пресеци на останатите делници добиваме:

$$\begin{split} A_2 &= k_P \cdot \sqrt{P_{\Sigma 2}} = 40, 2 \cdot \sqrt{1,8} = 53,9 \text{ mm}^2, \\ A_3 &= k_P \cdot \sqrt{P_{\Sigma 3}} = 40, 2 \cdot \sqrt{1,2} = 44,0 \text{ mm}^2, \\ A_4 &= k_P \cdot \sqrt{P_{\Sigma 4}} = 40, 2 \cdot \sqrt{0,6} = 31,1 \text{ mm}^2. \end{split}$$

Добиените пресеци ќе треба да ги заокружиме до најблиските стандардни пресеци. Заокружуваме на следниот начин:

– Прва делница:	$A_1=70~\mathrm{mm^2}$;	$r_1=0,443\Omega/{ m km}$;	$x_1 = 0,116 \ \Omega/{ m km}.$
– Втора делница:	$A_2 = 50 \text{ mm}^2$;	$r_2=0,641~\Omega/{ m km}$;	$x_2 = 0,121 \ \Omega/\mathrm{km}.$
– Трета делница:	$A_3 = 50 \text{ mm}^2$;	$r_3=0,641~\Omega/{ m km}$;	$x_3 = 0,121 \ \Omega/\mathrm{km}.$
– Четврта делница:	$A_4 = 35 \text{ mm}^2$;	$r_4 = 0,866 \Omega/{\rm km};$	$x_4 = 0,126 \Omega/{\rm km}.$

Пресметката на загубата на напон во водот и проверка на условот:

$$\Delta U \leq \Delta U_{\rm dosb.}$$

дава:

$$\Delta U = \frac{\sum_{i=1}^{4} (P_{\Sigma i} \cdot r_i + Q_{\Sigma i} \cdot x_i) \cdot l_i}{U_n} = 88 + 93 + 62 + 41 = 284 \text{ V},$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100 = 2,84\%,$$

што значи задоволен е условот $\Delta U \leq \Delta U_{\text{дозв.}}$.

7.5 Димензионирање на разгранети дистрибутивни мрежи

Претходните модели за димензионирање на радијалните дистрибутивни мрежи се однесуваа на т.н. "магистрални" мрежи кај кои потрошувачите се приклучени директно на магистралниот вод, нарекуван уште и "фидер". Но во практиката се среќаваме и со разгранети дистрибутивни мрежи кај кои покрај фидерот постојат и т.н. "отцепи", како што е тоа, на пример, случајот со мрежата прикажана на сликата П.7.2.1. Во таквите случаи релациите изложени во точките 7.1, 7.2 и 7.3 не ќе може директно да се применуваат и тогаш се постапува на начин како што е тоа објаснето во примерот П.7.2.

Пример 7.2. На сликата П.7.2.1 е прикажана 10 kV разгранета кабелска мрежа, која треба да биде изведена со кабли од типот IPO 13 A 10 kV со спроводници од алуминиум ($\sigma = 32 \text{ Smm}^2/\text{km}$). Податоците за подолжните параметри r и x како и податоците за трајно дозволените струи I_d на овие кабли, во зависност од нивниот пресек A, се дадени во табелата П.7.2.1. Да се изврши димензионирање на мрежата според критериумот на константен пресек. Да се користат само пресеците што се дадени во табелата П.7.2.1. Дозволената загуба на напон изнесува $\Delta U_{дозв.} = 5\%$.

Должините на поедините секции од мрежата, изрзени во (km) се прикажани на самата слика П.7.2.1. Моќностите на потрошувачите, изразени во (kVA), се како што следува:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_2 = \underline{S}_3 = \underline{S}_4 = \underline{S}_7 = (600 + j250) \text{ kVA},$$

$$\underline{S}_5 = \underline{S}_6 = (360 + j200) \text{ kVA}.$$



Слика П.7.2.1. Разгранета дистрибутивна СН мрежа

Табела П.7.2.1. Податоци за параметрите на предвидените кабелски водови тип IPO 13 А

$A (\mathrm{mm}^2)$	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
$r \left(\Omega / \mathrm{km} \right)$	2,003	1,282	0,866	0,641	0,443	0,320	0,253	0,206	0,169	0,130
$x \left(\Omega/\mathrm{km}\right)$	0,109	0,103	0,098	0,093	0,088	0,085	0,082	0,080	0,078	0,076
$I_d(\mathbf{A})$	69	89	110	130	165	195	225	255	285	325
S_d (kVA)	1195	1542	1905	2252	2858	3377	3897	4417	4936	5629

Решение

Приближната распределба на моќности во мрежата (со занемарување на загубите на моќност во поедините делници), добиена со просто сумирање на моќностите на потрошувачите, ќе биде како на сликата П.7.2.2. Притоа секоја гранка е нумерирана според редниот број на нејзиниот краен јазел.

Пред да се пристапи кон определувањето на пресеците на поедините делници, ќе биде потребно да се се утврди кои делници од мрежата го сочинуваат магистралниот вод, т.е. "магистралата" на мрежата. Потоа се врши избор на пресекот на водовите од магистралата по некаков критериум (во случајов критериумот на константен пресек), па дури потоа се врши димензионирање на останатите делови од мрежата коишто се нарекуваат "отцепи".


Слика П.7.2.2. Распределба на моќности во мрежата

а) Определување на магистралата на мрежата

Магистралата на една мрежа ја претставува низата од гранки што се наоѓа на патеката што ги поврзува напојната точка "А" и точката којашто е "електрички" најоддалечена од напојната точка "А". Таква електрички најоддалечена точка може да биде било која од крајните т.е. "периферните" точки на мрежата (точки кои се поврзани само со една гранка). Според тоа, врз основа на самата слика П.7.2.2 лесно може да се утврди дека периферни точки на мрежата се точките 4, 6 и 7. Ако со ω_k го означиме множеството на гранки на патеката помеѓу напојната точка "А" и крајната точка k, тогаш трите можни магистрали на мрежата се дефинирани со следните низи од гранки:

$$\omega_4 = \{1, 2, 4\}; \quad \omega_6 = \{1, 2, 3, 5, 6\}; \quad \omega_7 = \{1, 2, 3, 7\}$$

Нека претпоставиме дека сите делници имаат ист пресек и исти надолжни параметри $\underline{z} = r + jx$. Тогаш загубата на напон од напојната точка "А" до произволна точка k ќе се се добие со помош на следната релација:

$$\Delta U_{\mathrm{A}-k} \approx \operatorname{Re}\left\{\sum_{i\in\omega_{k}}\frac{\underline{Z}_{i}\cdot\underline{S}_{\Sigma i}^{*}}{\underline{U}_{i}^{*}}\right\} \approx \operatorname{Re}\left\{\underline{z}\cdot\sum_{i\in\omega_{k}}\frac{l_{i}\cdot\underline{S}_{\Sigma i}^{*}}{\underline{U}_{i}^{*}}\right\} \approx \operatorname{Re}\left\{\frac{\underline{z}}{U_{\mathrm{n}}^{2}}\cdot\sum_{i\in\omega_{k}}l_{i}\cdot\underline{S}_{\Sigma i}^{*}\right\}.$$

Во последната релација со ω_k е означено множеството гранки што ѝ припаѓаат на патеката помеѓу напојната точка "А" и посматраната точка k додека со \underline{S}_{Σ_i} е означена привидната моќност во *i*-тата гранка од мрежата.

Од тука е јасно дека најмал ќе биде напонот во онаа точка од мрежата k за којашто реалниот дел од сумата од производите на моќностите по должините на делниците ќе биде најголема. Таа точка е "електрички" најоддалечена од напојната точка "А". Но кога потрошувачите имаат ист (или приближно ист) фактор на моќност соз φ , како што е случај во разгледуваната задача, тогаш наместо со производите $l_i \cdot \underline{S}^*_{\Sigma i}$ може да се оперира и со производите $l_i \cdot P_{\Sigma i}$.

На тој начин за трите можни магистрали на мрежата ќе имаме:

$$\begin{split} \Sigma_{\omega 4} &= P_{\Sigma 1} \cdot l_1 + P_{\Sigma 2} \cdot l_2 + P_{\Sigma 4} \cdot l_4 = 12870 \text{ kW} \cdot \text{km}; \\ \Sigma_{\omega 6} &= P_{\Sigma 1} \cdot l_1 + P_{\Sigma 2} \cdot l_2 + P_{\Sigma 3} \cdot l_3 + P_{\Sigma 5} \cdot l_5 + P_{\Sigma 6} \cdot l_6 = 19650 \text{ kW} \cdot \text{km}; \\ \Sigma_{\omega 7} &= P_{\Sigma 1} \cdot l_1 + P_{\Sigma 2} \cdot l_2 + P_{\Sigma 3} \cdot l_3 + P_{\Sigma 7} \cdot l_7 = 20040 \text{ kW} \cdot \text{km}. \end{split}$$

Значи магистралата е дефинирана со множеството гранки $\omega_7 = \{1, 2, 3, 7\}.$

б) Димензионирање на магистралата на мрежата

Како што се бара во задачата, магистралата на мрежата треба да се димензионира според критериумот на константен пресек. За таа цел најнапред ќе ги пресметаме величините $\Delta U_{\text{дозв.}}$, ΔU_r и $\Delta U_{\text{а.дозв.}}$. Врз основа на податоците од табелата П.7.2.1 заклучуваме дека просечната вредност на реактанцијата по единица должина на каблите изнесува $x = 0,09 \Omega/\text{km}$.

Врз основа на изразот (7.11) добиваме:

$$\begin{split} \Delta U_{\rm r} &= \sum_{i \in \omega_7} \frac{Q_{\Sigma i} \cdot X_i}{U_{\rm n}} \approx \frac{x}{U_{\rm n}} \cdot \sum_{i \in \omega_7} Q_{\Sigma i} \cdot l_i = \\ &= \frac{0,09}{10} \cdot (1650 \cdot 2 + 1400 \cdot 1, 5 + 900 \cdot 3, 5 + 250 \cdot 2, 0) = \\ &= \frac{0,09}{10} \cdot 9050 = 81, 5 \text{ V.} \\ \Delta U_{\rm AO3B.} &= \frac{\Delta U_{\rm AO3B.} \%}{100} \cdot U_{\rm n} = \frac{5}{100} \cdot 10 = 0, 5 \text{ kV} = 500 \text{ V.} \\ \Delta U_{\rm a,AO3B.} &= \Delta U_{\rm AO3B.} - \Delta U_{\rm r} = 500 - 81, 5 = 418, 5 \text{ V} = 0, 4185 \text{ kV.} \end{split}$$

Врз основа на изразот (7.13) ќе го определиме потребниот пресек *А* на магистралата:

$$A \geq \frac{1000 \cdot \sum_{i \in \omega_7} P_{\Sigma i} \cdot l_i}{\sigma \cdot U_{\mathbf{n}} \cdot \Delta U_{\mathbf{a}, \text{дозв.}}} = \frac{1000 \cdot 20040}{32 \cdot 10 \cdot 418, 5} = 149, 6 \text{ mm}^2.$$

Најблиску до добиената вредност е стандардниот пресек $A = 150 \text{ mm}^2$ за кого од табелата П.7.2.1 отчитуваме: $r = 0,206 \Omega/\text{km}$ и $x = 0,08 \Omega/\text{km}$. Проверката на загубата на напон до крајната точка 7 ќе даде:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \Delta U_{\text{A}-7} = \frac{r}{U_{\text{n}}} \cdot \sum_{i \in \omega_7} P_{\Sigma i} \cdot l_i + \frac{x}{U_{\text{n}}} \cdot \sum_{i \in \omega_7} Q_{\Sigma i} \cdot l_i = \\ &= \frac{0,206}{10} \cdot 20040 + \frac{0,08}{10} \cdot 9050 = 485 \text{ V} < 500 \text{ V}. \end{aligned}$$

в) Димензионирање на отцепите на мрежата

Пред да преминеме кон димензионирањето на отцепите од мрежата ќе биде потребно да ги пресметаме загубите на напон ΔU_{A-2} и ΔU_{A-3} до точките 2 и 3 коишто претставуваат почетни (напојни) точки за отцепите (2-4) и (3-5-6) а потоа да ги пресметаме остатоците од дозволената загуба на напон $\Delta U_{1.oct}$ и $\Delta U_{2.oct}$ за првиот и вториот отцеп.

$$\begin{split} \Delta U_{\mathrm{A}-1} &= \Delta U_{1} = \frac{P_{\Sigma 1} \cdot r + Q_{\Sigma 1} \cdot x}{U_{\mathrm{n}}} \cdot l_{1} = \frac{3720 \cdot 0,206 + 1650 \cdot 0,08}{10} \cdot 2 = 180 \, \mathrm{V}, \\ \Delta U_{1-2} &= \Delta U_{2} = \frac{P_{\Sigma 2} \cdot r + Q_{\Sigma 2} \cdot x}{U_{\mathrm{n}}} \cdot l_{2} = \frac{3120 \cdot 0,206 + 1400 \cdot 0,08}{10} \cdot 1,5 = 113 \, \mathrm{V}, \\ \Delta U_{2-3} &= \Delta U_{3} = \frac{P_{\Sigma 3} \cdot r + Q_{\Sigma 3} \cdot x}{U_{\mathrm{n}}} \cdot l_{3} = \frac{1920 \cdot 0,206 + 900 \cdot 0,08}{10} \cdot 3,5 = 164 \, \mathrm{V}, \\ \Delta U_{\mathrm{A}-2} &= \Delta U_{\mathrm{A}-1} + \Delta U_{1-2} = 180 + 113 = 293 \, \mathrm{V}, \\ \Delta U_{\mathrm{A}-3} &= \Delta U_{\mathrm{A}-1} + \Delta U_{1-2} + \Delta U_{2-3} = 180 + 113 + 164 = 457 \, \mathrm{V}. \end{split}$$

Според тоа дозволената загуба на напон за првиот отцеп ќе биде:

$$\Delta U_{1.\text{oct}} = \Delta U_{\text{do3b.}} - \Delta U_{\text{A}-2} = 500 - 293 = 207 \text{ V},$$

$$\Delta U_{2.\text{oct}} = \Delta U_{\text{do3b.}} - \Delta U_{\text{A}-3} = 500 - 457 = 43 \text{ V}.$$

Потребниот пресек за првиот отцеп ќе го добиеме со помош на релацијата (7.13). Притоа имаме:

$$\begin{split} \Delta U_{\rm r.1} &= \frac{l_4}{U_{\rm n}} \cdot Q_{\Sigma 4} \cdot x = \frac{1,25}{10} \cdot 250 \cdot 0, 09 = 2,8 \, \mathrm{V}, \\ \Delta U_{\rm 1a,gobb} &= \Delta U_{\rm 1.ocr} - \Delta U_{\rm 1.r} = 207 - 2,8 = 204,2 \, \mathrm{V}, \\ A_4 &\geq \frac{1000 \cdot P_{\Sigma 4} \cdot l_4}{\sigma \cdot U_{\rm n} \cdot \Delta U_{\rm 1a,gobb}} = \frac{1000 \cdot 600 \cdot 1,25}{32 \cdot 10 \cdot 204,2} = 11,5 \, \mathrm{mm}^2. \end{split}$$

Го усвојуваме првиот стандарден поголем пресек: $A_4 = 16 \text{ mm}^2$ (иако кај 10 kV мрежи не се усвојуваат толку мали пресеци). За овој пресек од табелата П.7.2.1 отчитуваме: $\underline{z}_4 = (2,003 + j0,109) \Omega/\text{km}$.

Проверката на загубата на напон во водот 4 покажува дека е:

$$\Delta U_4 = \Delta U_{2-4} = \frac{P_{\Sigma 4} \cdot r_4 + Q_{\Sigma 4} \cdot x_4}{U_n} \cdot l_4 = \frac{600 \cdot 2,003 + 250 \cdot 0,109}{10} \cdot 1,25 = 192 \text{ V} < 204,2 \text{ V}.$$

Слично се постапува и за вториот отцеп (3-5-6). Лесно се добива дека минималниот пресек на делниците 3-5 и 5-6 за којшто загубата на напон во

отцепот не е поголема од дозволените $\Delta U_{2a,\text{дозв.}} = \Delta U_{2.\text{ост.}} - \Delta U_{2.\text{r}} = 43 - 3, 6 = 39, 4 \text{ V}$ изнесува:

$$A_5 = A_6 = 70 \text{ mm}^2; \quad \underline{z}_5 = (0, 443 + j0, 088) \Omega/\text{km}.$$

За овој пресек се добиваат следните загуби на напон во поедините делници од овој отцеп:

$$\begin{aligned} \Delta U_{3-5} &= \Delta U_5 = 26, 6 \text{ V}; \\ \Delta U_{5-6} &= \Delta U_6 = 13, 3 \text{ V}; \\ \Delta U_{3-6} &= \Delta U_{3-5} + \Delta U_{5-6} = 26, 6 + 13, 3 = 39, 9 \text{ V}. \end{aligned}$$

Ако усвоиме дека напонот во напојната точка изнесува $U_A = 10, 3$ kV тогаш точните пресметки на напонските прилики во мрежата димензионирана на прикажаниот начин ги даваат следните вредности на напоните во јазлите и струите низ гранките од мрежата (слика П.7.2.3). Од овие резултати се гледа дека усвоените пресеци задоволуваат како во поглед на загубата на напон (исполнет е напонскиот критериум бидејќи загубата на напон во мрежата е точно 5%), така и во поглед на дозволените струјни оптоварувања на каблите (исполнет е и термички критериум бидејќи струите/моќностите низ гранките од мрежата се помали од дозволените според табелата П.7.2.1).



Слика П.7.2.3. Распределба на моќности во мрежата

7.6 Област на примена на разните критериуми за димензионирање

Како што видовме од примерот П.7.1, трите критериуми за димензионирање на радијалните дистрибутивни мрежи, прикажани во почетниот дел од оваа глава, дадоа три сосема различни решенија иако секое од нив го исполнуваше зададениот технички критериум ($\Delta U \leq \Delta U_{\text{дозв.}}$).

Сега се поставува прашањето кој од овие три критериуми во конкретната ситуација треба да се применува.

Мрежите димензионирани според критериумот на константен пресек (прв критериум), барем теориски гледано, се најнецелисходни (најнерационални). Меѓутоа, ваквите мрежи се градат многу често, особено во оние случаи кога потрошувачите што треба да бидат напојувани се густо концентрирани на релативно мал простор и се наоѓаат на мали меѓусебни растојанија (што е типично, на пример, за градските дистрибутивни мрежи). Во тој случај е економски неоправдано, а технички скоро и неизводливо, пресекот на спроводниците (каблите) да се менува на секои неколку десетини метри, бидејќи тоа би ја зголемило цената на чинење на мрежата, би ја усложнило монтажата и изведбените работи, а подоцна и експлоатацијата на таквата мрежа. Затоа, во ваквите случаи, проблемите сврзани со изведбата, монтажата и одржувањето на мрежата условуваат градење на мрежи со константен пресек.

Потрошувачите коишто имаат исполнет дневен дијаграм (висок фактор на пополнување m) и преземаат во текот на денот и годината големо количество електрична енергија (какви што се, на пример, индустриските потрошувачи што работат во две или три смени) имаат големо употребно време, т.е. големо време на максимална моќност, T_м. Загубите на електрична енергија во тие мрежи ќе бидат големи и затоа тековните трошоци придружени кон овие загуби можат да бидат доминантен член во вкупните трошоци на работењето. Во тој случај намалувањето на загубите на електричната енергија во преносот значително би ги намалило и вкупните трошоци за мрежата, сврзани со нејзината изградба и експлоатација. Затоа таквите мрежи ќе ги димензионираме според критериумот на константна густина на струјата кој обично има тенденција кон зголемување на пресеците на поедините делници од мрежата. Тоа од една страна доведува до зголемување на инвестициските вложувања во мрежата, но од друга страна, пак, тоа доведува до намалување на загубите на електрична енергија во мрежата, така што вкупните трошоци на мрежата (трошоци за инвестиции + тековни трошоци на работењето) ќе бидат најмали.

Кога се работи за потрошувачи со мало време на максимална моќност $T_{\rm M}$ и со мала просторна густина (ретки и раштркани потрошувачи, што е карактеристично за селските и приградските среднонапонски дистрибутивни мрежи), тогаш најголем дел од трошоците, сврзани за експлоатацијата и погонот на мрежата отпаѓа на трошоците за одржување на мрежата. Ваквите мрежи се, исто така, поради нивната просторна димензија, (долги водови и раштркани потрошувачи) релативно скапи. Затоа во тие случаи, посматрано од економски аспект, најцелисходно е димензионирањето на мрежата да се прави по третиот критериум што одговара на минимум на инвестициските вложувања за градба на мрежата.

Во сите други случаи, пак, кога сме во недоумица кој од постојните критериуми за димензионирање да го примениме, ќе го избереме оној критериум којшто ветува најмали вкупни трошоци на мрежата. Овде, значи, од сите можни варијанти, кои ги задоволуваат поставените технички критериуми, ја избираме најповолната варијанта по пат на економски споредувања на вкупните трошоци на мрежата за секоја од нив.

8 Загуби на моќност и енергија во електричните мрежи

Во современите ЕЕС загубите на електрична енергија достигаат 10÷15% од вкупната произведена електрична енергија. Големината на овие загуби битно влијае врз вкупните годишни експлоатациони трошоци, а со тоа и врз цената на испорачаната електрична енергија.

8.1 Загуби на активна моќност во елементите на мрежата

Загубите на активна моќност ΔP во елемент од електроенергетската мрежа зависат од неговиот активен отпор R и од струјата I, односно од пренесуваната активна P и реактивна моќност Q. За трифазните водови загубата ΔP_V ќе биде:

$$\Delta P_{\rm V} = 3 \cdot R \cdot I^2 = R \cdot \frac{P^2 + Q^2}{U^2} = R \cdot \frac{S^2}{U^2}$$
(8.1)

Според (5.43), кај трансформаторите загубите на активната моќност $\Delta P_{\rm T}$ ќе се состојат од два дела: загуби во железото ($\Delta P_{\rm Fe}$), кои не зависат од оптоварувањето но зависат од напонот, и загуби во бакарот ($\Delta P_{\rm Cu}$), кои зависат од оптоварувањето на трансформаторот, односно:

$$\Delta P_{\rm T} = \Delta P_{\rm Fe} + \Delta P_{\rm Cun} \cdot \left(\frac{S}{S_{\rm n}}\right)^2 = \Delta P_{\rm Fe} + \alpha^2 \cdot \Delta P_{\rm Cun}.$$
(8.2)

Во равенката (8.2) фигурира т.н. коефициент на оптоварување на трансформаторот $\alpha = S/S_n$, кој, како што знаеме, претставува однос помеѓу моќноста на оптоварување S и номиналната моќност на трансформаторот S_n . Со ΔP_{Cun} во равенката (8.2) се означени загубите во бакар при номиналното оптоварување.

8.2 Загуби на активна енергија во елементите на мрежата

Доколку моќностите на оптоварување P и Q, односно привидната моќност S, се во посматраниот временски период константни, тогаш изгубената активна енергија ΔW во соодветниот елемент од мрежата за посматраниот временски период ќе се добие како производ:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T \tag{8.3}$$

Меѓутоа, ако моќностите на оптоварување P, Q и <u>S</u> се временски променливи, тогаш изгубената активна енергија ΔW во посматраниот период ќе биде:

$$\Delta W = \int_{0}^{T} \Delta P(t) \cdot dt$$
(8.4)

Според тоа, загубите на активна енергија кај водовите ќе бидат:

$$\Delta W_{\mathbf{V}} = \int_{0}^{T} \Delta P_{\mathbf{V}}(t) \cdot dt = \int_{0}^{T} 3 \cdot R \cdot I^{2}(t) \cdot dt = R \cdot \int_{0}^{T} \frac{S^{2}(t)}{U^{2}(t)} \cdot dt$$
(8.5)

додека кај трансформаторите, ќе имаме:

$$\Delta W_{\rm T} = \int_{0}^{T} \left[\Delta P_{\rm Fe} + \Delta P_{\rm Cun} \cdot \frac{S^2(t)}{S_{\rm n}^2} \right] \cdot dt = \Delta P_{\rm Fe} \cdot T + \Delta P_{\rm Cun} \cdot \int_{0}^{T} \frac{S^2(t)}{S_{\rm n}^2} \cdot dt \quad (8.6)$$

Временски променливите оптоварувања P(t) и Q(t) или пак S(t) честопати се прикажуваат со помош на график, кој може да се апроксимира со скалеста крива со n временски интервали (слика 8.1). Во тој случај загубите на активна енергија ΔW ќе изнесуваат:

$$\Delta W_{\mathbf{V}} = R \cdot \sum_{i=1}^{n} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} \cdot \Delta t_i = R \cdot \sum_{i=1}^{n} \frac{S_i^2}{U_i^2} \cdot \Delta t_i,$$
(8.7)

$$\Delta W_{\rm T} = \Delta P_{\rm Fe} \cdot T + \Delta P_{\rm Cun} \cdot \sum_{i=1}^{n} \frac{S_i^2}{S_{\rm n}^2} \cdot \Delta t_i.$$
(8.8)

Бидејќи вредностите на напонот U_i во поедините временски интервали Δt_i не можеме однапред да ги предвидиме, најчесто се усвојува:

$$U_i \approx U_{\rm n}; \quad i = 1, 2, \dots, n.$$
 (8.9)



Слика 8.1. Дневен дијаграм на активното оптоварување и негова апроксимација

Шрафираната површина на сликите 8.2 а и 8.2 б е пропорционална на вкупната активна енергија W што му се испорачува на потрошувачот во периодот T.

Т

$$W = \int_{0}^{0} P(t) \cdot dt$$
(8.10)



б) Подреден дневен дијаграм на активното оптоварување

Слика 8.2. Кон појаснувањето на поимот "време на максимална моќност"

Преземената активна енергија можеме да ја изразиме и преку т.н. "употребно време" или "време на максимална моќност" $T_{\rm M}$ кое е дефинирано со изразите (3.3) и (8.11). Според тоа, $T_{\rm M}$ претставува време за кое истото количество електрична енергија W ќе му се предаде на потрошувачот ако тој работи со константна моќност, еднаква на неговата максимална моќност $P_{\rm M}$.

Понатаму, од самата дефиниција за времето $T_{\rm M}$ следува:

$$T_{\rm M} = \frac{W}{P_{\rm M}} = \int_{0}^{T} \frac{P(t)}{P_{\rm M}} \cdot dt \tag{8.11}$$

или приближно:

$$T_{\rm M} \approx \sum_{i=1}^{n} \frac{P_i}{P_{\rm M}} \cdot \Delta t_i \tag{8.12}$$

Со оглед на релацијата (8.9) загубите на активна енергија во вод, согласно (8.5), ќе бидат:

$$\Delta W_{\mathbf{V}} = R \cdot \int_{0}^{T} \frac{S^{2}(t)}{U^{2}(t)} \cdot dt \approx \frac{R}{U_{\mathbf{n}}^{2}} \cdot S_{\mathbf{M}}^{2} \cdot \int_{0}^{T} \frac{S^{2}(t)}{S_{\mathbf{M}}^{2}} \cdot dt$$
(8.13)

Загубите на активна моќност $\Delta P_{\rm M}$ во режимот на максимално оптоварување, кога пренесуваната привидна моќност ја има својата максимална вредност $S_{\rm M}$, изнесуваат:

$$\Delta P_{\rm M} = 3 \cdot R \cdot I_{\rm M}^2 = R \cdot \frac{S_{\rm M}^2}{U_{\rm M}^2} \approx R \cdot \frac{S_{\rm M}^2}{U_{\rm n}^2}$$
(8.14)

Затоа за изразот (8.13) можеме да пишуваме:

$$\Delta W_V = \Delta P_M \cdot \tau \tag{8.15}$$

каде што е:

$$\tau = \int_{0}^{T} \frac{S^{2}(t)}{S_{\mathrm{M}}^{2}} \cdot dt \approx \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{S_{i}}{S_{\mathrm{M}}}\right)^{2} \cdot \Delta t_{i}$$
(8.16)

Големината τ се нарекува *време на максимални загуби* или, скратено, *време на загуби*. Таа претставува време за кое загубите на активната енергија што ќе се остварат при пренесувањето на максималната привидна моќност $S_{\rm M}$ ќе бидат еднакви на загубите што се остваруваат при пренесувањето на променливата моќност на оптоварувањето во текот на посматраниот период T. Времињата $T_{\rm M}$ и τ се однесуваат на еден ист дијаграм на оптоварување, па затоа помеѓу нив постои некаква врска. Таа врска приближно може да се опише со следната емпириска релација:

$$\tau = \left(0, 124 + \frac{T_{\rm M}}{10.000}\right)^2 \cdot 8760, \tag{8.17}$$

и се однесува на годишните дијаграми на оптоварување на потрошувачите (*T* = 1 год. = 8760 h).

Во стручната литература се среќаваат и други емпириски изрази за проценка на времето на загуби τ врз основа на познатото употребно време $T_{\rm M}$ односно познатиот фактор на товарот m, дефиниран со следната релација:

$$m = \frac{T_{\rm M}}{T} = \frac{P_{\rm cp.}}{P_{\rm M}} \tag{8.18}$$

каде што *P*_{ср.} е средна моќност на потрошувачот.

Кај нас често се користат и следните изрази за пресметка на времето на загуби $\tau:$

$$\tau = (0, 17 \cdot m + 0, 83 \cdot m^2) \cdot T$$

$$\tau = (0, 3 \cdot m + 0, 7 \cdot m^2) \cdot T$$

$$\tau = (0, 124 + 0, 8760 \cdot m)^2 \cdot T$$
(8.19)

Времето на максимална моќност $T_{\rm M}$ се определува од дневниот дијаграм на оптоварување на потрошувачот. Различни типови потрошувачи имаат различни дијаграми на оптоварување, па според тоа и различни времиња $T_{\rm M}$ и τ . За непостоечките потрошувачи (потрошувачи што ќе се појават во мрежата во иднина), како и за потрошувачите за кои не е познат дијаграмот на оптоварување, времето $T_{\rm M}$ се зема (отчитува) од разни прирачници. За таа цел може да се користи и табелата 8.1.

Според тоа, загубите на активната енергија ΔW_V во електроенергетските водови за периодот T ќе бидат дадени со изразот (8.15), додека кај трансформаторите, кај кои имаме уште и загуби кои не зависат од оптоварувањето, загубите на активната енергија ги пресметуваме со релациите:

$$\Delta W_{\rm T} = \int_{0}^{T} \Delta P(t) \cdot dt = \int_{0}^{T} \left[\Delta P_{\rm Fe} + \Delta P_{\rm Cun} \cdot \frac{S^2(t)}{S_{\rm n}^2} \right] \cdot dt,$$

или

$$\Delta W_{\rm T} = \Delta P_{\rm Fe} \cdot T + \Delta P_{\rm Cun} \cdot \int_{0}^{T} \frac{S^2(t)}{S_{\rm n}^2} \cdot dt = \Delta P_{\rm Fe} \cdot T + \Delta P_{\rm Cun} \cdot \frac{S_{\rm M}^2}{S_{\rm n}^2} \cdot \int_{0}^{T} \frac{S^2(t)}{S_{\rm M}^2} \cdot dt \quad (8.20)$$

Со оглед на (8.16), од (8.20) се добива:

$$\Delta W_{\rm T} = \Delta P_{\rm Fe} \cdot T + \Delta P_{\rm Cun} \cdot \frac{S_{\rm M}^2}{S_{\rm n}^2} \cdot \tau.$$
(8.21)

Вкупните загуби на моќност во една мрежа, во даден режим на работа, претставуваат збир од загубите на моќност во сите нејзини елементи.

Вкупните загуби на активна и реактивна енергија во една мрежа, во даден период, претставуваат збир од загубите на активна и реактивна енергија во сите нејзини елементи, остварени во истиот тој период.

Табела 8.1. Зависност на времето на максимална моќност од типот на потрошувачот

Група на потрошувачи	T_M (час/год)
Дистрибутивни мрежи за низок напон	$1200 \div 2800$
Дистрибутивни мрежи за среден напон (до 35 kV)	$2000 \div 3500$
Високонапонски преносни мрежи (до 110 kV)	$3000 \div 4500$
Високонапонски преносни мрежи (над 110 kV)	$4000 \div 4500$
Комуналнобитов товар и широка потрошувачка	$2000 \div 3000$
Индустрија	
Работа во една смена	$1500 \div 2000$
Работа во две смени	$3000 \div 4500$
Работа во три смени	$5000 \div 7000$
Непрекинато производство	8000
Металургиска индустрија	6500
Хемиска индустрија	5800
Рударска индустрија	5000
Машинска индустрија	4400
Индустрија на хартија	5500
Прехранбена индустрија	5000
Графичка индустрија	3000
Текстилна индустрија	4500
Дрвнопреработувачка индустрија	2500
Индустрија за производство на ел. апарати	5000

8.3 Метод на еквивалентна импеданција

Кога во една мрежа или, пак, во дел од некоја мрежа што напојува вкупен конзум $\Sigma \underline{S}_P$, не е неопходно да ја познаваме деталната состојба со која се опишани напонските и струјните прилики туку ни е доволно да ги знаеме (односно процениме) само загубите на моќност или енергија во неа, тогаш заради зголемување на брзината на пресметување и намалување на обемот на работата е згодно тој дел од мрежата да се замени со некаков негов еквивалент којшто ќе има едноставна и компактна форма. Се разбира дека во тој случај, за да биде еквивалентирањето успешно, е неопходно загубите на моќност $\Delta \underline{S}_{ek}$ во еквивалентната мрежа да бидат еднакви на вистинските загуби $\Delta \underline{S}$ во реалната мрежа, т.е.:

$$\Delta \underline{S} = \Delta \underline{S}_{ek} = (\Delta P_{ek} + j\Delta Q_{ek}). \tag{8.22}$$

Со помош на "методот на еквивалентна импеданција" е можно цела една мрежа, или пак дел од една постојна мрежа, заедно со нејзините потрошувачи, да се еквивалентира (замени) со друга, многу поедноставна мрежа.

Може да се покаже дека една дистрибутивна мрежа, составена само од водови, може да се еквивалентира само со една единствена импеданција, како што е тоа прикажано на сликата 8.3 а. Кога мрежата содржи и трансформатори тогаш покрај импеданцијата \underline{Z}_{ek} еквивалентот на мрежата ќе содржи и еден дополнителен фиктивен потрошувач со којшто се опфаќаат и загубите на моќност во трансформаторите што не зависат од оптоварувањето (загуби во железо), како на сликата 8.3 б.



а) Модел на мрежата составена само од водови



б) Модел кога мрежата содржи и трансформатори

Слика 8.3. Еквивалентни модели на дистрибутивната мрежа

Методот на еквивалентирање на мрежата често се користи за пресметување на загубите на моќност и енергија во разгранетите СН дистрибутивни мрежи кај кои е можно делови од дистрибутивната мрежа (нпр. цели изводи) да се прикажат компактирано без тоа да се одрази врз точноста на пресметките во останатиот дел од мрежата.

Ќе посматраме една дистрибутивна мрежа составена од $n_{\rm GR}$ елементи (гранки). Со $\underline{Z}(i) = R(i) + jX(i); \quad i = 1, 2, \ldots, n_{\rm GR}$ ќе ги означиме импеданциите на редните гранки од одделните елементи во дистрибуивната мрежа. Доколку во мрежата постојат и трансформатори, тогаш со $S_{nT}(k)$, $\Delta P_{\rm Cun}(k)$, $\Delta P_{\rm Fe}(k)$ и $\Delta Q_{\rm Fe}(k)$ ќе ги означиме номиналните параметри на k-тиот трансформатор.

Понатаму со $\underline{I}_{\Sigma}(i); i = 1, 2, ..., n_{GR}$ ќе ја означиме струјата во *i*-тата редна гранка од мрежата. Ако со I_A ја означиме струјата во напојната точка A, тогаш во случајот кога мрежата се состои од само еден извод, ќе биде:

$$\underline{I}_{\mathsf{A}} = \underline{I}_{\Sigma}(1)$$

каде што со $I_{\Sigma}(1)$ е означена струјата во главната (напојна) делница.

Ако во *i*-тиот елемент од мрежата со импеданција Z(i) = R(i) + jX(i) тече струја $I_{\Sigma}(i)$, тогаш загубите на моќност $\Delta S(i)$ во тој елемент ќе бидат:

$$\Delta \underline{S}(i) = 3 \cdot \underline{Z}(i) \cdot I_{\Sigma}(i)^2 = 3 \cdot \underline{Z}(i) \cdot k_i^2 \cdot I_{\mathsf{A}}^2.$$
(8.23)

Во последната релација со \underline{k}_i е означен односот на струјата во i-тата делница и струјата во главната (напојна) делница, т.е.

$$\underline{k}_i = \frac{\underline{I}_{\Sigma}(i)}{\underline{I}_{\mathsf{A}}}.$$
(8.24)

Бидејќи напоните во мрежата малку се разликуваат од номиналиот напон и се блиски меѓу себе по големина, односот на струите (8.24) може, приближно, да се напише и на следниот начин:

$$\underline{k}_{i} = \frac{\underline{I}_{\Sigma}(i)}{\underline{I}_{A}} = \frac{\underline{I}_{\Sigma}(i)}{\underline{I}_{A}} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot U_{n}}{\sqrt{3} \cdot U_{n}} \approx \frac{\underline{S}_{\Sigma}^{*}(i)}{\underline{S}_{A}^{*}}; \quad \Rightarrow \quad k_{i}^{2} \approx \frac{S_{\Sigma}^{2}(i)}{S_{A}^{2}}.$$
(8.25)

Во релацијата (8.25) со \underline{S}_A е означена сумарната моќност на мрежата т.е. моќноста во напојната делница додека со $\underline{S}_{\Sigma}(i)$ е означена моќноста што тече низ *i*-тата делница од мрежата. Кога е мрежата со радијална структура, без контури, тогаш моќноста $\underline{S}_{\Sigma}(i)$ е приближно еднаква на сумата на моќностите на сите потрошувачи што се напојуваат преку посматраната, *i*та, делница. Од тука произлегува дека коефициентот $\underline{k}_i = \underline{S}_{\Sigma}(i)/S_A$ може да се нарече и "коефициент на учество" на потрошувачите кои се напојуваат преку посматраната, *i*-та, делница во вкупната моќност на конзумот во мрежата \underline{S}_A .

Вкупните загуби во мрежата $\Delta \underline{S}$ можеме ги поделиме на загуби коишто зависат од товарот (варијабилни загуби) $\Delta \underline{S}_{var}$ и на загуби коишто не зависат од товарот (константни загуби) $\Delta \underline{S}_{const.}$ Варијабилите загуби се остваруваат

во водовите $\Delta \underline{S}_{V}$ и во редните гранки од енергетските трансформатори (т.н. загуби во бакар $\Delta \underline{S}_{Cu}$). Загубите во мрежата коишто не зависат од оптоварувањето се всушност сумарните загуби во железото на енергетските трансформатори, т.е. $\Delta \underline{S}_{const.} = \Sigma \Delta \underline{S}_{Fe}$. На тој начин за загубите во мрежата $\Delta \underline{S}$ можеме да пишуваме:

$$\Delta \underline{S} = \Delta \underline{S}_{\text{var}} + \underline{S}_{\text{const.}} = \underline{S}_{\text{var}} + \Sigma \Delta \underline{S}_{\text{Fe}}.$$
(8.26)

Варијабилните загуби $\Delta S_{\rm var}$ ќе се добијат со сумирање на загубите на моќност во сите редни гранки од мрежата, т.е.

$$\begin{split} \Delta \underline{S}_{\mathrm{var}} &= \sum_{i=1}^{n_{\mathrm{GR}}} \Delta \underline{S}(i) = \sum_{i=1}^{n_{\mathrm{GR}}} 3 \cdot \underline{Z}(i) \cdot I_{\Sigma}^{2}(i) = \\ &= 3 \cdot I_{\mathrm{A}}^{2} \cdot \sum_{i=1}^{n_{\mathrm{GR}}} \underline{Z}(i) \cdot \frac{I_{\Sigma}^{2}(i)}{I_{\mathrm{A}}^{2}} = 3 \cdot I_{\mathrm{A}}^{2} \cdot \sum_{i=1}^{n_{\mathrm{GR}}} k_{i}^{2} \cdot \underline{Z}(i). \end{split}$$

Ако ја воведеме ознаката:

$$\underline{Z}_{ek} = \sum_{i=1}^{n_{\text{GR}}} k_i^2 \cdot \underline{Z}(i)$$
(8.27)

тогаш за варијабилните загуби можеме да пишуваме:

$$\Delta \underline{S}_{\text{var}} = 3 \cdot \underline{Z}_{ek} \cdot I_{\text{A}}^2. \tag{8.28}$$

Знаејќи ја еквивалентната импеданција на мрежата \underline{Z}_{ek} , вкупните загуби во мрежата можеме да ги пресметаме на едноставен начин:

$$\Delta \underline{S} = \Delta \underline{S}_{\text{var}} + \underline{S}_{\text{const.}} = 3 \cdot \underline{Z}_{ek} \cdot I_{\text{A}}^2 + \Sigma \Delta \underline{S}_{\text{Fe}}.$$

Значи еквивалентната импеданција на мрежата \underline{Z}_{ek} се добива на едноставен начин со помош на релацијата (8.27). Притоа најголема тешкотија во нејзиното определување е пресметувањето на коефициентите на учество k_i . Но кај радијалните мрежи, какви што се најчесто СН и НН дистрибутивни мрежи, овие коефициенти се определуваат сосема едноставно бидејќи за нив е лесно да се определат оптоварувањата на поедините делници со просто сумирање на моќностите што се напојуваат преку секоја од нив.

Од изразот (8.27) се заклучува дека еквивалентната импеданција на мрежата \underline{Z}_{ek} не зависи само од параметрите на мрежата туку зависи и од просторната и временска распределба на товарот во неа. Бидејќи, во општ случај, распределбата на товарот во една мрежа не е константна туку, зависно од режимот на работа, во разни моменти на посматрање на мрежата таа е различна, произлегува дека и еквивалентната импеданција на мрежата \underline{Z}_{ek}

е во различни моменти на посматрање различна. Само во некои специјални случаи (кои за среќа се доста чести во практиката) таа распределба е константна или приближно константна.

Нас најчесто нè интересираат загубите на моќност во мрежата за режимот на максимално оптоварување бидејќи преку пресметаните загуби во тој режим се проценуваат и загубите на енергија во мрежата. Затоа режимот на максималното оптоварување обично се усвојува како карактеристичен режим за којшто се вршат пресметки на коефициентите на учество k_i и на вредноста на екивалентната импеданција на мрежата \underline{Z}_{ek} .

Кога станува збор за CH дистрибутивни мрежи и кога не постојат податоци за конзумот врз основа на кои би била извршена деталната пресметка на состојбата во една CH мрежа за даден режим на работа, се прибегнува кон поедноставување на пресметковната процедура и се воведуваат некои претпоставки. Една таква, многу често воведувана, и сосема логична, претпоставка е усвојување на константни коефициенти на учество преку целиот ден. Имено ако се усвои претпоставката дека учеството на моќноста на секој потрошувач од мрежата во сумарната моќност S_A е пропорционално на инсталираната моќност на трансформаторот CH/HH преку којшто тој се напојува и е цело време константно, тогаш ќе добиеме:

$$\underline{k}_{i} = \frac{\underline{S}_{\Sigma}(i)}{\underline{S}_{A}} = \frac{\sum_{j \in \omega_{i}} S_{nT}(j)}{\sum S_{nT}} = \text{const}; \quad i = 1, 2, \dots, n_{GR}.$$
(8.29)

Во релацијата (8.29) со ΣS_{nT} е означена сумарната инсталирана моќност на сите трансформатори во мрежата. Понатаму со $S_{nT}(j)$ е означена номиналната моќност на *j*-тиот трансформатор а со ω_i е означено множеството од потрошувачи (трансформатори) коишто се напојуваат преку *i*-тата делница од мрежата.

Како пример за ова нека ни послужи среднонапонската мрежа од слика 8.4 за која не постојат прецизни податоци за моќностите на потрошувачите во неа. Ако се усвои претпоставката дека во даден момент моќноста на секој потрошувач изнесува ист процент од номиналната моќност на трансформаторот СН/НН преку којшто тој се напојува со електрична енергија, тогаш учеството на моќноста на секој потрошувач од мрежата во сумарната моќност <u>S</u>_A ќе биде константно преку целиот ден.

Применувајќи ја релацијата (8.29) на мрежата од сликата 8.4, за коефициентите на учество на одделните водови во мрежата ќе имаме:

$$\sum S_{\rm nT} = 630 + 630 + 400 + 400 + 630 = 2690 \,\rm kVA,$$

$$k_1 = \frac{2690}{2690} = 1,000;$$
 $k_2 = \frac{2290}{2690} = 0,851;$ $k_3 = \frac{630}{2690} = 0,237;$

$$k_4 = \frac{400}{2690} = 0,150;$$
 $k_5 = \frac{1030}{2690} = 0,387;$ $k_6 = \frac{630}{2690} = 0,237.$



Слика 8.4. Среднонапонска дистрибутивна мрежа со 5 ТС СН/НН

Во тој случај, под претпоставка на константни коефициенти на учество k_i , за да се пресметаат загубите на моќност/енергија во дистрибутивната мрежа доволно ќе биде да се познаваат само параметрите на елементите од мрежата и струјата (моќноста) во напојната делница бидејќи еквивалентна импеданција $\underline{Z}_{ek} = R_{ek} + jX_{ek}$ нема да зависи од режимот на работа на мрежата и ќе се пресметува на едноставен начин, со помош на релацијата:

$$\underline{Z}_{ek} = \sum_{i=1}^{n_{\text{GR}}} k_i^2 \cdot \underline{Z}(i) = \sum_{i=1}^{n_{\text{GR}}} \left[R(i) + jX(i) \right] \cdot \left| \frac{\sum_{j \in \omega_i} S_{\text{nT}}(j)}{\sum S_{\text{nT}}} \right|^2.$$
(8.30)

_ <u>_</u>

8.4 Примери придружени кон осмото поглавје

Пример 8.1. Група потрошувачи со вкупна моќност <u>S</u> = (1000+500) kVA се напојува од една трансформаторска станица 10/0,4 kV/kV. Трансформацијата на електричната енергија се врши со три идентични, паралелно врзани трансформатори при што, нивниот број во групата *n* може да се менува. Да се определи бројот на трансформаторите во погонот $n_{\text{опт.}}$ така што загубите на активна моќност ΔP во трансформацијата ќе бидат минимални. *Податоци за секој трансформатор:* $U_{1n}/U_{2n} = 10/0, 4$ kV/kV; $S_n = 1000$ kVA;

Податоци за секој трансформатор: $U_{1n}/U_{2n} = 10/0, 4 \text{ kV/kV}; S_n = 1000 \text{ kVA}$ $\Delta P_{\text{Cun}} = 13, 5 \text{ kW}; \Delta P_{\text{Fe}} = 2, 7 \text{ kW}; u_k \% = 6\%; i_0 \% = 2\%.$

Решение

Ако со S ја означиме вкупната привидна моќност на потрошувачите

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{1000^2 + 500^2} = 1118 \text{ kVA},$$

тогаш низ секој трансформатор во групата ќе тече еднаква моќност $S_{(1)} = S/n$. Во тој случај загубите на активна моќност $\Delta P_{(1)}$ во еден од трансформаторите ќе изнесуваат:

$$\Delta P_{(1)} = \Delta P_{\rm Fe} + \Delta P_{\rm Cun} \cdot \left[\frac{S_{(1)}}{S_{\rm n}}\right]^2 = \Delta P_{\rm Fe} + \frac{1}{n^2} \cdot \Delta P_{\rm Cun} \cdot \left(\frac{S}{S_{\rm n}}\right)^2,$$

додека вкупните загуби на активна моќност во групата од n трансформатори ќе биде n пати поголема, или:

$$\begin{split} \Delta P_{(n)} &= n \cdot \Delta P_{(1)} = n \cdot \Delta P_{\text{Fe}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{Cun}} \cdot \left(\frac{S}{S_{\text{n}}}\right)^2, \\ \Delta P_{(n)} &= n \cdot \Delta P_{\text{Fe}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{Cun}} \cdot \alpha^2; \quad \alpha = \frac{S}{S_{\text{n}}}. \end{split}$$

Од последната равенка гледаме дека за даден товар S загубите на активната моќност во трансформацијата зависат само од бројот на трансформаторите во погон n. Оптималниот број на трансформатори во групата $n_{\text{опт.}}$ за кој загубите $\Delta P = \Delta P_{(n)}$ се минимални, ќе го добиеме од условот: $d(\Delta P)/dn = 0$, т.е.:

$$\Delta P_{\rm Fe} - \Delta P_{\rm Cun} \cdot \frac{\alpha^2}{n^2} = 0,$$

од каде што се добива:

$$n_{\text{off.}} = \alpha \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{Cun}}}{\Delta P_{\text{Fe}}}} = \frac{S}{S_{\text{n}}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{Cun}}}{\Delta P_{\text{Fe}}}}.$$

Во конкретниот случај ќе имаме:

$$n_{\text{опт.}} = \frac{S}{S_{\text{n}}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{\text{Cun}}}{\Delta P_{\text{Fe}}}} = \frac{1118}{1000} \cdot \sqrt{\frac{13,5}{2,7}} = 2,5;$$
(8.31)

што значи дека оптималниот број на трансформатори во групата со којшто се постига загубите да бидат минимални, ќе биде $n_{\text{опт.}} = 2$ или $n_{\text{опт.}} = 3$. Во случајот кога е $n_{\text{опт.}} = 2$ добиваме:

$$\Delta P_{(2)} = 2 \cdot \Delta P_{\text{Fe}} + (1/2) \cdot \Delta P_{\text{Cun}} \cdot \alpha^2 =$$

= 2 \cdot 2, 7 + (1/2) \cdot 13, 7 \cdot 1, 118² = 12, 95 kW,

додека во случајот кога имаме $n_{.}$ = 3 трансформатори во групата, вкупните загуби ќе бидат:

$$\Delta P_{(3)} = 3 \cdot \Delta P_{\text{Fe}} + (1/3) \cdot \Delta P_{\text{Cun}} \cdot \alpha^2 =$$

= 3 \cdot 2, 7 + (1/3) \cdot 13, 7 \cdot 1, 118² = 13, 13 kW.

Одовде произлегува дека за дадениот режим на работа групата ќе треба да работи со два трансформатора, т.е. $n_{\rm опт.}=2.$

Пример 8.2. Во една дистрибутивна градска трансформаторска станица 35/10 kV/kV се инсталирани 4 идентични трансформатори кои можат да работат паралелно. Притоа бројот на трансформаторите во групата n може да се менува. Бидејќи дневниот дијаграм на оптоварувањето на трансформаторската станица е изразито нерамномерен, со цел да се зголеми економичноста на погонот во смисла на намалување на загубите на моќност и енергија во трансформацијата, бројот на единиците во погонот n ќе треба да се менува сообразно со сумарното оптоварување на трансформаторската станицата.

Да се утврди економичниот програм на вклучување (исклучување) на трансформаторските единици во групата во сообразност со оптоварувањето така што ќе се постигнат најмали загуби на активна моќност и енергија во трансформаторската станица.

Податоци за секој трансформатор: 35/10 kV/kV; 10 MVA; $\Delta P_{\text{Cun}} = 96$ kW; $\Delta P_{\text{Fe}} = 30$ kW; $u_k \% = 8\%$; $i_0 \% = 1,2\%$.

Решение

Загубите на моќност во енергетските трансформатори се состојат од константен дел (загуби во железото $\Delta P_{\rm Fe}$) и варијабилен дел (џулови загуби во бакарот $\Delta P_{\rm Cu}$) (слика П.8.2.1). Според изразот (8.2), доколку е познат коефициентот на оптоварување на трансформаторот $\alpha = S/S_n$, загубата на моќност $\Delta P_{(1)}$ во случајот кога се работи за само еден трансформатор (n = 1), ќе биде:

$$\Delta P_{(1)} = \Delta P_{\text{Fe}} + \Delta P_{\text{Cu}} = \Delta P_{\text{Fe}} + \alpha^2 \cdot \Delta P_{\text{Cun}}.$$



Слика П.8.2.1. Зависност на загубите $\Delta P_{(1)}$ во еден трансформатор од степенот на неговото оптоварување

Во општ случај, кога бројот на трансформаторите во групата n е произволен, вкупните загуби на активна моќност во трансформацијата,

согласно изнесеното во примерот 8.1, ќе бидат:

$$\Delta P_{(n)} = n \cdot \Delta P_{\mathsf{Fe}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\mathsf{Cun}} \cdot \left(\frac{S}{S_{\mathsf{n}}}\right)^2 = n \cdot \Delta P_{\mathsf{Fe}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\mathsf{Cun}} \cdot \alpha^2.$$

При работа на вкупноn+1трансформатори во групата, вкупните загуби ќе бидат:

$$\Delta P_{(n+1)} = (n+1) \cdot \Delta P_{\mathsf{Fe}} + \frac{1}{n+1} \cdot \Delta P_{\mathsf{Cun}} \cdot \left(\frac{S}{S_{\mathsf{n}}}\right)^2 = (n+1) \cdot \Delta P_{\mathsf{Fe}} + \frac{1}{n+1} \cdot \Delta P_{\mathsf{Cun}} \cdot \alpha^2.$$

Од последните две равенства можеме да ја определиме привидната моќност на групата $S_{(n)}$ за која се постигнува условот $\Delta P_{(n)} = \Delta P_{(n+1)}$. Оваа моќност ќе биде наедно и граничната привидна моќност на товарот при која ќе треба да се премине од работа со вкупно n, на работа со вкупно n + 1 трансформатори во групата, кога товарот расте, односно од вкупно n + 1, на вкупно n трансформатори, кога тој се намалува. Графичкиот начин на определувањето на граничната привидна моќност е прикажан на сликата П.8.2.2.



Слика П.8.2.2. Зависност на загубите $\Delta P_{(n)}$ во група од n идентични, паралелно поврзани трансформатори, од нивната сумарна привидна моќност

Во согласност со кажаното, ќе имаме:

$$n \cdot \Delta P_{\mathsf{Fe}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\mathsf{Cun}} \cdot \left[\frac{S_{(n)}}{S_{\mathsf{n}}}\right]^2 = (n+1) \cdot \Delta P_{\mathsf{Fe}} + \frac{1}{n+1} \cdot \Delta P_{\mathsf{Cun}} \cdot \left[\frac{S_{(n)}}{S_{\mathsf{n}}}\right]^2,$$

од каде што се добива бараната моќност $S = S_{(n)}$:

$$S_{(n)} = S_{\mathbf{n}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{\mathsf{Fe}}}{\Delta P_{\mathsf{Cun}}} \cdot n \cdot (n+1)}.$$

Во конкретниов случај е:

$$\frac{\Delta P_{\rm Fe}}{\Delta P_{\rm Cun}} = \frac{30}{96} = 0,313.$$

На тој начин ги добиваме следните гранични вредности на товарот:

$$\begin{split} S_{(1)} &= 10 \cdot \sqrt{1 \cdot 2 \cdot 0,313} = 7,9 \text{ MVA}; \\ S_{(2)} &= 10 \cdot \sqrt{2 \cdot 3 \cdot 0,313} = 13,7 \text{ MVA}; \\ S_{(3)} &= 10 \cdot \sqrt{3 \cdot 4 \cdot 0,313} = 19,4 \text{ MVA}. \end{split}$$

Зависноста на потребниот број трансформатори во групата n од привидната моќност на потрошувачите на трафостаницата S, т.е. "оптималниот возен ред" на групата трансформатори, е прикажан на сликата П.8.2.3.



Слика П.8.2.3. Зависност на потребниот број на трансформатори во групата *n* од оптоварувањето *S*

Пример 8.3. На сликата П.8.3.1 е прикажана 35 kV мрежа, составена од два идентични 35 kV далекувода и два идентични трансформатора 35/10 kV/kV, кои работат во паралела. Системот напојува потрошувач (или поточно речено група потрошувачи) кој работи со константен фактор на моќност соз $\varphi = 0, 8$ = const. и со познат подреден годишен дијаграм на оптоварување, прикажан во табелата П.8.3.1.



Слика П.8.3.1. Шематски приказ на анализираната мрежа

Да се определат загубите на привидната моќност $\Delta S = \Delta P + j \Delta Q$ во режимот на максималното оптоварување како и вкупните годишни загуби

Период (h)	0 – 2000	2000 - 4000	4000 - 8760
<i>P</i> (MW)	10	5	2
Q (Mvar)	7,5	3,75	1,5
S (Mvar)	12,5	6,25	2,5

Табела П.8.3.1. Податоци за годишниот дијаграм на оптоварување

на активна енергија ΔW во системот. Задачата да се реши приближно, така што зголемувањето на оптоварувањето на водовите поради загубите во трансформацијата ќе се занемари, а ќе се занемари и капацитивноста на водовите.

Податоци за параметрите на елементите во системот:

Водови V1 и V2: <u>z</u> = $(0, 28 + 0, 43) \Omega/\text{km}$; l = 15 km. Трансформатори T1 и T2: $S_n = 7500 \text{ kVA}$, 35/10,5 kV/kV, $\Delta P_{\text{Cun}} = 75 \text{ kW}$, $\Delta P_{\text{Fe}} = 75 \text{ kW}$,

$24 \text{ kW}, u_k \% = 7,5\%, i_0 \% = 3,5\%.$

Решение

Вкупните загуби на моќност во системот ќе бидат збир од загубите во сите негови елементи. Според тоа за режимот на максималното оптоварување ќе имаме:

$$S_{\rm M} = 12,5$$
 MVA, $S'_{\rm M} = S_{\rm M}/2 = 6,25$ MVA.

Понатаму, за сумарните загуби во преносниот систем $\Delta \underline{S}_{\Sigma}$ ќе биде:

$$\Delta \underline{S}_{\Sigma} = 2 \cdot \Delta \underline{S}_{\mathrm{V}} + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{\mathrm{T}} = 2 \cdot (\Delta P_{\mathrm{V}} + \Delta P_{\mathrm{T}}) + j2 \cdot (\Delta Q_{\mathrm{V}} + \Delta Q_{\mathrm{T}}).$$

Бидејќи низ секој елемент ќе тече привидна моќност $S = S'_{M}$, за загубите на моќност во еден од водовите ќе имаме:

$$\begin{split} \Delta \underline{S}_{\mathrm{V}} &= \frac{S^2}{U_{\mathrm{n}}^2} \cdot (R_{\mathrm{V}} + jX_{\mathrm{V}}), \\ &= \frac{6,25^2}{35^2} \cdot (0,28 + j0,43) \cdot 15 = (0,134 + j0,206) \, \mathrm{MVA}, \end{split}$$

а за загубите на моќност во еден од трансформаторите ќе имаме:

$$\begin{split} \Delta P_{\rm T} &= \Delta P_{\rm Fe} + \Delta P_{\rm Cun} \cdot \alpha^2 = 24 + 25 \cdot (6, 25/7, 5)^2 = 76, 1 \text{ kW}, \\ \Delta Q_{\rm T} &= \Delta Q_{\rm Fe} + X_{\rm T} \cdot \frac{S^2}{U_{\rm n}^2} = (\frac{i_0\%}{100} + \frac{u_k\%}{100} \cdot \alpha^2) \cdot S_{\rm n} = \\ &= \left(\frac{3, 5}{100} + \frac{7, 5}{100} \cdot \frac{6, 25^2}{7, 5^2}\right) \cdot 7500 = 653 \text{ kvar}, \\ \Delta \underline{S}_{\rm T} &= \Delta P_{\rm T} + j\Delta Q_{\rm T} = (0, 076 + 0, 653) \text{ MVA}. \end{split}$$

Значи, вкупните загуби во системот, во режимот на максималното оптоварување, ќе изнесуваат:

$$\begin{split} \Delta \underline{S}_{\Sigma} &= 2 \cdot \Delta \underline{S}_{\mathrm{V}} + 2 \cdot \Delta \underline{S}_{\mathrm{T}} = \\ &= 2 \cdot (0, 134 + j0, 206) + 2 \cdot (0, 076 + j0, 653) = \\ &= (0, 420 + j1, 718) \ \mathrm{MVA}. \end{split}$$

Годишните загуби на активна енергија ΔW_{Σ} во разгледуваниот систем ќе бидат сума од загубите во водовите ($2 \cdot \Delta W_V$) и во трансформаторите ($2 \cdot \Delta W_T$):

$$\Delta W_{\Sigma} = 2 \cdot \Delta W_{\rm V} + 2 \cdot \Delta W_{\rm T},$$

од каде што, имајќи ги предвид (8.14), (8.15) и (8.21), следува:

$$\Delta W_{\Sigma} = 2 \cdot \frac{S^2}{U_n^2} \cdot R \cdot \tau + 2 \cdot \left(\Delta P_{\mathsf{Fe}} \cdot T + \Delta P_{\mathsf{Cun}} \cdot \frac{S^2}{S_n^2} \cdot \tau \right).$$

Натаму, од (8.16) е:

$$\tau = \sum_{i=1}^{3} \frac{S_i^2}{S_{\rm M}^2} \cdot \Delta t_i = \sum_{i=1}^{3} \left(\frac{P_i/\cos\varphi_i}{P_{\rm M}/\cos\varphi_{\rm M}} \right)^2 \cdot \Delta t_i.$$

Поради константниот на факторот на моќност (соs φ = const.) следува:

$$\tau = \sum \frac{P_i^2}{P_{\max}^2} \Delta t_i = \frac{12, 5^2 \cdot 2000 + 6, 25^2 \cdot 2000 + 2, 5^2 \cdot 4760}{12, 5^2} = 2650 \text{ h}.$$

Со тоа, за загубите на активна енергија во еден од водовите добиваме:

$$\Delta W_{\mathrm{V}} = rac{6,25^2}{35^2} \cdot 4, 2 \cdot 2650 = 355 \ \mathrm{MWh}/\mathrm{годишнo},$$

а за загубите на активна енергија во еден од трансформаторите добиваме:

$$\Delta W_{\rm T} = 0,024 \cdot 8760 + 0,075 \cdot \left(\frac{6,25}{7,5}\right)^2 \cdot 2650 = 348 \,{\rm MWh}.$$

Конечно, за вкупните загуби на активна енергија во набљудуваниот систем се добива:

$$\Delta W_{\Sigma} = 2 \cdot \Delta W_{V} + 2 \cdot \Delta W_{T} = 2 \cdot 355 + 2 \cdot 348 = 1406 \text{ MWh/годишно.}$$



Слика П.8.4.1. Текови на моќностите во анализираната 10 kV кабелска мрежа

Пример 8.4. Да се пресмета еквивалентната импеданција Z_{ek} на мрежата од примерот 5.4. Во пресметките да се користат резултатите за пресметаните текови на моќност во мрежата (слика П.8.4.1). Сите водови во мрежата се кабли од типот ХНЕ 49 А $3 \times 1 \times 150$, 6/10 kV со ист пресек и исти подолжни параметри $\underline{z} = (0, 208 + j0, 092) \Omega/km$.

Решение

Сумарната моќност на потрошувачите, според сликата П.8.4.1, изнесува:

$$S_{A} = (5200 + j2519) = 5778 \cdot e^{j25,9^{\circ}} \text{kVA}$$

Модулот на струјата <u>I</u>_A што мрежата ја влече од системот изнесува:

$$I_{\rm A} = \frac{S_{\rm A}}{\sqrt{3} \cdot U_{\rm A}} = \frac{5778}{\sqrt{3} \cdot 10} = 334 \, {\rm A}.$$

Сега, врз основа на тековите на моќности добиени во примерот 5.4 и врз основа на изразите (8.24) и (8.25) најнапред ќе ги пресметаме коефициентите k_i а потоа, со помош на (8.27) и соодветните производи $|\underline{k}_i|^2 \cdot \underline{Z}_i$ за секоја редна гранка од мрежата. Така, на пример, за првите две гранки од мрежата ќе добиеме:

$$\underline{k}_{1} = \frac{\underline{S}_{\Sigma}^{*}(1)}{\underline{S}_{A}^{*}} = \frac{2700 - j1308}{5200 - j2519} = 0,51924 \cdot e^{j0^{\circ}}; \quad |\underline{k}_{1}^{2}| = 0,27,$$
$$|\underline{k}_{1}^{2}| \cdot \underline{Z}_{1} = |\underline{k}_{1}^{2}| \cdot \underline{z} \cdot l_{1} = 0,27 \cdot (0,208 + j0,092) \cdot 1 = 61,32 \cdot e^{j23,9^{\circ}} \mathrm{m}\Omega;$$

$$\underline{k}_{2} = \frac{\underline{S}_{\Sigma}^{*}(2)}{\underline{S}_{A}^{*}} = \frac{2200 - j1066}{5200 - j2519} = 0,42301 \cdot e^{-j0,006^{\circ}}; \quad |\underline{k}_{2}^{2}| = 0,179, \\ |\underline{k}_{2}^{2}| \cdot \underline{Z}_{2} = |\underline{k}_{2}^{2}| \cdot \underline{z} \cdot l_{2} = 0,179 \cdot (0,208 + j0,092) \cdot 1 = 40,71 \cdot e^{j23,9^{\circ}} \mathrm{m}\Omega;$$

ИТН.

На тој начин ја добиваме табелата П.8.4.1 во која, покрај тековите на моќности, се прикажани и коефициентите \underline{k}_i како и производите $|\underline{k}_i^2| \cdot \underline{Z}_i$.

Еквивалентната импеданција на мрежата се добива со помош на изразот (8.27):

$$\underline{Z}_{ek} = \sum_{i=1}^{n_{\rm GR}} k_i^2 \cdot \underline{Z}(i) = (203, 6 + j90, 1) \ \mathrm{m}\Omega = 222, 6 \cdot e^{j23, 9^{\circ}} \ \mathrm{m}\Omega.$$

Сега можеме да ги пресметаме (приближно) и загубите на моќност во мрежата за прикажаниот режим:

$$\Delta P_{\Sigma} = 3 \cdot R_{ek} \cdot I_{\mathsf{A}}^2 = 3 \cdot 0,2036 \cdot 334^2 = 68138 \,\mathsf{W} = 68,138 \,\mathsf{kW}.$$

За споредба, за истиот тој режим во примерот 5.4 се пресметани загуби на активна моќност (точна вредност) во износ $\Delta P_{\Sigma}=65,85$ kW.

		l	$P_{\Sigma i}$	$Q_{\Sigma i}$		\underline{Z}_i	$\underline{Z}_i\cdot k_i^2$
број	Вод	(km)	(kW)	(kvar)	$ \underline{k}_i^2 $	(Ω)	(m Ω)
1	A – 1	1,0	2700	1308	0,270	0,208+ <i>j</i> 0,092	56,1+ <i>j</i> 24,8
2	1 – 2	1,0	2200	1066	0,179	0,208+ <i>j</i> 0,092	37,2+ <i>j</i> 16,5
3	2 – 3	1,0	500	242	0,009	0,208+ <i>j</i> 0,092	1,9+ <i>j</i> 0,9
4	2 – 7	1,0	1200	581	0,053	0,208+ <i>j</i> 0,092	11,1+ <i>j</i> 4,9
6	7 - 8	1,5	400	194	0,006	0,312+ <i>j</i> 0,138	1,8+ <i>j</i> 0,8
7	7 – 9	1,0	400	194	0,006	0,208+ <i>j</i> 0,092	1,2+ <i>j</i> 0,5
8	A – 6	1,5	2500	1211	0,231	0,312+ <i>j</i> 0,138	72,1+ <i>j</i> 31,9
9	6 – 5	1,0	1000	484	0,037	0,208+ <i>j</i> 0,092	7,7+ <i>j</i> 3,4
10	5 – 4	1,5	500	242	0,009	0,312+ <i>j</i> 0,138	2,9+ <i>j</i> 1,3
11	6 - 10	1,0	1000	484	0,037	0,208+ <i>j</i> 0,092	7,7+ <i>j</i> 3,4
12	10 - 11	2,0	500	242	0,009	0,416+ <i>j</i> 0,184	3,8+ <i>j</i> 1,7

Табела П.8.4.1. Текови на моќности, загуби на напон и напони во мрежата

Пример 8.5. Да се изведе изразот за еквивалентна импеданција за случајот на магистрален вод (мрежа) со позната должина *l* и редна



Слика П.8.5.1. Идеализиран модел на рамномерно оптоварен магистрален вод

импеданција $\underline{Z} = \underline{z} \cdot l$, со вкупно n еднакви, рамномерно распределени потрошувачи (слика П.8.5.1), анализиран во задачата 2.18 од збирката задачи.

Решение

Вкупната моќност на потрошувачите што се напојуваат од овој вод изнесува:

$$\underline{S} = (P + jQ) = n \cdot \underline{s} = n \cdot (p + jq); \quad P = n \cdot p; \quad Q = n \cdot q.$$

Ако со $\underline{S}_{\Sigma}(k) \equiv \underline{S}_{\Sigma k} = P_{\Sigma k} + j Q_{\Sigma k}$, како и досега, ја означиме моќноста низ делницата k од мрежата, тогаш, во согласност со сликата П.8.5.1, ќе имаме:

$$P_{\Sigma n} = p; \qquad Q_{\Sigma n} = q;$$

$$P_{\Sigma n-1} = 2 \cdot p; \qquad Q_{\Sigma n-1} = 2 \cdot q;$$

$$\vdots \qquad \vdots \qquad P_{\Sigma k} = (n+1-k) \cdot p; \qquad Q_{\Sigma k} = (n+1-k) \cdot q;$$

$$\vdots \qquad \vdots \qquad P_{\Sigma 1} = n \cdot p; \qquad Q_{\Sigma 1} = n \cdot q.$$

Сега, врз основа на овие текови на моќности и врз основа на изразите (8.24) и (8.25) најнапред ќе ги пресметаме коефициентите <u>k</u>_i а потоа, со помош на (8.27) и соодветните производи $|\underline{k}_i|^2 \cdot \underline{Z}_i$ за секоја редна гранка од мрежата.

$$\underline{k}_{1} = \frac{\underline{S}_{\Sigma 1}}{\underline{S}} = \frac{n \cdot \underline{s}}{n \cdot \underline{s}} = 1;$$

$$\underline{k}_{2} = \frac{\underline{S}_{\Sigma 2}}{\underline{S}} = \frac{(n-1) \cdot \underline{s}}{n \cdot \underline{s}} = \frac{n-1}{n};$$

$$\vdots$$

$$\underline{k}_{k} = \frac{\underline{S}_{\Sigma k}}{\underline{S}} = \frac{(n+1-k) \cdot \underline{s}}{n \cdot \underline{s}} = \frac{n+1-k}{n};$$

$$\vdots$$

$$\underline{k}_{n} = \frac{1}{n}.$$

Понатаму, тргнувајќи од самата дефиниција за еквиваентаната импеданција на една мрежа добиваме:

$$\underline{Z}_{ek} = \sum_{k=1}^{n} \underline{Z}_{i} \cdot \left[\underline{k}_{k}^{2}\right] = \underline{Z}_{i} \cdot \left[\left(\frac{n}{n}\right)^{2} + \left(\frac{n-1}{n}\right)^{2} + \dots + \left(\frac{2}{n}\right)^{2} + \left(\frac{1}{n}\right)^{2}\right];$$
$$\underline{Z}_{ek} = \frac{\underline{Z}}{n} \cdot \left[\frac{1^{2} + 2^{2} + \dots + n^{2}}{n^{2}}\right] = \frac{\underline{Z}}{n} \cdot \frac{n \cdot (n+1) \cdot (2n+1)}{6n^{2}} = \underline{Z} \cdot \frac{(n+1) \cdot (2n+1)}{6n^{2}}$$

Лесно можеме да се убедиме дека загубите на активна моќност ΔP во водот, пресметани со помош на неговата, на овој начин добиена, еквивалентна импеданција ќе бидат:

$$\Delta P = \frac{(n+1)\cdot(2n+1)}{6n^2} \cdot \frac{P^2 + Q^2}{U_n^2} \cdot R = \frac{(n+1)\cdot(2n+1)}{6n^2} \cdot \Delta P_{\text{конц.}}$$

а тоа е истиот резултат што се доби за загубите на активна моќност во задачата 2.18.

Кога бројот на потрошувачи n коишто се напојуваат од магистралниот вод тежи кон бесконечност, еквивалентата импеданција на водот Z_{ek} ќе тежи кон вредноста:

$$Z_{ek} \to \frac{\underline{Z}}{3}.$$

Пример 8.6. Се посматра еден извод од 10 kV надземна мрежа од којшто се напојуваат пет TC CH/HH (слика П.8.6.1). Магистралниот дел од изводот A-1-2-3 е изведен со спроводници Al/Č 70/12 mm², $\underline{z}_1 = (0, 46 + j0, 35) \Omega/km$ додека отцепите 1-4, 2-5 и 5-6 со спроводници Al/Č 35/6 mm² $\underline{z}_2 = (0, 64+j0, 38) \Omega/km$.

Должините на поедините делници од мрежата, изразени во километри, како и моќностите на поедините потрошувачи во режимот на максималното оптоварување, изразени во киловолтампери, се прикажани на сликата П.8.6.1. Напонот во напојната точка А изнесува, $U_{\rm A} = 10,3$ kV. За енергетските трансформатори се познати следните податоци:

	Sn	U_{1n}/U_{2n}	u_k %	i_0 %	ΔP_{Cun}	$\Delta P_{\rm Fe}$	$\Delta Q_{\rm Fe}$
	(kVA)	(kV/kV)			(kW)	(kW)	(kvar)
1	630	10/0,4	4	1,8	6,5	1,30	11,34
2	400	10/0,4	4	2,0	4,6	0,93	8,0

Да се пресмета еквивалентната отпорност на мрежата и да се нацрта соодветната еквивалентна заменска шема.



Слика П.8.6.1. Шема на разгледуваниот 10 kV извод од надземната мрежа.

Решение

Најнапред ќе ги пресметаме параметрите $\underline{Z} = R + jX$ на редните гранки од поедините елементи на мрежата. За водовите тие се пресметуваат со следните релации:

$$\underline{Z} = R + jX = \underline{z} \cdot l$$

додека за трансформаторите важат следните општи релации:

$$R_{\rm T} = \Delta P_{\rm Cun} \cdot \frac{U_{\rm n}^2}{S_{\rm n}^2}; \quad Z_{\rm T} = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{U_{\rm n}^2}{S_{\rm n}}; \quad X_{\rm T} = \sqrt{Z_{\rm T}^2 - R_{\rm T}^2};$$
$$\underline{Z}_{\rm T} = R_{\rm T} + j X_{\rm T}.$$

Коефициентите на учество <u>k</u>_i се добиваат приближно, како однос помеѓу моќноста <u>S</u>_{\Sigma}(i) што тече низ посматраната гранка i и сумарната моќност <u>S</u>_A што ја влече мрежата од напојната точка "А". Во случајов моќноста <u>S</u>_A е еднаква на моќноста <u>S</u>_Σ(1) во главната делница А-1. Така, на пример, за петтиот елемент на мрежата, водот V5, моќноста <u>S</u>_Σ(5) ќе добие со собирање на моќностите на потрошувачите на трансформаторите T4 и T5 бидејќи само тие се напојуваат преку таа делница. Значи <u>S</u>_Σ(5) = (300+j100)+(400+j150) = (700+j250) kVA.

Приближните вредности на моќностите низ поедините елементи од мрежата можат да се добијат како и во случајот со 5-тата делница, со примена на Кирхофовиот закон за моќности. Сумарната моќност во напојниот јазол "А", <u>S</u>_A, приближно, ќе ја добиеме со просто сумирање на моќностите на сите потрошувачи ΣS_P , т.е.:

$$\Sigma \underline{S}_{\mathbf{P}} = (400 + j150) + (460 + j180) + (300 + j100) + (300 + j100) + (400 + j150),$$

$$S_{\mathbf{A}} \approx \Sigma S_{\mathbf{P}} = (1860 + j680) \text{ kVA}.$$

Според тоа, коефициентот \underline{k}_5 за 5-тата делница ќе биде:

$$\underline{k}_5 = \frac{\underline{S}_{\Sigma}^*(5)}{\underline{S}_A^*} = \frac{700 - j250}{1860 - j680} = 0,375 + j0,003,$$

$$k_5^2 = |\underline{k}_5|^2 = 0,375^2 + 0,003^2 = 0,141.$$

Пресметаните вредности \underline{Z}_V и \underline{Z}_T за редните импеданции на одделните водови и трансформатори од мрежата се прикажани во табелата П.8.6.1. Во истата табела се сместени и вредностите на коефициентите \underline{k}_i , k_i , и k_i^2 , за секоја од гранките од мрежата, пресметани на претходно опишаниот начин.

Табела П.8.6.1. Резултати од пресметките на импеданциите Z(i)и коефициентите на распределба k_i

		R(i)	X(i)	$P_{\Sigma}(i)$	$Q_{\Sigma}(i)$	$Re{\underline{k}_i}$	$\operatorname{Im}\{\underline{k}_i\}$	k_i	k_i^2	$k_i^2 R(i)$	$k_i^2 X(i)$
		(Ω)	(Ω)	(kW)	(kvar)					(Ω)	(Ω)
1	V1	0,460	0,350	1860	680	1,000	0,000	1,000	1,000	0,460	0,350
2	V2	0,552	0,420	1560	580	0,840	0,005	0,840	0,706	0,390	0,297
3	V3	0,920	0,700	1160	430	0,625	0,003	0,625	0,390	0,359	0,273
4	V4	0,960	0,570	300	100	0,160	-0,005	0,160	0,025	0,024	0,015
5	V5	0,512	0,304	700	250	0,375	-0,003	0,375	0,141	0,072	0,043
6	V6	1,600	0,950	400	150	0,216	0,002	0,216	0,047	0,074	0,044
7	T1	1,638	6,134	400	150	0,216	0,002	0,216	0,047	0,076	0,285
8	T2	1,638	6,134	460	180	0,249	0,006	0,249	0,062	0,102	0,382
9	Т3	2,875	9,578	300	100	0,160	-0,005	0,160	0,025	0,073	0,244
10	T4	2,875	9,578	300	100	0,160	-0,005	0,160	0,025	0,073	0,244
11	T5	1,638	6,134	400	150	0,216	0,002	0,216	0,047	0,076	0,285

Сумарните загуби во железо, т.е. "константните загуби" се добиваат со сумирање на загубите во железо во сите енергетски трансформатори., т.е.:

$$\Sigma \Delta \underline{S}_{Fe} = 2 \cdot (0, 93 + j8, 00) + 3 \cdot (1, 3 + j11, 34) = (5, 76 + j50, 02) \text{ kVA}.$$

Параметрите $\underline{Z}_{ek} = R_{ek} + jX_{ek}$ на редната гранка на "еквивалентната мрежа" ќе се добие со сумирање на последните две колони од табелата П.8.6.1:

$$\begin{aligned} R_{ek} &= \sum_{i=1}^{11} |k_i|^2 \cdot R(i) = 1,781 \ \Omega; \\ X_{ek} &= \sum_{i=1}^{11} |k_i|^2 \cdot X(i) = 2,462 \ \Omega; \\ Z_{ek} &= (1,781+j2,462) \ \Omega. \end{aligned}$$

$$\begin{array}{cccc} & \underbrace{S_{A}} & \underbrace{I_{A}} & (1,781+j2,462) \Omega \\ & & & \underbrace{I_{A}} & \underbrace{I_{A}} & \underbrace{I_{A}} & \underbrace{I_{A}} & \underbrace{\Sigma_{ek}} & \underbrace{\Sigma_{SP}} = (1860+j680) \text{ kVA} \\ & & & & \underbrace{\Sigma_{A}} & \underbrace{\Sigma_{ek}} & \underbrace{\Sigma_{SP}} = (5,76+j50,02) \text{ kVA} \end{array}$$

Слика П.8.6.2. Еквивалентен модел на дистрибутивната мрежа од слика П.8.6.1

Според тоа целата мрежа од сликата П.8.6.1 може да се претстави со еквивалентното коло прикажано сликата П.8.6.2.

Еквивалентното оптоварување на мрежата е сума од вкупното оптоварување на потрошувачите и вкупните загуби во празен од на енергетските трансформатори:

$$\underline{S}_{ek} = \underline{\Sigma}\underline{S}_{P} + \underline{\Sigma}\Delta\underline{S}_{Fe} = (1860 + j680) + (5,76 + j50,02) = (1865,76 + j730,02) \text{ kVA.}$$

Потоа, за вкупните загуби на моќност во мрежата се добива:

$$\Delta \underline{S} = Z_{ek} \cdot \frac{|\underline{S}_{ek}|^2}{U_n^2} = (1,781 + j2,462) \cdot \frac{1865,76^2 + 730,02^2}{10^2} = (71,5 + j98,8) \text{ kVA.}$$

Според тоа моќноста <u>S</u>_A што мрежата ја презема од напојната точка ќе биде збир од моќностите на сите потрошувачи $\Sigma S_{\rm P}$, загубите на моќност во гранките на магнетизирање на сите трансформатори $\Sigma \Delta S_{\rm Fe}$ и загубите на моќност ΔS во еквивалентната импеданција <u>Z</u>_{ek}, т.е.:

$$\underline{S}_{A} = \underline{\Sigma}\underline{S}_{P} + \underline{\Sigma}\underline{S}_{Fe} + \Delta S = \underline{S}_{ek} + \underline{\Delta}\underline{S} =$$
$$= (1937, 26 + j828, 82) = 2107, 1 \cdot e^{j23, 2^{\circ}} \text{ kVA}$$

Ефективната вредност на струјата во фазните спроводници од главната делница "А–1" ќе биде:

$$I_{\rm A} = \frac{S_{\rm A}}{\sqrt{3} \cdot U_{\rm A}} = \frac{2107, 1}{1,732 \cdot 10, 3} = 118, 1 \, {\rm A}.$$

9

Основи на техничко-економските анализи на ЕЕС

9.1 Вовед

Изградбата, развитокот и експлоатацијата на ЕЕС се сврзани со огромни материјални вложувања и издатоци. Притоа поголемиот дел од средствата се вложува во изградбата и експлоатацијата на преносните и дистрибутивните електроенергетски мрежи. За вложените средства да бидат рационално искористени, потребно е тие да се вложуваат во електроенергетски објекти кои се најсоодветни не само од технички туку и од економски аспект.

При проектирањето на електроенергетските мрежи и други објекти, една иста, однапред поставена, задача може да биде решена на неколку различни начини, т.е. да биде решена во неколку различни варијанти, при што секоја од нив наполно ќе одговара на поставените технички критериуми и барања. Одговор на прашањето која од можните технички рамноправни варијанти е најсоодветна, може да се добие само со споредување на нивните економски показатели.

Постојат повеќе методи коишто во процесот на проектирањето и планирањето на електроенергетските мрежи и системи се користат при техничко-економските анализи. Кај повеќето од нив како критериум при изборот се јавуваат *трошоците* што се сврзани со изградбата и користењето (експлоатацијата) на електроенергетските објекти. Со други зборови, според овие методи се врши определување на вкупните трошоци за секоја од анализираните варијанти, а потоа меѓу сите технички рамноправни (еднаквовредни) варијанти се избира најекономичната, односно економски оптималната варијанта, а тоа е онаа варијанта која обезбедува, односно ветува, *најмали вкупни трошоци*.

Затоа, пред да преминеме кон разработувањето на техничко-економските методи коишто се применуваат при одлучувањето во доменот на

електроенергетиката, ќе биде потребно да се запознаеме со структурата на тие трошоци.

9.2 Трошоци и структура на трошоците за електроенергетските објекти

Трошоците што се сврзани со изградбата и експлоатацијата односно користењето на еден електроенергетски објект (тоа може да биде, на пример, електрична мрежа, трансформаторска станица, разводна постројка, електрична централа итн.) се состојат од повеќе компоненти:

- инвестициски трошоци односно инвестициски вложувања *K*;
- *трошоци за амортизација* (отписи за амортизација на објектот) K_a ;
- постојани (погонски) трошоци К_p коишто се сврзани со одржувањето на објектот (тековно и инвестициско) и се остваруваат за покривање на платите на персоналот како и за покривање на разните материјални трошоци и обврски од доходот (разни придонеси, членарини, осигурувања и друго);
- *трошоци за изгубената електрична енергија* Δ во електроенергетскиот објект. Овие трошоци зависат од количеството на изгубената електрична енергија ΔW и од цената на изгубениот киловатчас $c_{\Delta W}$, т.е. $\Delta = c_{\Delta W} \cdot \Delta W$.

Покрај наведените постојат и други видови трошоци коишто се помалку или повеќе значајни, па според тоа ќе мора да бидат уважувани во економските споредувања на можните варијанти.

Инвестициските трошоци K за изградбата на електричните мрежи и другите електроенергетски објекти се определуваат обично според глобалните економски показатели. Така, на пример, ако е позната должината на водот што треба да се гради и ако е позната просечната цена на водот по единица должина, лесно може да се определи вкупната цена на посматраниот вод. Просечната цена на 1 km вод (било да е тој надземен или кабелски) обично се наведува во разни прирачници и проспектен материјал на производителите (изведувачите) и зависи главно од номиналниот напон на водот и типот (пресекот) на спроводниците од водот.

Цената на трансформаторските станици (TC) е главно условена од бројот и моќноста на основната опрема – енергетските трансформатори, прекинувачите и друго. Но потребно е да се води сметка и за цената на останатата опрема во трансформаторската станица (разделувачи, мерни инструменти, мерен прибор, релејна заштита и друго), а се разбира и за трошоците на градежниот дел како и за електромонтажните работи на опремата (транспорт и монтажа), итн. Инвестициските трошоци за набавка на елементите на електроенергетските мрежи и системи се јавуваат (остваруваат) *концентрирано*, обично на почетокот од посматраниот период. Останатите трошоци K_a , K_p и Δ се остваруваат во текот на животот на објектот, односно тие се *тековни (сегодишни*) трошоци.

Трошоците за амортизација на поедини видови електроенергетски објекти и опрема се средства издвоени од доходот, наменети за овозможување на проста, односно проширена репродукција на основните средства. Тие се издвојуваат (а тоа е законска обврска на секое електростопанско претпријатие) во посебен фонд за амортизација и можат да се користат само наменски, т.е. за купување, проширување и замена на постојниот вид опрема во електроенергетските објекти, но се разбира, и за изградба на нови такви објекти.

Секој уред има ограничен век на траење (ограничен животен век) и ограничен рок на служба. Физичкото стареење на опремата и елементите на ЕЕС е природен процес на кој се подложни сите видови уреди во електроенергетските објекти. Така, на пример, металните (челичнорешеткастите) столбови на надземните водови се подложни на корозија, додека дрвените столбови, колку и да се добро импрегнирани со антисептици и импрегнанти, се подложни на гниење. Намотките на генераторите и трансформаторите, како и органската изолација од пластични маси, гума или хартија на електроенергетските кабли и другиот вид опрема во трансформаторските станици и разводни постројки, постепено стареат (ги губат своите механички и изолациони особини) и по истекот на определено време тие мораат да бидат заменети со нови. Процесот на стареење ќе биде забрзан доколку уредите се изложени на чести и недозволено големи термички преоптоварувања, што понекаде не е ретка појава во електричните мрежи.

Покрај физичкото стареење на елементите постои и т.н. *морално стареење* (техничко застарување) на поедините видови опрема. Тоа се случува тогаш кога, поради технолошкиот напредок, на пазарот се појавуваат нови уреди и елементи кои имаат значително подобри технички и економски карактеристики од некои од постојните, па затоа, од технички или пак од чисто економски причини, е оправдано нивната замена со нови, иако тие уште не го одживеале својот животен век и сѐ уште се употребливи.

Годишните трошоци за амортизација K_a се пропорционални на вредноста на инвестираниот капитал, т.е:

$$K_a = \alpha_a \cdot K \tag{9.1}$$

Слично, за *погонските трошоци* K_p може да се каже дека се (приближно) пропорционални на вредноста на објектот што се одржува, т.е:

$$K_p = \alpha_p \cdot K \tag{9.2}$$

Стапката на амортизација α_a е за различни објекти различна. Таа зависи од векот на траење на објектот. Така, на пример, кај нас се проценува дека векот на траење на еден високонапонски далновод со челичнорешеткасти столбови изнесува 30 години, па, според тоа, соодветната стапка на амортизација ќе биде $\alpha_a = 30^{-1} = 0,033$, или, $\alpha_a = 3,3\%$. Во исто време векот на траење на еден надземен вод со дрвени столбови изнесува околу 20 години што значи дека неговата стапка на амортизација ќе изнесува $\alpha_a = 5\%$.

Стапката на одржување α_p исто така за различни објекти е различна и зависи од обемот и карактерот на работите во текот на погонот.

Збирот од трошоците за амортизација и одржување ги претставува вкупните трошоци непосредно сврзани со инвестицијата *K*, т.е. ги дава вкупните трошоци што се остваруваат за одржувањето и обезбедувањето на непрекинатата работа на објектот:

$$K_a + K_p = (\alpha_a + \alpha_p) \cdot K \tag{9.3}$$

Обично, при определувањето на овие трошоци, за основен временски период се зема периодот од една година, односно сите тековни трошоци се пресметуваат за период од една година. Затоа тие се изразуваат во единица (денари/годишно). Од друга страна, стапките за амортизација и одржување α_a и α_p се изразуваат во проценти (%) од вредноста на објектот и се однесуваат исто така на период од една година.

Во табелата 9.1 се прикажани ориентационите вредности на одделните стапки на амортизација и одржување (според советска литература) за разни видови опрема и разни видови електроенергетски објекти.

Табела 9.1. Стапки на амортизација и одржување (во %) за некои елементи н
EEC

Елемент	Амортизација	Одржување
Надземни водови со дрвени столбови	5,0	4,5
НВ со челично-решеткасти столбови	3,0	2,5
НВ со армирано-бетонски столбови	4,0	0,5
Енергетски кабли	3,0	1,5
Трансформаторски станици	6,0	3,0
Вртливи машини	8,0	3,0
Кондензаторски батерии	7,5	2,5
Автоматика и средства за телемеханика	6,0	3,0

Трошоците Δ поради изгубената електрична енергија се должат на загубите на активната енергија кои се остваруваат како во преносот така

и во дистрибуцијата на електричната енергија¹. Цената на изгубениот киловатчас $c_{\Delta W}$ е секогаш поголема од цената на произведениот киловатчас и нејзината точна вредност релативно тешко се одредува. Трошоците Δ заради изгубената електрична енергија претставуваат значителен дел, а во голем број случаи и доминантен дел во вкупните тековни трошоци.

9.3 Метод на пресметковни годишни трошоци (ануитетен метод)

Трошоците за амортизација K_a , погонските трошоци K_p , како и трошоците Δ заради изгубената електрична енергија во преносот односно распределбата се *тековни трошоци*, односно тие се остваруваат секоја година сè додека објектот живее и работи. За разлика од нив, инвестициските трошоци K се концентрирани во моментот на самото инвестирање односно изградба на објектот. Затоа би било логично инвестициите K, кои како трошоци се јавуваат на почетокот од посматраниот период, на некој начин рамномерно да ги распределиме по сиот тој период. Инвестициските трошоци K, кои се концентрирани, ги превреднуваме (претвораме) во тековни (сегодишни) на тој начин што ги множиме со еден коефициент p_n кој е секогаш помал од 1. Коефициентот p_n се нарекува *ануитетен фактор* (некои го нарекуваат коефициент на добивка, додека во руската стручна литература тој се нарекува *нормативен коефициент на ефективност на инвестициите*). Неговата вредност зависи од глобалната економска политика во стопанството на посматраната земја и обично се движи околу вредноста 0,1, односно 10%.

Според овој метод пресметковните годишни трошоци за еден објект претставуваат збир на сите тековни трошоци, опфаќајќи ги тука и инвестициските (се разбира соодветно превреднувани, односно претворени во тековни), т.е:

$$T = p_n \cdot K + K_a + K_p + \Delta = p_n \cdot K + f$$
 (ден./год.) (9.4)

Доколку при техничко-економските анализи се согледани повеќе можни варијанти со приближно еднакви технички карактеристики (технички еднаквовредни варијанти), тогаш за оптимална се смета онаа варијанта која ќе има најмали пресметковни годишни трошоци.

¹Загубите на електрична енергија во преносната мрежа обично изнесуваат од 2 - 4% од пренесуваната електрична енергија. Загубите на електричната енергија во дистрибуцијата (распределбата) на електричната енергија се значително поголеми и обично изнесуваат од 6 - 12% од распределената електрична енергија. Во некои дистрибутивни мрежи на EBH-Македонија загубите на електричната енергија во дистрибуцијата ја достигаат и вредноста од 18%.

9.4 Метод на вкупни актуализирани трошоци

Претходниот метод се базираше на определувањето на годишните трошоци сврзани со изградбата и експлоатацијата на енергетските објекти. За основен временски период беше земен периодот од 1 година и сите трошоци се однесуваа на овој период.

Кај методот на вкупни актуалиирани трошоци се посматра подолг временски период (на пример период од n = 20 или повеќе години) и за посматраниот период се определуваат *вкупните актуализирани трошоци* за секоја од разгледуваните варијанти. Притоа се уважува и динамиката, односно разновременоста на остварувањето на поедините трошоци во текот на посматраниот период, преку техниката на *актуализирање* на трошоците. На тој начин, трошоците што ќе се остваруваат во иднина ги актуализираме (*дисконтираме*) во сегашноста, односно им ја определуваме нивната *сегашна вредност* и вршиме нивно сумирање.

Сумата на сите актуализирани трошоци што ќе се јават односно остварат во посматраниот период се нарекува *цена на решението* Σ . Цената на решението Σ ќе се користи како критериум за оптималност во техничкоекономските анализи.

9.5 Основи на методот на актуализација

Овој метод се нарекува уште и *метод на сегашна вредност* (во англосаксонската литература тој се среќава под името *Present Value Method* или *Present Worth Method*) и во последно време се користи најчесто во економските анализи од доменот на електроенергетиката.

За време на траењето на инвестиците, т.е. за време на животот на електроенергетскиот објект, се јавуваат разни трошоци (а се разбира и разни приходи). Во претходниот метод инвестициите (кои како трошоци се јавуваат концентрирано) ги превреднувавме во тековни трошоци (секојгодишни трошоци). Нив им ги додадовме и тековните годишни трошоци (кои се состоеја од три члена: трошоци за амортизација, трошоци за одржување и трошоци заради изгубената електрична енергија), за кои претпоставивме дека се временски непроменливи, и на тој начин ги добивме пресметковните годишни трошоци. Овој модел го дава т.н. ануитетен метод, во кој оперираме всушност со просечните годишни трошоци сврзани со инвестициите и работењето.

Меѓутоа, кога тековните годишни трошоци се менуваат од година во година, што претставува реален случај (на пр. поради порастот на оптоварувањата, појавата на нови потрошувачи, поради промени во мрежата и друго), овој метод не може да се применува. Освен тоа, можно е во текот на работата, во разни временски моменти, да се јават и други инвестиции
како трошоци, што од аспект на времето, како што ќе видиме подоцна, не е сеедно. Во тој случај динамиката, т.е. промените до кои доаѓа, и разновременоста на остварувањето на трошоците ги уважуваме со помош на методот на актуализација.

Нека посматраме две можни решенија (варијанти) за кои вршиме економска анализа. Ако трошоците што се остваруваат по години (тековни и инвестициски) за првата варијанта ги означиме со $T_1(0), T_1(1), T_1(2), \ldots, T_1(n)$, а за втората со $T_2(0), T_2(1), T_2(2), \ldots, T_2(n)$ и ако овие трошоци ги нанесеме на дијаграм, тогаш е можно да настанат следните два случаја (слика 9.1 и слика 9.2).



Во првиот случај (слика 9.1) изборот е сосема јасен, но во вториот случај тоа не е така, бидејќи кривите "1" и "2" се сечат. Два броја можеме непосредно да споредуваме, но две криви што се сечат не ќе можеме да ги споредуваме без претходен договор.

Во прв момент изгледа дека споредувањето е можно ако едноставно извршиме споредување на сумите Σ'_1 і Σ'_2 на вкупните трошоци за секоја од варијантите:

$$\Sigma'_1 = T_1(0) + T_1(1) + T_1(2) + \ldots + T_1(n),$$
(9.5)

$$\Sigma'_2 = T_2(0) + T_2(1) + T_2(2) + \ldots + T_2(n).$$
 (9.6)

Но ако направиме така, тогаш тоа ќе значи дека на трошоците што ќе се остварат во иднина им даваме, т.е. им припишуваме иста тежина како и на трошоците што ќе се остварат на почетокот од работата.

Тоа не е исправно, бидејќи секогаш еден денар што го имаме сега вреди повеќе од еден денар што би го имале после една или повеќе години. Истовремено долгот или трошокот од еден денар што треба да го исплатиме после една година е суштински помал од долгот од еден денар што би требало да го исплатиме сега. Тоа можеме да го објасниме на следниот начин. Нека поседуваме K_0 денари. Ако се одречеме сега од овие K_0 денари, тогаш за возврат, вгодина, ќе добиеме повеќе, и тоа $K_0 \cdot (1+p)$ денари, при што p е каматната стапка.

Ако со p_1, p_2, \ldots, p_n ги означиме каматните стапки за секоја наредна година, тогаш сумата од K_0 денари по n години ќе добие вредност K_n :

$$K_n = K_0 \cdot (1+p_1) \cdot (1+p_2) \cdot \ldots \cdot (1+p_n).$$
(9.7)

Во практиката, при пресметувањето, за посматраниот временски период секогаш земаме еднакви каматни стапки:

$$p_1 = p_2 = \ldots = p_n = p_a,$$
 (9.8)

па на тој начин можеме да кажеме дека еден сегашен денар по n години ќе биде еднаков на $(1 + p_a)^n$ денари, и обратно, еден денар (остварен како приход или трошок) после n години е еднаков на $1/(1 + p_a)^n = 1/q^n$ денари денес.

Значи, независно од тоа дали се работи за приход или расход (трошок), доколку сумата од K денари треба да се оствари по n години, нејзината сегашна вредност ќе изнесува $K/q^n = K/(1 + p_a)^n$.

Величината p_a се нарекува *стапка на актуализација*, а величината $1/q = 1/(1 + p_a)$ се нарекува *фактор на актуализација*. Со помош на факторот на актуализација вршиме редукција (превреднување) на трошоците од иднина во сегашноста, т.е., како што велиме, ги актуализираме.

На тој начин различните временски редоследи на остварувањето на трошоците ги сведуваме на еден ист временски термин (обично актуализацијата ја вршиме на почетокот од посматрањето на работата на објектот), па сега можеме непосредно да ги собираме. Значи, сега можеме за секоја од погоре разгледаните варијанти да извршиме сумирање на актуализираните трошоци што ќе се остваруваат од година во година, и како резултат за секоја од нив ќе добиеме по една вредност (сума на *актуализирани денари*), кои можеме меѓусебно лесно да ги споредуваме:

$$\Sigma_1 = T_1(0) + \frac{T_1(1)}{q} + \frac{T_1(2)}{q^2} + \frac{T_1(3)}{q^3} + \dots + \frac{T_1(n)}{q^n},$$
(9.9)

$$\Sigma_2 = T_2(0) + \frac{T_2(1)}{q} + \frac{T_2(2)}{q^2} + \frac{T_2(3)}{q^3} + \dots + \frac{T_2(n)}{q^n}.$$
(9.10)

Врз основа на претходното можеме да кажеме дека од двете варијанти, "1" и "2", економски поповолна ќе биде онаа чијашто сума на актуализирани трошоци е помала.

Во економските анализи од доменот на електростопанството е вообичаено да се работи со стапка на актуализација од 8% до 10%. Со слични вредности на стапката на актуализација се оперира и во другите земји. Актуализацијата претставува техника со која се врши правилно вреднување на идните економски ефекти. Затоа определувањето на коректна, т.е. реална вредност на стапката на актуализација воопшто не е едноставно. Тоа е задача главно на економистите што работат во соодветната стопанска гранка. Сепак треба да знаеме дека пресметката со повисока или пониска стапка на актуализација може да има влијание врз економските одлуки во врска со изборот на најповолната варијанта.

Доколку пресметките ги вршиме со нереално висока стапка на актуализација, тогаш трошоците што ќе се остваруваат во иднина (а тоа се главно погонските трошоци и трошоците заради изгубената електрична енергија) на извесен начин ги обезвреднуваме, а ги потенцираме на неправилен начин трошоците што ќе се остваруваат на почетокот - а тоа се обично инвестициите. Затоа работењето со превисока стапка на актуализација обично ги фаворизира оние варијанти што се сврзани со помали инвестициски вложувања (и покрај тоа што тие ќе имаат зголемени трошоци во работењето), т.е. ги кочи инвестициите или, како што уште се вели, води кон "подинвестирање".

Од друга страна, работењето со прениска стапка на актуализација ќе ги фаворизира варијантите со поголеми почетни инвестиции и со помали трошоци во работењето, т.е. води кон "преинвестирање".

Во секој случај е неопходно пресметките за секоја од разгледуваните варијанти да ги вршиме со една иста договорена стапка на актуализација. Доколку сакаме да утврдиме колку висината на оваа стапка ќе влијае врз изборот, пресметките ќе ги правиме со повеќе различни стапки на актуализација. Ако со промените на вредноста на стапката на актуализација се менува и редоследот на варијантите во листата на економскиот приоритет, тогаш ќе биде потребно на изборот на вредноста на стапката на актуализација p_a да му се обрне поголемо внимание.

9.6 Основен модел во студиите за развој на електроенергетските мрежи и системи

Пресметковната техника на економско споредување на разните варијанти по принципот на актуализација е доста едноставна, но таа сепак има свои специфичности. Нејзната употребна врденост најлесно ќе ја илустрираме на следниот модел на една постојна електроенергетска мрежа во која доаѓа до промена на состојбата поради воведување (изградба) на еден нејзин нов елемент, т.е. до појава на нова инвестиција.

Во практиката најчесто имаме случај кога, поради постојан пораст на оптоварувањата, е неопходно една постоечка мрежа да се зајакне со изградба на нов елемент. Како последица на новоизградениот елемент ќе дојде до промена на карактеристиките на мрежата, т.е. системот. Помеѓу било кои две промени мрежата е во точно определена состојба на опременост, или, пократко речено, се наоѓа во определена состојба. Ние ќе посматраме вкупен период на работа на мрежата од n години, при што во m-тата година (или попрецизно кажано, на крајот од m-тата година), поради споменатиот пораст на потрошувачката, дошло до појава (вградување) на нов елемент, односно појава на нова инвестиција K(m). Значи, во случајов ќе имаме само една промена на состојбата на мрежата, а хронолошкиот приказ на остварувањето на трошоците во текот на целиот разгледуван период ќе биде илустриран на сликата 9.3.

Значи, ќе посматраме период на работа од n години. Од крајот на "нултата" година (што претставува почеток на посматрањето) па до крајот на m-тата година (кога дошло до зајакнувањето), мрежата е во "состојба 1", а тековните трошоци во овој период ќе ги означуваме со $f_1(1), f_1(2), \ldots, f_1(m)$. Од крајот на годината m, па сè до крајот на годината n, мрежата ќе биде во "состојба 2", а тековните трошоци во овој период (кои ќе се изменат поради воведувањето на новиот елемент) ќе ги означуваме со $f_2(m+1), f_2(m+2), \ldots, f_2(n)$.



Слика 9.3. Хронолошки приказ на остварувањето на трошоците при промена на состојбата во еден објект

Во хронолошкиот модел прикажан на сликата 9.3 ситуацијата е нешто поупростена бидејќи тековните трошоци (коишто се остваруваат во текот на целата година приближно рамномерно) се прикажани како да се остваруваат концентрирано – на крајот на посматраната година, што не е сосема исправно, но при економските споредувања тоа е прифатливо.

Сега сите трошоци ќе ги актуализираме на крајот на годината 0, т.е. на почетокот на посматраниот период, и ќе ги собереме. На тој начин ќе ја добиеме следната "цена на решението" Σ :

$$\Sigma = \sum_{i=1}^{m} \frac{f_1(i)}{q^i} + \frac{K(m)}{q^m} + \sum_{i=m+1}^{n} \frac{f_2(i)}{q^i}$$
(9.11)

Многу попрактично за пресметување би било кога сумите на актуализираните трошоци во последниот израз би ги искажале во концентрирана форма, што е под определени претпоставки можно. За таа цел нека ја посматраме првата сума:

$$\sum_{i=1}^{m} \frac{f_1(i)}{q^i} = \sum_{i=1}^{m} \frac{k_1 + \Delta_1(i)}{q^i},$$
(9.12)

во која тековните трошоци $f_1(i)$ во годината "i" ги разделивме на константен дел k_1 и варијабилен дел Δ_1 . Неа ќе ја раздвоиме во два дела, при што, за првиот дел ќе важи:

$$\sum_{i=1}^{m} \frac{k_1}{q^i} = k_1 \cdot \sum_{i=m+1}^{n} \frac{1}{q^i} = k_1 \cdot \Gamma(m)$$
(9.13)

$$\Gamma(m) = \frac{1}{q} + \frac{1}{q^2} + \frac{1}{q^3} + \ldots + \frac{1}{q^m}.$$
(9.14)

За определување на сумата $\Gamma(m)$ ќе постапиме на следниот начин. Ако последната равенка ја помножиме од двете страни со 1/q, ќе добиеме:

$$\frac{1}{q} \cdot \Gamma(m) = \frac{1}{q^2} + \frac{1}{q^3} + \frac{1}{q^4} + \dots + \frac{1}{q^{m+1}}.$$
(9.15)

Добиената равенка ќе ја извадиме од претходната, со што се добива:

$$\Gamma(m) - \frac{1}{q} \cdot \Gamma(m) = \left(\frac{1}{q} + \frac{1}{q^2} + \frac{1}{q^3} + \frac{1}{q^m}\right) - \left(\frac{1}{q^2} + \frac{1}{q^3} + \dots + \frac{1}{q^{m+1}}\right), \quad (9.16)$$

а оттаму следи:

$$\Gamma(m) - \frac{1}{q} \cdot \Gamma(m) = \frac{1}{q} - \frac{1}{q^{m+1}},$$

$$\Gamma(m) = \frac{q^m - 1}{q^m \cdot (q - 1)}.$$
(9.17)

т.е.

На сличен начин и вториот дел од сумата (што се однесува на
променливите трошоци, т.е на трошоците заради изгубената електрична
енергија) можеме да го изразиме во концентрирана форма. Меѓутоа,
трошоците
$$\Delta_1(i)$$
 не се константни, туку растат со квадратот на моќноста на
оптоварувањето. Вообичаена е експоненцијалната зависност на порастот на
оптоварувањето, што значи дека оптоварувањето расте од година во година
со константен фактор на пораст $x > 1$. (На пример, ако стапката на пораст на
потрошувачката е $p\% = 10\%$ годишно, тогаш факторот на пораст ќе изнесува:

$$x = 1 + \frac{p\%}{100} = 1 + \frac{10}{100} = 1, 1$$

247

Ние ќе го упростиме случајот уште повеќе и ќе претпоставиме дека оптоварувањето на мрежата е во текот на целата година константно и дека во секоја наредна година тоа е за *x* пати поголемо во однос на неговата вредност во претходната година, т.е. експоненцијалниот пораст на конзумот ќе го заменуваме со една скалестата крива, како што е тоа прикажано на сликата 9.4.



Слика 9.4. Експоненцијален пораст на потрошувачката и нејзина апроксимација со искршена линија (скалеста крива)

Во тој случај, за загубите на електричната енергија ΔW , односно за соодветните трошоци Δ , ќе важат следните односи:

$$\frac{\Delta_1(1)}{\Delta_1(0)} = \frac{\Delta_1(2)}{\Delta_1(1)} = \dots = \frac{\Delta_1(m)}{\Delta_1(m-1)} = x^2,$$

односно, напишано воопштено:

$$\Delta_1(i) = \Delta_1(0) \cdot x^{2i}; \quad i = 1, 2, \dots, m.$$

Во последната релација со $\Delta_1(0)$ се означени трошоците заради загубената електрична енергија во текот на една година за случајот кога оптоварувањето во мрежата е еднакво на почетното P_0 (види слика 9.4), а мрежата се наоѓа во "состојбата 1".

Во тој случај сумата на варијабилниот дел од актуализираните трошоци ќе изнесува:

$$\sum_{i=1}^{m} \frac{\Delta_1(i)}{q^i} = \sum_{i=1}^{m} \frac{\Delta_1(0) \cdot x^{2i}}{q^i} = \Delta_1(0) \cdot \sum_{i=1}^{m} \frac{x^{2i}}{q^i} = \Delta_1(0) \cdot \Gamma(x, m).$$
(9.18)

каде што е воведено обележувањето:

$$\Gamma(x,m) = \sum_{i=1}^{m} \frac{x^{2i}}{q^i} = \frac{x^2}{q} + \frac{x^4}{q^2} + \dots + \frac{x^{2m}}{q^m}.$$
(9.19)

248

Последната сума можеме да ја напишеме на следниот начин:

$$\Gamma(x,m) = \frac{1}{q/x^2} + \frac{1}{(q/x^2)^2} + \frac{1}{(q/x^2)^3} + \dots + \frac{1}{(q/x^2)^m}.$$
 (9.20)

Аналогно на изразот за сумата Г(m), во овој случај, значи, ќе имаме:

$$\Gamma(x,m) = \frac{\left(\frac{q}{x^2}\right)^m - 1}{\left(\frac{q}{x^2}\right)^m \cdot \left(\frac{q}{x^2} - 1\right)}.$$
(9.21)

Значи, ако се вратиме на посматраниот случај, ќе имаме:

1. Тековни трошоци во текот на посматраниот период $0 \div m$ ("состојба 1")

$$f_1(i) = k_1(i) + \Delta_1(0) \cdot x^{2i}; i = 1, 2, \dots, m,$$
(9.22)

$$\sum_{i=1}^{m} \frac{f_1(i)}{q^i} = k_1 \cdot \Gamma(m) + \Delta_1(0) \cdot \Gamma(x, m)$$
(9.23)

2. Тековни трошоци во текот на периодот $m + 1 \div n$ ("состојба 2")

$$f_2(i) = k_2(i) + \Delta_2(0) \cdot x^{2i}; i = m + 1, m + 2, \dots, n;$$
(9.24)

$$\sum_{i=m+1}^{n} \frac{f_2(i)}{q^i} = \sum_{i=m+1}^{n} \frac{k_2 + \Delta_2(0) \cdot x^{2i}}{q^i} = k_2 \left[\Gamma(n) - \Gamma(m) \right] + \Delta_2(0) \cdot \left[\Gamma(x, n) - \Gamma(x, m) \right].$$
(9.25)

Конечно, вкупната сума на актуализираните трошоци за разгледуваниот случај ќе биде:

$$\Sigma = [k_1 \cdot \Gamma(m) + \Delta_1(0) \cdot \Gamma(x, m)] + \frac{K(m)}{q^m} + k_2 \cdot [\Gamma(n) - \Gamma(m)] + \Delta_2(0) \cdot [\Gamma(x, n) - \Gamma(x, m)].$$
(9.26)

Во равенката (9.26) со $\Delta_2(0)$ се означени трошоците заради загубената електрична енергија во текот на една година за случајот кога мрежата се наоѓа во "состојбата 2", а оптоварувањето во мрежата е еднакво на почетното оптоварување P_0 .

9.7 Примери придружени кон деветтото поглавје

Пример 9.1. Индустриски потрошувач треба да се напојува со електрична енергија преку еден 110 kV далновод со должина *l* = 50 km. Дневниот дијаграм на промената на оптоварувањето на потрошувачот е даден во следната табела:

Табела П.9.1.1. Податоци за дневниот дијаграм на оптоварување

Временски период (h)	0 - 6	6 – 22	22 – 24
Однос P/P_{M}	0,2	1,0	0,2

Потрошувачот работи цело време со константен фактор на моќност соз $\varphi = 0, 8 = \text{ const.}$ Максималната моќност на потрошувачот P_{M} од година во година се менува (расте), и тоа на следниот начин:

 $P_{\rm M}(0) = P_{\rm M}(1) = 30 \text{ MW};$ $P_{\rm M}(2) = 40 \text{ MW};$ $P_{\rm M}(3) = 50 \text{ MW};$ $P_{\rm M}(4) = P_{\rm M}(5) = \ldots = P_{\rm M}(20) = 60 \text{ MW}.$

Споменатиот вод треба да биде изведен со спроводници Al/Č 240/40 mm² ($R_1 = r_1 \cdot l = 6, 15 \Omega$) и неговата цена ќе биде $K_1 = 500 \cdot 10^6$ парични единици (п.е.).

Да се пресметаат тековните трошоци во работењето по години и да се пресмета сумата на вкупните актуализирани трошоци за изградбата и експлоатацијата на преносниот вод за првите *n* = 20 години од работењето на потрошувачот.

Актуализацијата да се врши со стапка $p_a = 10\%$. Стапките на амортизација и одржување на преносниот вод изнесуваат $\alpha_a = 3,3\%$ и $\alpha_p = 1,5\%$, респективно.

Цената на изгубениот киловатчас изнесува $c_{\Delta W}$ = 10 п.е.

Да се испита дали во истите услови напојувањето преку двосистемски вод $(2 \times 3 \times \text{Al}/\text{C} 150/25 \text{ mm}^2)$ изведен со спроводници од типот Al/Č 150/25 mm² и чија цена е за 30% повисока од претходната, ќе претставува економски поповолно решение. Активната отпорност (по фаза) на двосистемскиот вод изнесува $R_2 = r_2 \cdot l = 5 \Omega$.

Решение

Тековните трошоци f можеме да ги поделиме на два дела: константен дел k (трошоци за амортизација и одржување на далноводот) и дел којшто е зависен од оптоварувањето (променлив дел) Δ и кој ги опфаќа трошоците заради загубената електрична енергија во преносот:

$$f_i = k_i + \Delta_i; \quad i = 1, 2, \dots, n.$$

Константниот дел од трошоците е за сите години ист и изнесува:

$$k = (\alpha_a + \alpha_p) \cdot K = (3, 3/100 + 1, 5/100) \cdot 500 \cdot 10^6 = 24 \cdot 10^6$$
 п.е. /год.

Променливиот дел од трошоците во случајов ќе расте од година во година во текот на првите четири години од разгледуваниот период, Потоа, во натамошниот период, бидејќи оптоварувањето ќе биде константно, и овој дел од трошоците нема да се менува.

Ќе ја посматраме најнапред првата година од работењето, кога врвното оптоварување на потрошувачот ќе изнесува $P_{\rm M}$ = 30 MW. Дневните загуби на електрична енергија во преносниот вод ΔW_{d1} во овој случај ќе бидат:

$$\Delta W_{d1} = \sum \Delta P_i \cdot \Delta t_i = \sum \frac{R \cdot P_{Mi}^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot \Delta t_i,$$

или:

$$\Delta W_{d1} = \frac{6,15 \cdot 6^2}{110^2 \cdot 0,8^2} \cdot 6 + \frac{6,15 \cdot 30^2}{110^2 \cdot 0,8^2} \cdot 16 + \frac{6,15 \cdot 6^2}{110^2 \cdot 0,8^2} \cdot 2 = 11,665 \text{ MWh},$$

додека соодветните годишни загуби на електрична енергија во текот на првата година ќе изнесуваат:

$$\Delta W_1 = 365 \cdot \Delta W_{d1} = 4.257, 6 \text{ MWh}.$$

Нивната вредност, како трошоци, ќе изнесува:

$$\Delta_1 = c_{\Delta W} \cdot \Delta W_1 = 10 \cdot 4.257 \cdot 10^3 = 42,76 \cdot 10^6$$
 п.е.

Според тоа, тековните трошоци f_1 остварени во текот на првата година од работењето ќе бидат:

$$f_1 = k + \Delta_1 = 24 \cdot 10^6 + 42,576 \cdot 10^6 = 66,576 \cdot 10^6$$
 n.e.

На сличен начин се определуваат и тековните трошоци за преостанатите години од разгледуваниот период.

Резултатите од пресметките се прикажани во табелата П.9.1.2. Притоа во табелата се внесени тековните трошоци во работењето за споменатите две варијанти на напојувањето на потрошувачот: 1) напојување со едносистемски далновод, со спроводници Al/Č 240/40 mm² и 2) напојување со двосистемски далновод, со спроводници Al/Č 150/25 mm².

Сумата на актуализираните трошоци Σ_1 за првиот случај ќе изнесува:

$$\Sigma_1 = K_1 + \sum_{i=1}^n \frac{f_{1i}}{q^i} =$$

= $10^6 \cdot \left(500 + \frac{66,576}{q} + \frac{99,691}{q^2} + \dots + \frac{194,030}{q^{20}}\right) = 2145 \cdot 10^6 \text{ n.e.}$

251

Слично на тоа, за втората можност на напојувањето (со двосистемски вод) добиваме:

$$\Sigma_2 = K_2 + \sum_{i=1}^n \frac{f_{2i}}{q^i} =$$

= $10^6 \cdot \left(650 + \frac{67,614}{q} + \frac{92,737}{q^2} + \dots + \frac{169,659}{q^{20}} \right) = 2246 \cdot 10^6 \,\mathrm{n.e}$

3×Al/Č 2			al/Č 240/40	mm^2	$2 \times 3 \times \text{Al/C} 150/25 \text{ mm}^2$		
	P_{Mi}	ΔW_i	Δ_i	f_i	ΔW_i	Δ_i	f_i
год.	(MW)	(MWh)	(10 ⁶ п.е.)	(10 ⁶ п.е.)	(MWh)	(10 ⁶ п.е.)	(10 ⁶ п.е.)
1	30	4257,6	42,576	66,576	3641,4	36,414	67,614
2	40	7569,1	75,691	99,691	6153,7	61,537	92,737
3	50	11826,7	118,267	162,267	9615,2	96,152	127,352
4	60	17030,4	170,304	194,030	13845,9	138,459	169,659
:	÷						:
20	60	17030,4	170,304	194,030	13845,9	138,459	169,659

Табела П.9.1.2. Приказ на хронолошкиот редослед на остварувањето на трошоците



Пример 9.2. Индустриски потрошувач се наоѓа на 50 km од најблиската распределителна точка и треба да се напојува со електрична енергија на ниво 110 kV. Потрошувачот ги има следните карактеристики: $P_{\rm M} = 40$ MW; cos $\varphi = 0, 8; T_{\rm M} = 4500$ h. За напојување на потрошувачот можни се две варијанти:

- 1. Изградба на 110 kV далновод со спроводници Al/Č 240/40 mm², чија единична цена изнесува $k_1 = 10^6$ денари/km;
- 2. изградба на 110 kV далновод со спроводници Al/Č 150/25 mm², чија единична цена изнесува $k_2 = 0, 8 \cdot 10^6$ денари/km.

Обата далновода се со челичнорешеткасти столбови и стапките за нивната амортизација и одржување изнесуваат $\alpha_a = 3\%$ и $\alpha_p = 2,5\%$, додека цената на изгубениот kWh изнесува $c_{\Delta W} = 1$ денар/kWh. Со помош на методот на пресметковни годишни трошоци да се процени која од овие две варијанти е економски поповолна.

Решение

1) Варијанта со спроводници Al/Č 240/40 mm² ($r_1 = 0,129 \ \Omega/km; x_1 = 0,39 \ \Omega/km; k_1 = 10^6$ денари/km).

Инвестициските трошоци K_1 во оваа варијанта ќе бидат:

$$K_1 = k_1 \cdot l = 50 \cdot 10^6$$
 денари.

Годишните трошоци за амортизација и одржување на далноводот ќе бидат:

 $K_a + K_p = (\alpha + \alpha_p) \cdot K_1 = (0, 03 + 0, 025) \cdot 50 \cdot 10^6 = 2,75 \cdot 10^6$ денари/годишно.

Загубите на активната моќност во режимот на максимално оптоварување ќе изнесуваат:

$$\Delta P_{\rm M1} = 3 \cdot R_1 \cdot I_{\rm M}^2 \approx R_1 \cdot \frac{P_{\rm M}^2}{U_{\rm n}^2 \cdot \cos^2 \varphi} = (0, 129 \cdot 50) \cdot \frac{40^2}{110^2 \cdot 0, 8^2} = 1,333 \text{ MW}.$$

Времето на загуби τ може приближно да се процени преку познатата вредност на времето на максимална моќност T_M , со помош на следната формула:

$$au = \left(0, 124 + \frac{T_M}{10.000}
ight)^2 \cdot 8760 = (0, 124 + 0, 45)^2 \cdot 8760 = 2886$$
 часови/год.

Годишните загуби на активната енергија ќе бидат:

$$\Delta W_1 = \Delta P_{M1} \cdot \tau = 1,333 \cdot 2886 = 3847$$
 MWh/год. = $3,847 \cdot 10^6$ kWh/год.

а соодветните трошоци Δ за изгубената електрична енергија во преносот ќе изнесуваат:

$$\Delta_1 = c_{\Delta W} \cdot \Delta W_1 = 1 \cdot 3,847 \cdot 10^6 = 3,847 \cdot 10^6$$
 денари/год.

Според тоа, вкупните тековни годишни трошоци на оваа варијанта изнесуваат:

$$f_1 = K_a + K_p + \Delta_1 = 2,75 \cdot 10^6 + 3,847 \cdot 10^6 = 6,597 \cdot 10^6$$
 денари/год.

Земајќи дека ануитетниот фактор изнесува $p_n = 10$ %, пресметковните годишни трошоци за оваа варијанта ќе бидат:

$$T_1 = p_n \cdot K_1 + f_1 = 0, 1 \cdot 50 \cdot 10^6 + 6,597 \cdot 10^6 = 11,597 \cdot 10^6$$
 денари/год.

2) Варијанта со спроводници Al/Č 150/25 mm² ($r_2 = 0, 21 \Omega/$ km; $x_2 = 0, 4 \Omega/$ km; $k_2 = 0, 8 \cdot 10^6$ денари/km).

Инвестициските трошоци K_2 во оваа варијанта ќе бидат: $K_2 = k_2 \cdot l = 40 \cdot 10^6$ денари.

Годишните трошоци за амортизација и одржување на далноводот ќе бидат:

 $K_a + K_p = (\alpha_a + \alpha_p) \cdot K_2 = (0,03+0,025) \cdot 40 \cdot 10^6 = 2,20 \cdot 10^6$ денари/год.

Загубите на активната моќност во режимот на максимално оптоварување ќе изнесуваат:

$$\Delta P_{\text{M2}} = 3 \cdot R_2 \cdot I_{\text{M}}^2 \approx R_2 \cdot \frac{P_{\text{M}}^2}{U_{\text{n}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} = (0, 21 \cdot 50) \cdot \frac{40^2}{110^2 \cdot 0, 8^2} = 2,169 \text{ MW}.$$

Годишните загуби на активната енергија ќе бидат:

 $\Delta W_2 = \Delta P_{M2} \cdot \tau = 2,169 \cdot 2886 = 6260$ MWh/rog = $6,260 \cdot 10^6$ kWh/rog.,

а соодветните трошоци Δ_2 за изгубената електрична енергија во преносот ќе изнесуваат:

$$\Delta_2 = c_{\Delta W} \cdot \Delta W_2 = 1 \cdot 6,263 \cdot 10^6 = 6,260 \cdot 10^6$$
 денари /год.

Според тоа, вкупните тековни годишни трошоци на оваа варијанта изнесуваат:

$$f_2 = K_a + K_p + \Delta_2 = 2,20 \cdot 10^6 + 6,260 \cdot 10^6 = 8,460 \cdot 10^6$$
 денари/год.

Пресметковните годишни трошоци за оваа варијанта ќе бидат:

$$T_2 = p_n \cdot K_2 + f_2 = 0, 1 \cdot 40 \cdot 10^6 + 8,460 \cdot 10^6 = 12,460 \cdot 10^6$$
 денари/год.

Во следната табела се прикажани техничките и економските показатели за обете разгледувани варијатни.

Табела П.9.2.1. Технички и економски показатели на разгледуваните варијанти

	Texi	Економски показатели						
	пока	(трошоци во 10 ⁶ денари годишно)						
Варијанти	ΔU (%)	ΔP (MW)	K	K_a	K_p	Δ	f	Т
1) Al/Č 240/40 mm ²	6,97	1,333	50	1,50	1,25	3,847	6,597	11,597
2) Al/Č 150/25 mm ²	8,38	2,170	40	1,20	1,00	6,260	8,460	12,460

Од табелата П.9.2.1 заклучуваме дека првата варијанта се карактеризира со поголеми инвестициски вложувања, но затоа таа има значително помали тековни трошоци кои ќе се јавуваат во текот на експлоатацијата на преносниот вод. Поради тоа и пресметковните годишни трошоци *T* за оваа варијанта се за околу 7% помали во однос на пресметковните годишни трошоци кај втората варијанта, па според тоа првата варијанта ќе биде, од економски аспект, поповолна во однос на втората. Таа, исто така, е поповолна и од технички аспект бидејќи обезбедува помали загуби на напон и помали загуби на моќност.

Пример 9.3. Трошоците по километар должина $V_{\text{вод}}$ за изградба на преносните водови зависат како од номиналниот напон U_n така и од напречниот пресек A на спроводниците. За надземните водови со спроводници од комбинираното јаже Al/Č со однос на пресеците $\varepsilon = 6:1$ овие трошоци можат приближно да се опишат со следната релација:

$$W_{\text{вод}} = (v_1 + v_2 \cdot U_n + v_3 \cdot A) = (140 + 3, 9 \cdot U_n + 1, 5 \cdot A) \cdot 10^3$$
 п.е./km.

Цената на произведениот, па според тоа и цената за изгубениот киловатчас во пренесувањето на електричната енергија $c_{\Delta W}$, од своја страна, зависи од режимот на работата на изворите на електрична енергија, т.е. од нивното време на искористување (т.е. време на максимална моќност) $T_{\rm M}$. Споменатата зависност е прикажана табеларно во табелата П.9.3.1.

Табела П.9.3.1. Табеларен приказ на зависноста на цената на електричната енергија $c_{\Delta W}$ од употребното време $T_{\rm M}$

<i>T</i> _M (h)	2500	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000	6500
$c_{\Delta W}$ (п.е./kWh)	1,68	1,38	1,11	0,96	0,84	0,75	0,69	0,60	0,53

Вкупните трошоци, сврзани со изградбата и експлоатацијата на надземните водови, зависат како од вложените инвестиции K така и од тековните трошоци f што се јавуваат во текот на нивната работа, вклучувајќи ја тука и вкупната изгубена електрична енергија ΔW во преносот.

Ако *економска густина на струјата* J_{ek} ја наречеме онаа густина на струјата за која пресметковните годишни трошоци T за пренесување на електричната енергија се најмали, тогаш е потребно нејзината вредност да се определи за разни вредности на времето на искористување на изворите $T_{\rm M}$. Зависноста $J_{ek} = f(T_{\rm M})$ да се прикаже табеларно.

Решение

Пресметковните годишни трошоци T се составени од два члена: 1) тековните трошоци f и 2) членот $p_n \cdot K$ кој ги репрезентира, т.е. уважува

инвестициските вложувања К. Според тоа, ќе имаме:

$$\begin{split} K &= V_{\text{вод}} \cdot l = (v_1 + v_2 \cdot U_n + v_3 \cdot A) \cdot l, \\ f &= K_a + K_p + \Delta = (\alpha_a + \alpha_p) \cdot K + \Delta = p_s \cdot K + \Delta, \\ \Delta &= c_{\Delta W} \cdot \Delta W = c_{\Delta W} \cdot (\Delta P_M \cdot \tau) = c_{\Delta W} \cdot 3 \cdot R \cdot I^2 \cdot \tau. \end{split}$$

Бидејќи е:

$$R = r \cdot l = \frac{1000}{\sigma \cdot A} \cdot l,$$

за трошоците за изгубена електриична енергија следува:

$$\Delta = \frac{3 \cdot c_{\Delta W} \cdot \tau \cdot 10^3}{\sigma} \cdot \frac{I^2}{A} \cdot l = \xi \cdot \frac{I^2}{A} \cdot l.$$

Според тоа, пресметковните годишни трошоци сврзани со изградбата и погонот (експлоатацијата) на надземните преносни водови ќе бидат:

$$T = p_s \cdot K + f = (p_n + p_s) \cdot K + \Delta,$$

т.е.

$$T = (p_n + p_s) \cdot V_{\text{вод}} \cdot l + \xi \cdot \frac{I^2}{A} \cdot l = \left[(p_n + p_s) \cdot V + \xi \cdot \frac{I^2}{A} \right] \cdot l.$$

Значи овие трошоци зависат од пресекот А. Понатаму имаме:

$$\frac{dT}{dA} \equiv \left[(p_n + p_s) \cdot \frac{dV_{\text{bog}}}{dA} - \xi \cdot \frac{I^2}{A^2} \right] \cdot l = 0.$$

Бидејќи е:

$$\frac{dV_{\text{вод}}}{dA} = v_3,$$

$$\frac{I}{A} = J_{ek},$$

следува:

$$(p_n + p_s) \cdot v_3 - \xi \cdot J_{ek}^2 = 0,$$

од каде што се добива:

$$J_{ek} = \sqrt{\frac{v_3 \cdot (p_n + p_s)}{\xi}} = \sqrt{\frac{v_3 \cdot (p_n + p_s) \cdot \sigma}{3 \cdot 10^3 \cdot c_{\Delta W} \cdot \tau}}.$$

Ако во последниот израз ги замениме бројните вредности на поедините величини, усвојувајќи притоа $p_n=0,1$ и $p_s=0,055$ и изразувајќи ја цената на изгубениот киловатчас $c_{\Delta W}$ во п.е./МWh, економската густина на струјата

 J_{ek} ќе ја добиеме во kA/mm². Притоа времето на загуби au го пресметуваме (проценуваме) приближно, со помош на следната емпириска релација:

$$\tau = \left(0, 124 + \frac{T_{\rm M}}{10.000}\right)^2 \cdot 8760.$$

На тој начин за разни вредности на употребното време $T_{\rm M}$ ги определуваме соодветните вредности на економската густина на струјата J_{ek} . Пресметаните резултати се прикажани во табелата П.9.3.2.

Табела П.9.3.2. Табеларен приказ на зависноста на економската густина на струјата J_{ek} од употребното време $T_{\rm M}$

<i>T</i> _M (h)	2500	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000	6500
au (h)	1225	1575	1968	2405	2886	3411	3980	4591	5248
$c_{\Delta}W \cdot \tau$	2058	2173	2184	2308	2424	2558	2746	2754	2781
$J_e k$ (A/mm ²)	1,10	1,07	1,065	1,036	1,01	0,97	0,95	0,94	0,935

Како што може да се забележи, во изразот за економската густина на струјата не фигурира ниту номиналниот напон на далноводот ниту пак неговата должина. Тоа значи дека економската густина на струјата кај надземните водови не зависи ниту од напонот на водот ниту од неговата должина, туку таа е иста за сите надземни водови кои се изведени со спроводници од ист материјал. Истиот заклучок наполно важи и за енергетските кабли.



Пример 9.4. 10 kV далновод со должина l = 3,2 km и со спроводници Al/Č 50/8 mm² ($r = 0,625 \ \Omega/$ km; $x = 0,40 \ \Omega/$ km) напојува потрошувач за кој е познато: $P_{\rm M} = 1,6$ MW; соѕ $\varphi = 0,75$; $T_{\rm M} = 5000$ h $\tau = 3410$ h. За да се поправат напонските прилики и да се намалат загубите на моќност и енергија во преносот, се предвидува инсталирање на кондензаторска батерија (КБ) кај самиот потрошувач. Ваквиот зафат ќе доведе до појава на дополнителни инвестициски вложувања за набавка на кондензаторската батерија, но од друга страна со тоа ќе се намалат загубите на електрична енергија во преносот и, веројатно, со тоа ќе се намалат тековните трошоци во погонот f.

Инвестициските трошоци $K_{\rm K5}$ за инсталирањето на кондензаторската батерија, коишто линеарно зависат од инсталираната моќност на батеријата $Q_{\rm K5}$, можат да се опишат со следната релација:

 $K_{\text{KБ}} = (a + b \cdot Q_{\text{KБ}}) = (150 + 500 \cdot Q_{\text{KБ}}) \cdot 10^6$ п.е.

при што моќноста на батеријата $Q_{\rm KB}$ се изразува во мегавари (Mvar).

Да се определи оптималната вредност на инсталираната моќност $Q_{\rm KB}$ на батеријата за која пресметковните годишни трошоци ќе бидат најмали. Потоа, за така определената вредност на моќноста на батеријата, да се определи вкупното количество на активна енергија што ќе се заштедува секоја година за сметка на намалувањето на загубите во преносот поради поправката на факторот на моќност соз φ . Колкаво ќе биде намалувањето ΔT на пресметковните годишни трошоци по инсталирањето на кондензаторската батерија?

Цената на електричната енергија загубена во преносот изнесува $c_{\Delta W}$ = 1,5 п.е./kWh = 1500 п.е./MWh. Нормативниот коефициент на ефективност на инвестициите изнесува p_n = 0,1 додека годишните стапки на амортизација и одржување на кондензаторската батерија изнесуваат α_a = 7,5% и α_s = 2,5%.

Решение

Ќе ги посматраме двете можни варијанти:

- работа на далноводот без инсталирање на кондензаторска батерија (т.е. постојна состојба);
- 2. работа на далноводот со инсталирана кондензаторска батерија кај потрошувачот.

Во првиот случај годишните загуби на електрична енергија во преносот ќе бидат:

$$\Delta W_1 = \frac{P_{\rm M}^2}{U_{\rm p}^2 \cdot \cos^2 \varphi_1} \cdot R \cdot \tau = \frac{1,6^2}{10^2 \cdot 0,75^2} \cdot 2 \cdot 3410 = 310,4 \frac{\rm MWh}{\rm rog.},$$

а соодветните трошоци Δ_1 ќе бидат:

$$\Delta_1 = c_{\Delta W} \cdot \Delta W_1 = 1, 5 \cdot 310, 4 \cdot 10^3 = 465, 6 \cdot 10^3$$
 п.е./год.

Во вториот случај годишните загуби на електрична енергија ќе се намалат на вредноста:

$$\Delta W_2 = \frac{P_{\rm M}^2}{U_{\rm n}^2 \cdot \cos^2 \varphi_2} \cdot R \cdot \tau,$$

којашто засега не ни е позната. Меѓутоа, инсталирањето на кондензаторската батерија ќе доведе, наедно, и до зголемување на тековните трошоци ƒ за вредноста:

$$p_n \cdot K_{\mathrm{K}\mathrm{B}} + (\alpha_a + \alpha_p) \cdot K_{\mathrm{K}\mathrm{B}} = p_{\Sigma} \cdot K_{\mathrm{K}\mathrm{B}},$$

што се однесува на инвестицијата K_{KE} (соодветно превреднувана во тековен трошок) и на идните трошоци за амортизација и одржување на кондензаторската батерија. Ако со T_1 и T_2 ги означиме пресметковните годишни трошоци на првата односно втората варијанта, тогаш нивната разлика ΔT , т.е. годишните заштеди поради инсталирањето на кондензаторската батерија, ќе бидат:

$$\begin{split} \Delta T &= T_1 - T_2 = (\Delta_1 - \Delta_2) - p_{\Sigma} \cdot K_{\text{KE}}, \\ \Delta_1 - \Delta_2 &= \frac{c_{\Delta W} \cdot P_{\text{M}}^2 \cdot R \cdot \tau}{U_{\text{n}}^2} \cdot \left(\frac{1}{\cos^2 \varphi_1} - \frac{1}{\cos^2 \varphi_2}\right) \\ \Delta_1 - \Delta_2 &= \frac{c_{\Delta W} \cdot P_{\text{M}}^2 \cdot R \cdot \tau}{U_{\text{n}}^2} \cdot \left(\text{tg}^2 \varphi_1 - \text{tg}2 \varphi_2\right). \end{split}$$

Имајќи ги предвид изразите:

$$\mathsf{tg}\varphi_1 = rac{Q_\mathsf{M}}{P_\mathsf{M}}; \quad \mathsf{tg}\varphi_2 = rac{Q_\mathsf{M} - Q_\mathsf{KE}}{P_\mathsf{M}};$$

добиваме:

$$\begin{split} \Delta_1 - \Delta_2 &= \frac{c_{\Delta W} \cdot P_{\mathrm{M}}^2 \cdot R \cdot \tau}{U_{\mathrm{n}}^2} \cdot \left[\frac{Q_{\mathrm{M}}^2}{P_{\mathrm{M}}^2} - \frac{(Q_{\mathrm{M}} - Q_{\mathrm{K}\mathrm{B}})^2}{P_{\mathrm{M}}^2}\right],\\ \Delta_1 - \Delta_2 &= \frac{c_{\Delta W} \cdot R \cdot \tau}{U_{\mathrm{n}}^2} \cdot Q_{\mathrm{K}\mathrm{B}} \cdot (2Q_{\mathrm{M}} - Q_{\mathrm{K}\mathrm{B}}). \end{split}$$

Значи, годишните заштеди во енергија, како и паричните заштеди врз таа основа се директно зависни од инсталираната моќност на кондензаторската батерија $Q_{\rm KB}$. Понатаму, разликата ΔT во пресметковните годишни трошоци ќе биде:

$$\Delta T = \Delta_1 - \Delta_2 - p_{\Sigma} \cdot K_{\mathsf{K}\mathsf{F}} = \Delta_1 - \Delta_2 - p_{\Sigma} \cdot (a + b \cdot Q_{\mathsf{K}\mathsf{F}}),$$

или:

$$\Delta T = \frac{c_{\Delta W} \cdot R \cdot \tau}{U_{\mathbf{n}}^2} \cdot Q_{\mathrm{K}\mathrm{B}} \cdot (2Q_M - Q_{\mathrm{K}\mathrm{B}}) - p_{\Sigma} \cdot (a + b \cdot Q_{\mathrm{K}\mathrm{B}})$$

Значи и вкупните годишни заштеди можат да се изразат како функција од моќноста на батеријата $Q_{\rm KE}$. Понатаму, оптималната вредност на моќноста $Q_{\rm KE}$ за која се постигнуваат најголеми заштеди ќе ја добиеме од условот:

$$\frac{d}{dQ_{\rm KE}}(\Delta T) = \frac{2c_{\Delta W} \cdot R \cdot \tau}{U_{\rm n}^2} \cdot (Q_{\rm M} - Q_{\rm KE}) - p_{\Sigma} \cdot b = 0,$$

од каде што понатаму следува:

$$Q_{\mathrm{K}\mathrm{B}} = Q_{\mathrm{M}} - \frac{b \cdot p_{\Sigma} \cdot U_{\mathrm{n}}^{2}}{2 \cdot c_{\Delta W} \cdot R \cdot \tau}$$

Последниот израз ја дава оптималната вредност на инсталираната моќност на кондензаторската батерија. Имајќи предвид дека реактивната

моќност Q_M на потрошувачот во режимот на максимално оптоварување изнесува $Q_M = P_M \cdot tg\varphi = 1, 6 \cdot 0, 882 = 1, 411$ Mvar, за оптималната вредност на моќноста на батеријата ќе добиеме:

$$Q_{\text{KB}} = 1,411 - \frac{500 \cdot 10^3 \cdot (0,1+0,075+0,025) \cdot 10^2}{2 \cdot 1,5 \cdot 10^3 \cdot 2 \cdot 3410} = 0,922 \text{ Mvar}.$$

Значи, после компензацијата ќе имаме нов фактор на моќност соз φ_2 :

$${
m tg} arphi_2 = (Q_{
m M} - Q_{
m KB})/P_{
m M} = 0,306; \quad \cos arphi_2 = 0,956,$$

а годишните загуби на активната енергија ќе се намалат и сега тие ќе изнесуваат:

$$\Delta W_2 = \frac{P_{\rm M}^2}{U_{\rm p}^2 \cdot \cos^2 \varphi_2} \cdot R \cdot \tau = \frac{1, 6^2}{10^2 \cdot 0,956^2} \cdot 2 \cdot 3410 = 190, 9 \text{ MWh/rog.},$$

односно ќе имаме годишни заштеди во активна енергија во износ:

$$\Delta W_1 - \Delta W_2 = 310, 4 - 190, 9 = 119, 5$$
 MWh/год.,

што изнесува околу 2,2% од вкупната пренесена електрична енергија во текот на една година.

Вредноста на овој износ, изразена во парични единици (п.е.) годишно, ќе биде:

$$\Delta_1 - \Delta_2 = c_{\Delta W} \cdot (\Delta W_1 - \Delta W_2) = 1,5 \cdot 119.500 = 179.250$$
 п.е./год.

Цената на кондензаторската батерија со оптимална инсталирана моќност ќе биде:

$$K_{\text{KE}} = (150 + 500 \cdot 0, 922) \cdot 10^3 = 611.000 \text{ n.e.}$$

Според тоа, инсталирањето на кондензаторската батерија со својата оптимална вредност, освен веќе споменатите ефекти, ќе доведе до намалување на пресметковните годишни трошоци за вредноста:

$$\Delta T = (\Delta_1 - \Delta_2) - p_{\Sigma} \cdot K_{\text{KБ}} = 179.250 - 0, 2 \cdot 611.000 = 57.050$$
 п.е./год.

Бидејќи заштедите од компензацијата ΔT се позитивни, произлегува дека инсталирањето на батеријата со спомената моќност од 922 kvar е не само технички туку и економски сосема оправдана. Кондензаторска батерија со номинална моќност точно 922 kvar тешко може да се реализира. Една од практичните можности е да се оформи батерија со три кондензаторски единици од по 300 kvar (3×300 kvar = 900 kvar), по 300 kvar за секоја од фазите.

Пример 9.5. 110 kV далновод со спроводници Al/Č 240/40 mm² ($r = 0, 129 \ \Omega/km$; $x = 0, 40 \ \Omega/km$) и со должина l = 50 km треба да напојува еден индустриски потрошувач со следните карактеристики: $P_{\rm M} = 40$ MW; соз $\varphi = 0,8$ = const ; $T_{\rm M} = 4500$ h ($\tau = 2886$ h). Ако стапките на амортизација и одржување изнесуваат $\alpha_a = 3\%$ и $\alpha_p = 2,5\%$, а единичната цена на далноводот е $V_{\rm BOZ} = 10^6$ п.е./km и притоа цената на изгубениот киловатчас изнесува $c_{\Delta W} = 1$ п.е./kWh = 10^3 п.е./MWh. Да се определи сумата на актуализираните трошоци, сврзани со изградбата и експлоатацијата на далноводот, за период од n = 20 години, и тоа за следните два случаја:

- а) моќноста на потрошувачот со текот на времето не се менува;
- 6) моќноста на потрошувачот $P_{\rm M}$ расте од година во година со тренд на пораст од 4,5% годишно (односно расте со фактор на пораст x = 1,045).

Актуализацијата на трошоците да се врши со стапка p_a = 8%.

Решение

Кај ваквите анализи е вообичаено за основна временска единица да се усвои периодот од една година, т.е. единица за време да биде 1 година. Притоа, со t = 0 ќе го означиме моментот кога е завршена изградбата на објектот и почетокот на неговата работа, а тоа ќе биде наедно и почетокот на посматраниот период од n = 20 години. Со индексот i (i = 1, 2, 3, ..., n)ќе го означуваме крајот на првата година, втората година, итн. Освен тоа, заради упростување, ќе сметаме дека тековните трошоци f_i , кои фактички се остваруваат распределено, во текот на целата i-та година, се остваруваат концентрирано на крајот од посматраната година.

а) Моќноста на потрошувачот не се менува ($P_{\rm M} = P_0$ = 40 MW = const.)

Во овој случај, согласно напред реченото, во t = 0 ќе се појават инвестициските трошоци $K = V_{\text{вод}} \cdot l$ за изградба на далноводот, а потоа, во секоја наредна година од работата, ќе се остваруваат исти тековни трошоци, т.е. $f_1 = f_2 = \ldots = f_n = f$ = const. Притоа имаме:

$$\begin{split} K &= V_{\text{вод}} \cdot l = 10^6 \cdot 50 = 50 \cdot 10^6 \text{ п.е.} \\ k &= p_s \cdot K = (\alpha_a + \alpha_p) \cdot K = 0,055 \cdot 50 \cdot 106 = 2,75 \cdot 10^6 \text{ п.е./год.} \\ f &= K_a + K_p + \Delta = p_s \cdot K + \Delta = \text{const.} \\ \Delta P_{\text{M}} &= R \cdot (P_M/U_n/\cos\varphi)^2 = 6,45 \cdot (40/110/0,8)^2 = 1,333 \text{ MW.} \\ \Delta &= c_{\Delta W} \cdot \Delta W = c_{\Delta W} \cdot (\Delta P_{\text{M}} \cdot \tau) = \\ &= 1 \cdot 103 \cdot 1,333 \cdot 2886 = 3,846 \cdot 10^6 \text{ п.е./год.} \\ f &= 2,75 \cdot 10^6 + 3,846 \cdot 10^6 = 6,596 \cdot 10^6 \text{ п.е./год.} = \text{const.} \end{split}$$

Сумата на актуализираните трошоци Σ_a за посматраниот период од n = 20 години во овој случај ќе биде:

$$\Sigma_a = \frac{K}{q^0} + \frac{f_1}{q^1} + \frac{f_2}{q^2} + \dots + \frac{f_n}{q^n} = K + \sum_{i=1}^n \frac{f_i}{q^i},$$

т.е.

$$\Sigma_a = K + f \cdot \sum_{i=1}^n \frac{1}{q^i} = K + f \cdot \Gamma(n),$$

каде што е:

$$\Gamma(n) = \sum_{i=1}^{n} \frac{1}{q^i} = \frac{q^n - 1}{q^n \cdot (q - 1)}.$$

Понатаму имаме:

$$\begin{split} \Gamma(20) &= \frac{1,08^{20}-1}{1,08^{20}\cdot(1,08-1)} = 9,818;\\ \Sigma_a &= 50\cdot 10^6 + 9,818\cdot 6,596\cdot 10^6 = 114,76\cdot 10^6 \text{ п.е./год.} \end{split}$$

б) Моќноста на потрошувачот расте со тренд на пораст од 4,5% годишно

Во овој случај максималната моќност на потрошувачот P_M не е константна, туку од година во година ќе расте континуирано, по следниот закон:

$$P_{\mathsf{M}}(t) = P_0 \cdot x^t, \quad (t = 1, 2, \dots, n),$$

т.е:

$$P_{\mathsf{M}}(t) = 40 \cdot 1,045^t, \quad (t = 1, 2, \dots, n).$$

За поедноставно пресметување ќе сметаме дека во текот на првата година максималната моќност на потрошувачот не се зголемува континуирано, туку е константна, еднаква на вредноста $P(1) = P_0 \cdot x^1$. Слично, во текот на втората година ќе сметаме дека моќноста на потрошувачот е константна, еднаква на вредноста $P(2) = P_0 \cdot x^2$, итн., како што е тоа прикажано со искршената линија на дијаграмот од сликата 9.4.

Јасно е дека во овој случај загубите на електрична енергија ΔW од година во година ќе растат и тоа по следниот закон:

$$\begin{split} \Delta W_0 &= \frac{P_0^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R \cdot \tau, \\ \Delta W_1 &= \frac{P_M^2(1)}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R \cdot \tau = \Delta W_0 \cdot x^2, \\ \Delta W_2 &= \frac{P_M^2(2)}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R \cdot \tau = \Delta W_0 \cdot x^4, \\ &: \end{split}$$

262

односно, во општ случај:

$$\Delta W_i = \frac{P_{\mathbf{M}}^2(i)}{U_{\mathbf{n}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R \cdot \tau = \Delta W_0 \cdot x^{2i}; \quad i = 1, 2, ..., n.$$

Тогаш трошоците за изгубената енергија во *i*-тата година ќе бидат:

$$\Delta_i = c_{\Delta W} \cdot \Delta W_i = c_{\Delta W} \cdot \Delta W_0 \cdot x^{2i} = \Delta_0 \cdot x^{2i}; \quad i = 1, 2, \dots, n.$$

Во овој случај сумата на актуализираните трошоци за периодот од n години ќе биде:

$$\Sigma_b = K + \sum_{i=1}^n \frac{p_s \cdot K}{q^i} + \sum_{i=1}^n \frac{\Delta_0 \cdot x^{2i}}{q^i}$$

или:

$$\Sigma_b = K + p_s \cdot K \cdot \Gamma(n) + \Delta_0 \cdot \Gamma(x, n),$$

каде што е:

$$\Gamma(n) = \Gamma(20) = 9,818,$$

$$\Gamma(x,n) = \sum_{i=1}^{n} \frac{x^{2i}}{q^i} = \frac{(q/x^2)^n - 1}{(q/x^2)^n \cdot [(q/x^2) - 1]} = \frac{0,989^{20} - 1}{0,989^{20} \cdot (0,989 - 1)} = 22,512.$$

Понатаму имаме:

$$\Delta_0 = c_{\Delta W} \cdot \Delta W_0 = c_{\Delta W} \cdot \Delta P_0 \cdot \tau = c_{\Delta W} \cdot \frac{P_0^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R \cdot \tau,$$

 $\Delta_0 = 3,846 \cdot 10^6 \text{ п.е./год.},$

$$\Sigma_b = 50 \cdot 10^6 + 0,055 \cdot 50 \cdot 10^6 \cdot 9,818 + 3,846 \cdot 10^6 \cdot 22,512 =$$

= 163,580 \cdot 10^6 m.e.

Пример 9.6. Потрошувач со карактеристики како во примерот 9.5 треба да се напојува преку еден 110 kV далновод со должина *l* = 50 km. Притоа се можни следните три варијанти на напојувањето:

1. Напојување со едносистемски 110 kV далновод, со спроводници Al/Č 240/40 mm² ($r_1 = 0, 129 \Omega$ /km; $x_1 = 0, 39 \Omega$ /km) чија единична цена изнесува $V_{\text{вод.1}} = 10^6$ п.е.;

- Напојување со двосистемски 110 kV далновод, со спроводници Al/Č 150/25 mm² (r₁ = 0,105 Ω/km; x₁ = 0,30 Ω/km) чија единична цена изнесува V_{вод.2} = 1,28 · 10⁶ п.е.;
- 3. Напојување со двосистемски 110 kV далновод, со спроводници Al/Č 240/40 mm² ($r_1 = 0,0065 \Omega$ /km; $x_1 = 0,30 \Omega$ /km) чија единична цена изнесува $V_{\text{вод.3}} = 1,6 \cdot 10^6$ п.е.

Со помош на методот на минимални вкупни актуализирани трошоци да се процени која од трите споменати варијанти е економски најповолна.

Трошоците да се посматраат за период од *n* = 20 години, а актуализацијата да се врши со стапка на актуализација *p*_{*a*} = 8%.

Годишните стапки на амортизација α_a и одржување α_p на далноводот изнесуваат 3,0% и 2,5% респективно, а вкупната годишна стапка $p_s = \alpha_a + \alpha_p = 5,5\%$.

Просечната цена на загубениот киловатчас изнесува: $c_{\Delta W}$ = 1 п.е./kWh.

Решение

Сумата од вкупните актуализирани трошоци што се остваруваат при изградбата и експлоатацијата на еден далновод за период од *n* години изнесува (види случај "б" во примерот 9.5):

$$\Sigma = K + p_s \cdot K \cdot \Gamma(n) + \Delta_0 \cdot \Gamma(x, n) =$$

= $K \cdot [1 + p_s \cdot \Gamma(n)] + c_{\Delta W} \cdot \Delta W_0 \cdot \Gamma(x, n)$

При n = 20 години и тренд на пораст x = 1,045, со зададената стапка на актуализација $p_a = 8\%$, добиваме (види случај "б" од примерот 9.5): $\Gamma(n) = 9,818$; $\Gamma(x,n) = 22,512$; $1 + p_s \cdot \Gamma(n) = 1 + 0,055 \cdot 9,818 = 1,54$.

1) Напојување преку едносистемски далновод со спроводници Al/Č 240/40 $\rm mm^2$

Во овој случај ќе имаме: $V_{\text{вод.1}} = 10^6$ п.е./km; $K_1 = V_{\text{вод.1}} \cdot l = 50 \cdot 10^6$ п.е; $R_1 = r_1 \cdot l = 0,129 \cdot 50 = 6,45 \ \Omega.$

$$\begin{split} \Delta W_0 &= \frac{P_0^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R_1 \cdot \tau = \frac{40^2}{110^2 \cdot 0.8^2} \cdot 6.45 \cdot 2886 = 3.846 \cdot 10^6 \text{ kWh},\\ \Sigma_1 &= 1.54 \cdot 50 \cdot 10^6 + 1 \cdot 3.846 \cdot 10^6 \cdot 22.512 = (77 + 86, 58) \cdot 10^6 = \\ &= 163.58 \cdot 10^6 \text{ n.p.} \end{split}$$

2) Напојување преку двосистемски вод со спроводници Al/Č 150/25 mm²

Со истата постапка се пресметува сумата на актуализираните трошоци и за оваа варијанта, а подоцна и за варијантата "З". Резултатите од овие пресметки

се прикажани во табелата П.9.6.1. Трошоците во табелата се изразени во милиони парични единици, т.е. 10^6 п.е.

Табела П.9.6.1. Економски карактеристики на споредуваните варијанти (10 ⁶
п.е.)

Варијанта	K	$p_{\Sigma} \cdot K \cdot \Gamma(n)$	ΔW_0 (MWh)	$\Delta W_0 \cdot \Gamma(x, n)$	Σ
1	50	27,00	384,6	86,58	163,58
2	60	34,56	313,0	70,46	169,00
3	80	43,20	192,3	43,29	166,49

Од пресметаното произлегува дека првата варијанта ветува најмали вкупни актуализирани трошоци, па според тоа таа би требало да се усвои како економски најповолна. Меѓутоа, од резултатите произлегува дека вкупните актуализирани трошоци за третата варијанта се повисоки во однос на трошоците за првата варијанта за само 1,8%.

Толку мала разлика не може да и обезбеди несомнена предност на првата варијанта, со оглед на тоа што ваквите анализи претставуваат само приближни, т.е. груби проценки на економските показатели на разгледуваните варијанти. Освен тоа, третата варијанта има изразито поповолни технички карактеристики како во поглед на преносната способност и доверливоста во напојувањето така и во поглед на загубите на напон и моќност во преносот, што се одразува врз квалитетот на испорачаната електрична енергија и што е особено изразено во подоцнежната фаза на работењето кога оптоварувањето ќе ја достигне својата конечна вредност од $1,045^{20} \cdot 40 = 96,5$ MW (што при соз φ = 0,8 дава 121 MVA, а тоа е веќе на самата термичка граница на преносната моќ на водот).

Затоа, во ваквите случаи, кога економските споредувања на варијантите не даваат неспорно предимство на некоја од нив, последниот збор ќе го даде споредувањето на техничките карактеристики на секоја од варијантите (и кои во применетиот модел не се економски вреднувани). Во конкретниов случај е јасно дека, гледано од технички аспект, третата варијанта има изразито предимство во однос на првата, па според тоа правилно би било неа да ја прогласиме за најповолна.

Пример 9.7. Примерот 9.6 да се реши со стапка на актуализација $p_a = 10\%$. Во овој случај ќе имаме: $\Gamma(n) = 8,514$ и $\Gamma(x,n) = 18,545$; $\Sigma_1 = 144,72 \cdot 10^6$ п.е.; $\Sigma_2 = 151,99 \cdot 10^6$ п.е.; $\Sigma_3 = 153,10 \cdot 10^6$ п.е.

Пример 9.8. Потрошувач со карактеристики $P_0 = 30$ MW; соѕ $\varphi = 0, 8$; $T_{\rm M} = 4500$ h; ($\tau = 2886$ h) треба да се напојува со електрична енергија преку еден 110 kV далновод, долг l = 40 km. Во првите m = 5 години од работењето моќноста на потрошувачот ќе расте по експоненцијален закон со просечен тренд на пораст од 10% годишно (x = 1, 1). После петтата година максималната моќност на потрошувачот се задржува на вредноста $P_{\rm Mm} = P_0 \cdot x^m = 48, 32$ MW и понатаму нема да се менува, како што е тоа прикажано на сликата П.9.8.1.



Слика П.9.8.1. Пораст на врвното оптоварување на потрошувачот

При изборот на пресекот на спроводниците се разгледуваат две варијанти:

- 1. Al/Č 150/25 mm²; $r_1 = 0, 20 \Omega$ /km; $x_1 = 0, 41 \Omega$ /km; $V_{\text{вод.1}} = 1, 2 \cdot 10^6$ п.е.;
- 2. Al/Č 240/40 mm²; $r_2 = 0, 123 \Omega/\text{km}$; $x_2 = 0, 40 \Omega/\text{km}$; $V_{\text{вод.}2} = 1, 5 \cdot 10^6 \text{ п.е.}$;

Со помош на методот на вкупни актуализирани трошоци да се утврди која од двете разгледувани варијанти е економски поповолна. Притоа да се посматра период на работа од *n* = 20 години.

Бројни вредности: стапка на актуализација $p_a = 10\%$, стапка на амортизација и одржување $p_s = \alpha_a + \alpha_p = 5\%$, цена на изгубената електрична енергија $c_{\Delta W}$ = 1,5 п.е./kWh.

Решение

Во овој случај и во двете варијанти ќе имаме:

$$\begin{split} \Gamma(m) &= \Gamma(5) = 3,791; \quad \Gamma(n) = \Gamma(20) = 8,514; \\ \Gamma(x,m) &= 6,716; \quad \Gamma(x,n) = 63,003; \quad x^m = 1,611. \end{split}$$

Посматраниот период од n = 20 години ќе го поделиме на два дела: $(0 \div m)$ и $(m \div n)$. Значи, првиот дел ги опфаќа првите m = 5 години, а вториот преостанатите години m + 1, m + 2, ..., итн.

Во првиот временски интервал (0 ÷ m), кога врвната моќност на потрошувачот расте од година во година со константен тренд на пораст x, тековните трошоци ќе се состојат од константен дел $k = p_s \cdot K$ и променлив (варијабилен) дел $\Delta_i = \Delta_0 \cdot x_{2i}$ (види пример 9.5).

Според тоа, вкупните тековни трошоци f_i во *i*-тата година ($i \leq m$) ќе бидат:

$$f_i = k + \Delta_i = k + \Delta_0 \cdot x^{2i}.$$

Во последните изрази со K е означена цената на чинење на далноводот, а со Δ_0 се означени трошоците заради загубената електрична енергија во "нултата" година, во која оптоварувањето е еднакво на P_0 , т.е:

$$\Delta_0 = c_{\Delta W} \cdot \Delta W_0 = c_{\Delta W} \cdot \frac{P_0^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R \cdot \tau.$$

Во вториот временски интервал (i > m) тековните трошоци се костантни, т.е:

$$f_i = f_m = k + \Delta_m = k + \Delta_0 \cdot x^{2m} =$$
const. $(i = m + 1, m + 2, ..., n).$

Во согласност со напред реченото, сумата на вкупните актуализирани трошоци што ќе се остварат во текот на целиот разгледуван период од n години ќе биде:

$$\Sigma = K + \sum_{i=1}^{m} \frac{f_i}{q^i} + \sum_{i=m+1}^{n} \frac{f_m}{q^i} = K + \sum_{i=1}^{m} \frac{k + \Delta_0 \cdot x^{2i}}{q^i} + \sum_{i=m+1}^{n} \frac{f_m}{q^i},$$

$$\Sigma = K + k \cdot \Gamma(m) + \Delta_0 \cdot \Gamma(x, m) + f_m \cdot [\Gamma(n) - \Gamma(m)];$$

или:

$$\Sigma = K + k \cdot \Gamma(n) + \Delta_0 \cdot \{\Gamma(x, m) + x^{2m} \cdot [\Gamma(n) - \Gamma(m)]\}$$

или:

$$\Sigma = c \cdot K + d \cdot \Delta_0,$$

каде што е:

$$c = 1 + p_s \cdot \Gamma(n) = 1 + 0,05 \cdot 8,514 = 1,426;$$

$$d = \Gamma(x,m) + x^{2m} \cdot [\Gamma(n) - \Gamma(m)] =$$

$$= 6,716 + 2,594 \cdot [8,514 - 3,791] = 18,965.$$

Сега лесно можеме да ги добиеме вкупните трошоци за секоја од двете разгледувани варијанти.

1) Варијанта со спроводници Al/Č 150/25 mm²; $K_1 = 48 \cdot 10^6$ п.е.; $R_1 = 0, 2 \cdot 40 = 8 \Omega$;

$$\begin{split} \Delta P_0 &= R_1 \cdot (P_0/U_n/\cos\varphi)^2 = 8 \cdot (30/110/0,8)^2 = 0,93 \text{ MW}, \\ \Delta W_0 &= \Delta P_0 \cdot \tau = 0,93 \cdot 2886 = 2683 \text{ MWh}, \\ \Delta_0 &= c_{\Delta W} \cdot \Delta W_0 = 1,5 \cdot 2,683 \cdot 10^6 = 4,025 \cdot 10^6 \text{ n.e.} \\ \Sigma_1 &= c \cdot K_1 + d \cdot \Delta_0 = 1,426 \cdot 48 \cdot 10^6 + 18,965 \cdot 4,025 \cdot 10^6 = \\ &= 144,8 \cdot 10^6 \text{ n.e.} \end{split}$$

2) Варијанта со спроводници Al/Č 240/40 mm²; $K_2 = 60 \cdot 10^6$ п.е.; $R_2 = 0,123 \cdot 40 = 4,92 \Omega$;

$$\begin{split} \Delta P_0 &= R_2 \cdot (P_0/U_n/\cos\varphi)^2 = 4,92 \cdot (30/110/0,8)^2 = 0,572 \text{ MW},\\ \Delta W_0 &= \Delta P_0 \cdot \tau = 0,572 \cdot 2886 = 1651 \text{ MWh},\\ \Delta_0 &= c_{\Delta W} \cdot \Delta W_0 = 1,5 \cdot 1,651 \cdot 10^6 = 2,476 \cdot 10^6 \text{ n.e.}\\ \Sigma_2 &= c \cdot K_2 + d \cdot \Delta_0 = 1,426 \cdot 60 \cdot 10^6 + 18,965 \cdot 2,476 \cdot 10^6 = \\ &= 132,5 \cdot 10^6 \text{ n.e.} \end{split}$$

Пример 9.9. На сликата П.9.9.1 е прикажана 110 kV надземна мрежа, изведена со спроводници од типот Al/Č 240/40 m². Сите водови имаат исти подолжни параметри $\underline{z} = r + jx = (0, 13 + j0, 40) \Omega$ / km. Должините на водовите се прикажани на самата слика, додека потрошувачите ги имаат следните моќности: $\underline{S}_1 = (40 + j20)$ MVA; $\underline{S}_2 = (30 + j15)$ MVA; $\underline{S}_3 = (70 + j35)$ MVA. Сите потрошувачи се од ист тип и имаат ист дневен, односно годишен, дијаграм на моќност, со употребно време $T_M = 4500$ h/год. и време на загуби $\tau = 2886$ h/год.

Заради намалување на загубите на моќност и енергија во мрежата се предвидува изградба на уште еден вод со исти карактеристики како и останатите. Се разгледуваат две варијанти:

- 1. изградба на вод помеѓу собирниците A и 3, паралелно со постојниот вод A-3, со должина $l_1 = 50$ km;
- 2. изградба на вод што ќе ги сврзува директно собирниците A и 2 со должина $l_2 = 45$ km.

Со помош на методот на пресметковни годишни трошоци да се утврди која од двете разгледувани варијанти е економски поповолна. Цената на 1 km 110 kV надземен вод изнесува $V_{\rm Bog}=150.000$ п.е./km.

Останати економски показатели: цена на изгубената електрична енергија $c_{\Delta W} = 0.1$ п.е./ kWh; годишни стапки на амортизација и одржување на надземните водови $\alpha_a = 3\%$; $\alpha_p = 1\%$; коефициент на ефективност на инвестициите $p_n = 0, 1 (10\%)$.



Слика П.9.9.1

Напомена: Прикажаната мрежа е хомогена и може да се решава со помош на методот на раздвојување. Фактот што сите потрошувачи имаат ист фактор на моќност соs ϕ исто така ја олеснува пресметката на тековите на моќности.

Решение

За набљудуваната мрежа може да се покаже дека во постојната конфигурација на мрежата, без појачување, загубите на моќност изнесуваа $\Delta P = 4,737$ MW, додека годишните загуби на електрична енергија изнесуваа $\Delta W = 13,671 \cdot 10^6$ kWh/год. Понатаму, изградбата на водот А-3, со должина $l_1 = 50$ km, ќе доведе до намалување на загубите на моќност и енергија на вредностите $\Delta P_1 = 3,148$ MW и $\Delta W_1 = 9,086 \cdot 10^6$ kWh/год. – респективно, додека изградбата на водот А-2, со должина $l_2 = 45$ km, ќе доведе до намалување на загубите на вредност $\Delta P_2 = 3,199$ MW и $\Delta W_2 = 9,233 \cdot 10^6$ kWh/год. – респективно.

Ќе ги споредуваме варијантите 1 и 2. Кај првата варијанта потребните инвестиции изнесуваат $K_1 = V_{\text{вод}} \cdot l_1 = 150 \cdot 10^3 \cdot 50 = 7,5 \cdot 10^6$ п.е. Вкупните трошоци T_1 за оваа варијанта ќе бидат:

$$T_1 = p_n \cdot K_1 + (\alpha_a + \alpha_p) \cdot K_1 + c_{\Delta W} \cdot \Delta W_1;$$

= 0, 14 \cdot 7, 5 \cdot 10⁶ + 0, 1 \cdot 9, 086 \cdot 10⁶ = 1, 958 \cdot 10⁶ n.e

Слично, за втората варијанта (изградба на водот A-2, долг l_2 = 45 km), ќе добиеме:

$$\begin{split} K_2 &= V_{\text{вод}} \cdot l_2 = 150 \cdot 10^3 \cdot 45 = 6,75 \cdot 10^6 \text{ п.е.};\\ T_2 &= p_n \cdot K_2 + (\alpha_a + \alpha_p) \cdot K_2 + c_{\Delta W} \cdot \Delta W_2 = \\ &= 0,14 \cdot 6,75 \cdot 10^6 + 0,1 \cdot 9,233 \cdot 10^6 = 1,868 \cdot 10^6 \text{ п.e.} \end{split}$$

Значи, варијантата бр. 2 (изградба на вод А-2, долг $l_1 = 45$ km) е економски поповолна.

Пример 9.10. За мрежата од претходниот пример е донесена одлука да се изврши нејзино појачување со изградба на водот А-2, според втората варијанта, чија цена изнесува $K = 6,75 \cdot 10^6$ п.е. Да се утврди оптималната година на инвестирање m_0 за коешто ќе се постигне сумата на вкупните актуализирани трошоци за изградбата и одржувањето на водот како и трошоците за изгубената електрична енергија во мрежата во наредните n =30 години да бидат најмали. Познато е дека потрошувачката на електрична енергија, а со тоа и моќноста на потрошувачите, од година во година ќе растат со тренд на пораст од 5% годишно (x = 1,05).

Останати податоци: цена на изгубената електрична енергија $c_{\Delta W} = 0, 1$ п.е./kWh; употребно време $T_{\rm M} = 4500$ h/год. и време на загуби $\tau = 2886$ h/год; годишни стапки на амортизација и одржување на надземните водови $\alpha_a = 3\%$, $\alpha_p = 2\%$; стапка на актуализација $p_a = 8\%$; q = 1, 08.

Решение

Според поставеното во задачата моќноста на потрошувачите во мрежата ќе расте од година во година со стапка x = 1,05, по законот $P_{\rm M}(t) = P_{\rm M}(0) \cdot x^t = 140 \cdot 1,05^t$. Согласно на тоа ќе растат и загубите на моќност и енергија во мрежата но со стапка x^2 , по законот: $\Delta W(t) = \Delta W(0) \cdot x^{2t}$.

Нека посматраме општ случај кога предвидената инвестиција K (изградба на далноводот) ќе се реализира после m години. Во согласност со тоа предвидениот период на посматрање од n = 30 години ќе го поделиме на два дела: прв дел, а тоа е периодот до изградбата на далноводот и втор дел, периодот после неговата изградба, т.е.:

- 1 период, до изградбата на далноводот ($0 \le t \le m$) (т.е. постојна состојба) и
- 2 период, по неговата изградба (t > m, т.е. состојба со новиот вод).

Состојбата во мрежата до неговата изградба ќе ја означиме со индекс 1, а после тоа со индекс 2. Во првата состојба (постојна состојба во мрежата) загубите ќе растат по законот: $\Delta W_1(t) = \Delta W_1(0) \cdot x^{2t}$; (t > m) каде што со $\Delta W_1(0)$ се означени годишните загуби на електрична енергија во мрежата за "нулатата година", кога врвното оптоварување е $P_{\rm M} = P_{\rm M}(0) = 140$ MW. Според пресметаното во претходната задача, тие изнесуваат:

$$\Delta W_1(0) = \Delta W_{\text{постојно}} = \Delta P_{\text{постојно}} \cdot \tau = 4,737 \cdot 2,886 =$$

= 13,671 \cdot 10⁶ kWh.

Тие чинат:

$$\Delta_1(0) = c_{\Delta W} \cdot \Delta W_1(0) = 0, 1 \cdot 13, 671 \cdot 10^6 = 1,3671 \cdot 10^6$$
 n.e.

Расудувајќи слично, за законот на промена на годишните загуби на електрична енергија за состојбата по изградбата на далноводот (t > m) ќе добиеме:

$$\Delta W_2(t) = \Delta W_2(0) \cdot x^{2t}; \quad t = m + 1, m + 2, \dots, n.$$

каде што со $\Delta W_2(0)$ се означени годишните загуби на електрична енергија во мрежата за втората состојба и за ниво на оптоварување на мрежата од "нулатата година", кога врвното оптоварување е $P_{\rm M} = P_{\rm M}(0) = 140$ MW. Притоа, според резултатите од примерот 9.9, имаме:

$$\Delta W_2(0) = \Delta W_{\text{HOBO}} = \Delta P_{\text{HOBO}} \cdot \tau = 3,199 \cdot 2886 = 9,233 \cdot 10^6 \text{ kWh.}$$

Ако трошоците за амортизација и одржување на постојниот дел од мрежата, како заеднички за обете варијанти, ги испуштиме од анализите, тогаш за првиот период (состојба 1) ќе имаме само трошоци заради изгубена електрична енергија, т.е:

$$f_1(i) = 0 + \Delta_1(i) = c_{\Delta W} \cdot \Delta W_1(0) \cdot x^{2i} = \Delta_1(0) \cdot x^{2i}; \quad i = 1, 2, \dots, m.$$
$$\Delta_1(0) = 0, 1 \cdot 13, 671 \cdot 10^6 = 1, 3671 \cdot 10^6 \text{ n.e.}$$

Сумата Σ_{I} на актуализираните трошоци за овој период ќе биде:

$$\Sigma_{\rm I} = \sum_{i=1}^m \frac{f_1(i)}{q^i} = \sum_{i=1}^m \Delta_1(0) \frac{x^{2i}}{q^i}.$$

По истекот на m-тата година доаѓа до реализација на инвестицијата K и започнува вториот период. Сега, во секоја од наредните години $i = m + 1, m + 2, \ldots, n - 1, n$, годишните трошоци $f_2(i)$ ќе се состојат од константен дел k_2 ,

којшто се однесува на амортизацијата и одржувањето на новиот далновод "А-2" и варијабилен дел $\Delta_2(i)$ којшто се должи на трошоците заради изгубената електрична енергија. Притоа важи:

$$\begin{split} f_2(i) &= k_2 + \Delta_2(i) = k_2 + \Delta_2(0) \cdot x^{2i}; \quad i = m + 1, \dots, n; \\ k_2 &= (\alpha_p + \alpha_a) \cdot K = \alpha_s \cdot K = 0,05 \cdot 6,75 \cdot 10^6 = 0,3375 \cdot 10^6 \text{ n.e.}; \\ \Delta_2(0) &= c_{\Delta W} \cdot \Delta W_2(0) = 0,1 \cdot 9,233 \cdot 10^6 = 0,9233 \cdot 10^6 \text{ n.e.} \end{split}$$

Сумата $\Sigma_{\rm II}$ на актуализираните трошоци за овој период ќе биде:

$$\Sigma_{\text{II}} = \sum_{i=m+1}^{n} \frac{f_2(i)}{q^i} = \sum_{i=m+1}^{n} \frac{k_2 + \Delta_2(0) \cdot x^{2i}}{q^i} = k_2 \cdot [\Gamma(n) - \Gamma(m)] + \Delta_2(0) \cdot [\Gamma(x, n) - \Gamma(x, m)]$$

И конечно, вкупната сума Σ на актуализираните трошоци за целиот период од n = 30 години ќе биде:

$$\Sigma = \Sigma_{\mathrm{I}} + \frac{K}{q^m} + \Sigma_{\mathrm{II}} = \Delta_1(0) \cdot \Gamma(x, m) + \frac{K}{q^m} + k_2 \cdot [\Gamma(n) - \Gamma(m)] + \Delta_2(0) \cdot [\Gamma(x, n) - \Gamma(x, m)].$$

Гледаме дека сумата Σ на актуализираните трошоци зависи, меѓу другото, од моментот на инвестирање, т.е. зависи од годината m кога е изграден далноводот. Земајќи предвид дека е:

$$\Gamma(n) = \sum_{i=1}^{n} \frac{1}{q^{i}} = \frac{q^{n} - 1}{q^{n} \cdot (q - 1)} = 11.2578;$$

$$\Gamma(m) = \sum_{i=1}^{m} \frac{1}{q^{i}} = \frac{q^{m} - 1}{q^{m} \cdot (q - 1)};$$

$$\Gamma(x, n) = \sum_{i=1}^{n} \frac{x^{2i}}{q^{i}} = \frac{(q/x^{2})^{n} - 1}{(q/x^{2})^{n} \cdot [(q/x^{2}) - 1]} = 41.9581;$$

$$\Gamma(x, m) = \sum_{i=1}^{m} \frac{1}{q^{i}} = \frac{(q/x^{2})^{m} - 1}{(q/x^{2})^{m} \cdot [(q/x^{2}) - 1]};$$

и заменувајќи ги вредностите:

 $\Delta_1(0) = 1,3671 \cdot 10^6 \text{ n.e.}; \quad k_2 = 0,3375 \cdot 10^6 \text{ n.e.}; \quad \Delta_2(0) = 0,9233 \cdot 10^6 \text{ n.e.};$

во изразот за сумата Σ , ќе ја добиеме зависноста $\Sigma(m)$. Таа е прикажана во табелата П.9.10.1. Истата зависност е прикажана и графички, на дијаграмот од сликата П.9.10.1.

m	0	1	2	3	4	5
Σ	51.48	51.07	50.72	50.44	50.22	50.06
m	6	7	8	9	10	11
Σ	49.95	49.89	49.88	49.91	49.99	50.10





Слика П.9.10.1. Слика 9.10.1. Зависност на вкупните актуализирани трошоци $\Sigma(m)$ од годината на градба m на новиот вод

Од пресметките произлегува дека, посматрано од економски аспект, најповолно е ако предвидениот далновод помеѓу собирниците A и 2 се изгради после $m_0 = 8$ години сметано од почетокот на посматрањето на процесот. Сепак треба да се истакне дека овој оптимум не е воопшто изразен и дека разликата во вкупните актуализирани трошоци помеѓу оптималното решение и најнеповолниот случај (изградба веднаш на почеткот, во m = 0) е само 3,2%.



Задача 9.1. Еден индустриски погон за преработка на руда се наоѓа на растојание l = 17 km од најблиската распределителна точка и треба да се приклучи на електроенергетската мрежа. На почетокот од работата на потрошувачот неговата моќност ќе изнесува $P_0 = 6,5$ MW и во наредните m = 10 години перманентно ќе расте со константна стапка на пораст од 7% годишно (трендот на пораст изнесува x = 1,075). По овој период моќноста на потрошувачот ја достига вредноста $P_{\rm M} = 12,8$ MW и понатаму останува неизменета, слично на она што е графички прикажано на сликата П.9.8.1 од примерот 9.8. Останатите карактеристики на потрошувачот се следните:

време на максимална моќност $T_{\rm M}=5000$ h, време на загуб
и $\tau=3411$ h, фактор на моќност со
s $\varphi=0,9.$

За напојување на потрошувачот се предвидуваат две можни варијанти:

1. напојување со 35 kV надземен вод,

2. напојување со 110 kV надземен вод.

Во варијантата 1 се предвидува изградба на двосистемски 35 kV далновод со спроводници Al/Č 95/15 mm² ($r_1 = 0, 166 \ \Omega/km$; $x_1 = 0, 30 \ \Omega/km$; цена за километар должина $V_{\text{вод1}} = 1, 12 \cdot 10^6$ п.е./km) и изградба на трансформаторска станица TC 35/6 kV/kV, чија цена изнесува $K_{\text{T35}} = 18 \cdot 10^6$ п.е.

Во варијантата 2 се предвидува изградба на еден 110 kV едносистемски далновод со спроводници Al/Č 150/25 mm² ($r_2 = 0, 21 \ \Omega/km$; $x_2 = 0, 40 \ \Omega/km$; цена за километар должина $V_{\text{вод2}} = 0, 8 \cdot 10^6$ п.е./km) и изградба на трафостаница TC 35/6 kV/kV. Далекуводот во првите m = 10 години е предвиден да работи со работен напон 35 kV, а по овој период се предвидува доградување на 110 kV дел од трафостаницата, со што ќе се овозможи далноводот да премине да работи со својот номинален напон 110 kV. Цената на доградениот 110 kV дел од трафостаницата изнесува $K_{\text{T110}} = 20 \cdot 10^6$ п.е.

Со споредување на вкупните актуализирани трошоци за секоја од варијантите, за периодот од *n* = 20 години, да се процени која од нив ќе биде економски поповолна.

Бројни вредности:

- стапка на амортизација и одржување на далноводотите: $p_{sV} = 5,5\%$;
- стапка на амортизација и одржување на трансформаторските станици: $p_{s\mathrm{T}}=10\%$;
- просечна цена на изгубениот киловатчас: $c_{\Delta W} = 1, 2$ п.e/kWh;
- стапка на актуализација: $p_a = 10\%$.

10 Квалитет на електричната енергија

Основна задача на електроснабдувањето е испорака на електрична енергија на потрошувачите со определен квалитет. Квалитетот на електричната енергија се огледа во постигање на:

- работа на системот со константна фреквенција,
- континуитет во испораката на електричната енергија,
- квалитет на напонот.

Во оваа глава ќе стане збор само за третата категорија на квалитет, т.е. за квалитетот на напонот.

Секој електричен уред е предвиден да работи со напон кој може и да се разликува од неговата номинална вредност, но секое отстапување на напонот од номиналниот, неповолно се одразува или врз квалитетот на неговата работа или врз неговиот животен век. Значи, секој потрошувач што работи со напон што се разликува од неговата номинална вредност е, поради тоа, помалку или повеќе оштетен.

Анализата на овој проблем во многу земји од светот довела до заедничка констататција дека секој kWh, испорачан на еден потрошувач под напон U којшто се разликува од неговата номинална вредност U_n за износ ΔU , предизвикува кај потрошувачот штета која ќе биде пропорционална на отстапувањето ΔU^2 . Ако притоа напонот уште и варира во текот на денот, штетите од нерегуларноста на напонските прилики ќе бидат уште поголеми.

Истражувањата во Франција (Electricité de France - EdF) покажале дека, глобално гледано, за дистрибутивниот конзум, ако на потрошувачите им се испорачува електрична енергија под напон кој е за 5% понизок од номиналниот, кај нив се предизвикуваат штети чија големина ќе изнесува околу 12,5% од вредноста на преземената електрична енергија. Ако притоа напонот уште и се колеба околу наведената вредност за 5% (што значи дека напонот ќе биде понекогаш и за 10% помал од номиналниот), штетите ќе бидат двојно поголеми.

Штетите кај индустриските потрошувачи поради нерегуларните напонски прилики се најчесто уште поголеми.

Мерила за квалитетот на напонот во некоја точка од мрежата се:

- средната вредност на напонот U_{cp} ,
- средноквадратното отстапување на напонот $\sigma_{\rm U}.$



Слика 10.1. Варијација на напонот во текот на денот (дневен дијаграм на напонот)

Овие две големини можат да се пресметаат со помош на изразите (10.1) и (10.2), врз основа на познатиот дневен дијаграм на напонот во посматраната точка (слика 10.1).

$$U_{\rm cp.} = \frac{U_1 + U_2 + U_3 + \ldots + U_m}{m} = \sum_{i=1}^m \frac{U_i}{m},$$
 (10.1)

$$\sigma_{\rm U} = \sqrt{\frac{\Delta U_1^2 + \Delta U_2^2 + \Delta U_3^2 + \ldots + \Delta U_m^2}{m - 1}} \approx \sqrt{\sum_{i=1}^m \frac{(U_i - U_{\rm cp.})^2}{m}}.$$
 (10.2)

Општо прифатениот критериум за квалитет на напонот може да се формулира на следниот начин.

Во текот на 95% од времето на работа напонот кај потрошувачот треба да се наоѓа во интервалот од $0,95 \cdot U_n$ до $1,05 \cdot U_n$, а само во 5% од времето на работа се дозволува пречекорување на гореспоменатите граници.

Отстапувањето на напонот U од неговата номинална вредност U_n во границите $0,95 \cdot U_n < U < 1,05 \cdot U_n$ во нормални услови на работа може да се смета за технички допуштено за поголемиот број електрични приемници. Сепак, и вака малите отстапувања на напонот предизвикуваат кај нив штети кои делумно ќе бидат опишани во наредниот дел.

10.1 Влијание на отстапувањето на напонот врз работата на електричните приемници и елементите на електричните мрежи

10.1.1 Влијание на отстапувањето на напонот врз работата на електричните приемници

Секое отстапување на напонот на приемникот од неговата номинална вредност ги влошува неговите услови на работа. Најраспространет приемник на електрична енергија е *сијалицата со вжарено влакно*. Основни величини кои ја карактеризираат нејзината работа се:

- светлосниот флукс Ф,
- ангажираната активна моќност Р и
- векот на траење Т.

Сите овие големини зависат од работниот напон. Таа зависност е прикажана во табелата 10.1, односно на сликата 10.2.

Табела 10.1. Зависност на карактеристиките на сијалица со вжарено влакно од напонот U

U (%)	Φ(%)	P (%)	T (%)
90	68	85	440
95	83	92	205
100	100	100	100
105	119	108	50
110	141	116	26



Слика 10.2. Графички приказ на зависностите од табелата 10.1

Втор карактеристичен претставник на електричните приемници во индустријата, па и во широката потрошувачка, е *асинхрониот мотор*.

Моментот на вртење M, лизгањето s како и коефициентот на корисно дејство на моторот η зависат од напонот U на краевите на моторот. Со снижувањето на напонот на напојувањето на моторот доаѓа до:

- зголемување на лизгањето s,
- намалување на брзината на вртење *n*,
- зголемување на загубите на активна моќност и
- засилено загревање.

Смалениот број на вртежи се одразува неповолно и врз работата на механизмот (работната машина), придвижуван од моторот, и доведува до:

- намалување на продуктивноста на работата,
- зголемено време на работење,
- зголемена потрошувачка на електрична енергија,
- и друго.

При паѓање на напонот за повеќе од 10% во однос на номиналниот напон на моторот, во некои ситуации може да дојде и до негово закочување.

Утврдено е дека при долготрајна работа на еден асинхрон мотор со напон кој е за 10% под неговата номинална вредност, *векот на траење на моторот* (односно животниот век на изолацијата на моторот) се намалува за околу два пати.

Од друга страна, зголемувањето на напонот над номиналната вредност $U_{\rm n}$ доведува до:

- влошување на факторот на моќност $\cos \varphi$,
- зголемена потрошувачка на реактивна моќност.

Во просек, на секој процент зголемување на напонот, бараната реактивна моќност од моторот се зголемува за над 3%. Со тоа се зголемуваат загубите на моќност и енергија во моторот.

Отстапувањето на напонот од номиналната вредност негативно се одразува и кај другите видови приемници:

- термичките апарати во домаќинствата,
- електротермичките постројки,
- постројките за електролиза,
- уредите за заварување во индустријата, и др.

Кај сијалиците со празнење во гасови при напон над номиналниот секој зголемен процент на напонот им го скратува векот за 3%. За исто толку расте и потрошувачката на реактивна енергија на светилката. Доколку пак напонот е пренизок и изнесува, на пример, само 90% (а кај некои и 95%) од номиналниот, ваквите светилки не ќе можат да се вклучат во работа.
Кај термичките уреди во домаќинствата моќноста е пропорционална на квадратот од напонот. Секое зголемување на напонот за 1% ќе значи зголемување на нивната моќност за 2%, но истовремено и намалување на нивниот животен век за 3% - и обратно.

Радио и ТВ приемниците спаѓаат во категоријата најчувствителни уреди во домаќинствата. За да можат тие воопшто да работат, нивниот напон не смее да биде помал од 90%, односно поголем од 105% од номиналната вредност.

За ублажување на сите укажани проблеми кај приемниците, како и заради подобрување на техничките и економските показатели во работењето, се врши нормирање на дозволеното отстапување на напонот. Во нашата земја ова нормирање е регулирано со прописите само за напонот во среднонапонските и нисконапонските мрежи, каде што се дозволува тој да се движи околу номиналниот напон во границите -10 до +10%, т.е.:

$$0,9 \cdot U_{\mathsf{n}} \le U \le 1,1 \cdot U_{\mathsf{n}}$$

Меѓутоа, препорачливо е, отстапувањето на напонот од номиналниот да биде ограничено и напонот, во зависност од видот на приемниците, да не излегува од границите:

- од -2,5% до +5% во електричните инсталации за осветление на индустриските хали и јавни згради и простории;
- од –5% до +10% во мрежи кои напојуваат асинхрони мотори;
- од -5% до +5% за сите останати приемници.

10.1.2 Влијание на отстапувањето на напонот кај елементите на електроенергетските мрежи

Отстапувањето на напонот од неговата номинална вредност се одразува негативно и во самата мрежа, т.е. на нејзините елементи.

Кај *трансформаторите* доаѓа до <u>зголемени загуби</u> на активна и реактивна моќност во железото кога тие работат со напон повисок од номиналниот и тоа зголемување (поради нелинеарната карактеристика на магнетизирање на магнетското коло) е силно изразено¹.

Ова покачување на загубите значи зголемено загревање на железното јадро и на намотките на трансформаторот и нивно побрзо стареење. Тоа исто

¹ За илустрација на реченото ќе ни послужат следните податоци, добиени по експериментален пат од страна на произведителите на трансформатори во нашата земја (ЕМО-Охрид): при работа на дистрибутивен трансформатор 10/0,4 kV/kV 1000 kVA со напон повисок од номиналниот за 5% доаѓа до зголемување на загубите на активна моќност во железото за 24% а зголемувањето на загубите на реактивната моќност во случајот е 73%. Според некои странски производители на трансформатори 110/СН, при работа на трансформаторот со напон поголем за 5% во однос на неговата номинална вредност зголемувањето на реактивните загуби во железото оди и до 65%.

така значи и зголемување на вкупните загуби во мрежата и намалување на економичноста во погонот.

До зголемување на загубите во трансформаторот во бакарот и до негово прекумерно загревање се доаѓа и кога трансформаторот е преоптоварен.

Кај надземните водови (далноводите) работата со превисок напон е ограничена од аспект на изолацијата и нејзиното напрегање со таканаречениот највисок погонски напон. Но кога водот пренесува определена моќност при снижен напон, се зголемуваат загубите на активна и реактивна моќност и енергија во преносот.

Кај каблите зголемениот напон доведува до зголемени загуби во диелектрикот (tg δ), загревање на изолацијата, зголемени парцијални празнења во неа и друго, што значи намалување на векот на траење на кабелот. Кога пак кабелот пренесува одредена моќност, но при снижен напон, слично како и кај надземните водови, загубите во преносот исто така се зголемуваат.

Кај кондензаторските батерии моќноста $Q_{\rm KB}$ што тие ја произведуваат зависи од квадратот на напонот. Така, на пример, една кондензаторска батерија со моќност од 100 kvar при напон кој изнесува 90% од номиналниот ќе произведува само 81 kvar, додека пак при напон 110% од номиналниот ќе произведува 121 kvar, но затоа нејзиниот век на траење ќе се намали за два пати.

10.2 Средства и начини за регулација на напонот во електричните мрежи

10.2.1 Општо за регулацијата на напонот

На својот пат од изворите до потрошувачите електричната енергија минува големи растојанија преку трансформаторите за покачување на напонот, преносната мрежа, трансформаторите за снижување на напонот ВН/СН, па сè до дистрибутивните трансформатори СН/НН, каде што таа се трансформира на ниво на кое директно може да се користи. Но и тогаш таа повторно се распределува низ нисконапонската мрежа до секој одделен потрошувач и краен корисник.

Бидејќи оптоварувањето на системот се менува во текот на денот, се менуваат и падовите на напон во мрежата, па според тоа се менуваат и напоните во поедините точки од мрежата.

Во преносната мрежа односот помеѓу максималното и минималното оптоварување се движи негде од 1,5 до 2 но затоа во дистрибутивните мрежи тој однос е честопати и поголем од 4. Толку голем распон на варијации на оптоварувањето, без сомнение, ќе предизвика и големи варијации на напонот, многу поголеми отколку што може да се толерира. Од тие причини е неопходно да се врши *регулација на напонот* во разни точки од мрежата.

Регулација на напонот претставува *комплекс од мерки* со коишто се настојува да се ограничат отстапувањата на напонот кај потрошувачите и да бидат во дозволени граници.

За таа цел на располагање ни стојат разни начини и *средства за регулација* на напонот, меѓу кои поважни се:

- регулација на напонот во електричните централи со промена на возбудната струја на синхроните генератори,
- регулација на преносниот однос кај регулационите трансформатори (регулација под товар - РПТ),
- сезонска промена на преносниот однос кај трансфоматорите СН/СН и СН/НН кои немаат можност за РПТ (регулација во безнапонска состојба - РБС),
- регулација на напонот со помош на паралелни кондензаторски батерии,
- користење на редни кондензаторски батерии,
- зголемување на пресекот на спроводниците,
- промена на бројот на паралелно приклучените водови или трансформатори.

10.2.2 Регулација на напонот при електричните централи

Со промената на возбудната струја кај синхроните генератори во електричните централи се менува и напонот на клемите на генераторот. Дозволените граници на оваа регулација се од -5% до +5% од номиналниот напон на генераторот, но честопати, кога генераторот е силно оптоварен, а особено во режимот на максимално оптоварување, не може да се постигне ни овој распон на регулација. Покрај тоа, регулацијата на напонот во границите $\pm 5\%$ од U_n е доволна само во случаите кога централата напојува мала мрежа, со релативно мала должина.

Во општ случај, генераторите се врзани на заедничкиот електроенергетски систем и самите тие не се доволни за успешна регулација на напонот. Затоа, тие претставуваат само едно дополнително средство за регулација на напонот.

10.2.3 Регулација на напонот со измена на вклопната состојба во мрежата

Овој начин на регулација ќе го објасниме на примерот прикажан на сликата 10.3.



Слика 10.3. Регулација на напонот во мрежата со промена на нејзината вклопна состојба

Падот на напон, а со тоа и напонот U_B во точката "В", меѓу другото, зависи од големината на оптоварувањето P_B и Q_B , но и од параметрите R_{ek} и X_{ek} на делот од мрежата помеѓу напојната точка "А" и посматраната точка "В". Општата формула за загуба на напон, како што е познато, гласи:

$$\Delta U = \Delta U_{\mathrm{A-B}} \approx \frac{P_B \cdot R_{ek} + Q_B \cdot X_{ek}}{U_{\mathrm{n}}}.$$
(10.3)

Се гледа дека со промената на R_{ek} или X_{ek} може да се менува загубата на напон ΔU , а со тоа и напонот во точката "В". Истото тоа важи и за напонот во било која друга точка од мрежата.

Овој начин на регулација е можен само ако во мрежата имаме делови изведени со паралелни водови или ако во напојната трансформаторска станица има барем два паралелно врзани трансформатори, како што е тоа прикажано на сликата 10.3. Со исклучувањето на еден вод или трансформатор се зголемува R_{ek} и X_{ek} , а со тоа доаѓа до намалување на напонот $U_{\rm B}$ и обратно.

Со исклучувањето на водови или трансформатори во мрежата истовремено доаѓа и до зголемување на загубите на моќност и енергија во неа, а покрај тоа се намалува и сигурноста во електроснабдувањето. Затоа овој вид регулација ретко се применува, и ако се применува, тогаш тоа се прави само во вечерните и ноќните часови, во режимот на минимално оптоварување, кога загубите на моќност се мали, а постои потреба од смалување на напонот.

Обично се практикува ваквата регулација да се врши со исклучување на трансформатори во напојните трансформаторски станици и тоа од следните две причини:

- трансформаторите се значително подоверливи елементи од водовите, па ризикот поради смалената сигурност со нивното исклучување е помал;
- исклучувањето на дел од трансформаторите во режимот на минималното оптоварување е поволно и од аспект на загубите во трансформацијата, бидејќи со тоа се намалуваат загубите во железо, па на тој начин се намалуваат и вкупните загуби.

10.2.4 Регулација на напонот со промена на преносните односи кај електроенергетските трансформатори

Како што е познато, високонапонските намотки кај современите енергетски трансформатори ВН/СН, како и среднонапонските намотки кај трансфоматорите СН/НН, покрај основниот отцеп кој одговара на номиналниот преносен однос, имаат и дополнителни, таканаречени "*peryлациони*" отцепи. Со нивно користење може да се менува преносниот однос на трансформаторот, т.е. коефициентот на трансформација $k_{\rm T}$.

Во зависност од конструкцијата на трансформаторот, промената на коефициентот на трансформација може да се врши на два начина: во безнапонска состојба (т.е. тогаш кога трансформаторот е исклучен од мрежата) и под товар.

10.2.4.1 Трансформатори со можност за регулација во безнапонска состојба (РБС)

Промената на коефициентот на трансформација во безнапонска состојба практично и не претставува регулација, бидејќи за секоја негова промена е потребно да се изврши исклучување на трансформаторот од погон и нагодување (подесување) на преносниот однос, што е воопшто неприфатливо како за дистрибутерот така и за самите потрошувачи.

Ваквиот начин на регулација се користи само кај помалите трансформатори СН/СН и СН/НН, со номинален напон на среднонапонската намотка 10 kV, 20 kV и 35 kV. Вообичаено е регулацијата да се врши во опсегот од -5 % до +5% околу номиналниот преносен однос, со чекор на регулација 2,5%. Тоа значи дека ваквите трансформатори на примарната страна имаат вкупно 5 отцепи - еден основен (кој одговара на номиналниот преносен однос) и четири регулациони: -2,5%; -5%; +2,5% и +5%.

Од веќе споменатите причини, како и од други технички причини (корозија на контактите од слободните отцепи), менувањето на преносниот однос кај овие трансформатори се врши ретко, најчесто два пати (во зимскиот и летниот период) или четири пати (сезонски измени) во годината.

10.2.4.2 Трансформатори со можност за регулација под товар (РПТ)

Промената на коефициентот на трансформација под товар со цел да се сузбиваат колебањата на напонот во напојната мрежа претставува права регулација, па затоа трансформаторите со ваква можност се нарекуваат и *регулациони трансформатори*.

Во нашата електроенергетска мрежа речиси сите трансформатори 110/СН кои напојуваат среднонапонски дистрибутивни мрежи се регулациони.

Кај овие трансформатори во секој момент можеме да избереме таков коефициент на трансформација (тоа се врши обично автоматски) со кој се постига напонот на секундарната страна (или пак напонот во некоја друга точка од мрежата СН) да го држиме на константна, однапред зададена вредност, независно од оптоварувањето и напонските прилики на примарната страна од трансформаторот.

Исто така, со помош на регулационите трансформатори, можно е и програмирано водење (т.е. управување) на напонските прилики во напојуваната мрежа, со што се подобрува уште повеќе квалитетот на напонот. Ваквиот начин на работа на овие трансформатори е кај нас веќе реализиран во повеќе градови.

За таа цел кај регулационите трансформатори постои вградена регулациона преклопка (најчесто во ѕвездиштето на високонапонската намотка), со помош на која е можна измена на преносниот однос под товар.

Опсегот на регулацијата кај регулационите трансформатори ВН/СН обично изнесува –15%, +15%, макар што понекогаш се оди и на помал (–10%, +10%) или пак, доколку е тоа неопходно, и на поголем опсег (–20%, +20%). Регулацијата е, се разбира, степенеста, т.е. напонот на регулираната (секундарната) страна може да се менува во скокови. Чекорот на регулација најчесто изнесува од 1% до 1,5%. Постојат регулациони трансформатори со помал чекор (0,78%), но постојат и такви со чекор 2%. Преголемиот чекор дава груба регулација, додека пак премалиот чекор дава навистина пофина регулација, но затоа ја прави преклопката посложена и значително поскапа.

Регулацијата кај ваквите трансформатори е обично *автоматска*. Параметарот на регулацијата е најчесто напон (напонот на секундарот, односно напонот во некоја друга карактеристична точка од мрежата, добиен со телемерење), или пак и напон и струја (напонот на секундарот и струјното оптоварување на трансформаторот).

За да работи регулаторот стабилно и да нема голем број непотребни сработувања на регулационата преклопка, тој не треба да реагира на мали и брзи варијации на напонот во мрежата кои имаат преоден карактер и претставуваат честа и нормална, но неизбежна појава. Поради тоа зоната (подрачјето) на нечуствителност по напон се избира доволно голема (1% до 1,5%), па на тој начин регулаторот дава команда за измена на преносниот однос само тогаш кога отстапувањата меѓу регулираната и бараната вредност на напонот ја надминуваат споменатата вредност.

Освен тоа, за да се избегне реагирањето на регулаторот на краткотрајните колебања на напонот, кои се случуваат при разни регуларни вклучувања и исклучувања на потрошувачите во напојуваната мрежа, се воведува и временско доцнење (временско затегање) на дејството на регулаторот. Ова временско затегање зависи од локалните услови и може да се движи од десетина секунди па сѐ до неколку минути. На тој начин регулационата преклопка е заштитена од преголем број непотребни сработувања (операции) и од предвремено истрошување на нејзиниот контактен систем.

Кај некои од постарите типови регулациони трансформатори не постои можност за автоматска регулација. Кај нив дежурниот вклопничар далечински, од командната табла, дава налог на регулаторот под товар за измена на преносниот однос. За овие трансформатори се вели дека имаат *рачна регулација* на напонот.

Регулационите трансформатори во најголема мера придонесуваат за подобрување на квалитететот на напонот. Тие не вршат само регулација и одржување на просечната (средната) вредност на напоните во мрежата на некое однапред зададено ниво, туку вршат и сузбивање на колебањата на напонот околу неговата средна вредност, што е мерка за подобрување на квалитетот на испорачаната електрична енергија.

За разлика од нив, трансформаторите со можност за регулација во безнапонска (исклучена) состојба не ги сузбиваат колебањата на напонот, туку можат да <u>ги менуваат средните, т.е.</u> просечните вредности на <u>напонот</u> на регулираните собирници (секундарот) напон во дистрибутивната нисконапонска мрежа.

10.2.5 Регулација на напонот со помош на кондензаторски батерии

Претходно споменатите средства за регулација на напонот често пати не се доволни за постигање напонски прилики во мрежата со задоволителен квалитет. Во тој случај, како помошно средство со кое се постига подобрување на условите на погонот, се користат статичките кондензатори (кондензаторски батерии). На тој начин, покрај производството на реактивна моќност, т.е. компензација на товарот, тие се користат и за регулација на напонот.

Ако во некоја точка од мрежата приклучиме кондензаторска батерија, тогаш напонот во неа (а и во соседните точки) ќе се покачи за определен износ ΔU којшто зависи од тоа колкава е моќноста Q на батеријата, но и од тоа на кое место во мрежата таа е приклучена. Приближната вредност на покачувањето на напонот ΔU може да се пресмета со формулата:

$$\Delta U = \frac{Q_{\text{K}\text{B}} \cdot X_{\Sigma}}{U_{\text{n}}},\tag{10.4}$$

каде што X_{Σ} е реактивната отпорност на делот од мрежата помеѓу местото на приклучување на батеријата и напојната точка на мрежата во која напонот се одржува на константа вредност. Со приклучувањето на кондензаторската батерија, напонот во останатите точки од мрежата исто така ќе се измени (зголеми), но за помал износ.



Слика 10.4. Напонски профил долж компензиран СН извод, пред и после компензацијата

На сликата 10.4 е прикажан напонскиот профил долж изводот од една среднонапонска (10 kV) мрежа, напојувана од трансформаторска станица 35/10 kV/kV, пред и по приклучувањето на кондензаторска батерија (КБ) во една нејзина точка.

Значи, ако инсталираме кондензаторска батерија со одредена моќност во мрежата, со тоа го покачуваме напонот во сите точки од мрежата. Соодветните прирасти на напонот во поедините точки од мрежата можеме да ги пресметаме со помош на изразот (10.4). Меѓутоа, проблемот обично се поставува обратно, па се бара да се пресмета колкава треба да биде моќноста на кондензаторската батерија за да се подигне напонот во дадена точка од мрежата за износ ΔU .

За решавањето на овој проблем многу поедноставно е да се користи табелата 10.2. Оваа табела е преземена од соодветна техничка литература, и во неа се содржани ориентационите вредности на податоците за тоа колкава треба да биде реактивната моќност $Q_{\rm KB}$ на батеријата со која се постигнува покачување на напонот во посматрана точка за само 1%. Таа вредност е дадена за разни места на приклучување на батеријата. Во истата табела е даден и податокот, колкаво покачување на напонот ќе предизвика инсталирање на кондензаторска батерија од 100 kvar во разни точки од мрежата.

Елемент	Потребна моќност <i>Q</i> _{КБ} на батеријата за постигање пораст на напонот од 1%	Процентуален пораст на напонот при инсталирање на $Q_{\rm KB} = 100$ kvar			
Трансформатори 10/0,4 и 20/0,4 kV/kV					
100 kVA	25 kvar	4,0 %			
160 kVA	40 kvar	2,5 %			
250 kVA	63 kvar	1,6 %			
400 kVA	100 kvar	1,0 %			
630 kVA	158 kvar	0,63 %			
1000 kVA	167 kvar	0,60 %			
Надземен вод со должина 1 km					
$U_n = 0,4 \mathrm{kV}$	5 kvar	20,00 %			
$U_n = 10 \text{ kV}$	3000 kvar	0,033 %			
$U_n = 35 \text{ kV}$	35000 kvar	0,003 %			
Кабел со должина 1 km					
$U_n = 0,4 \mathrm{kV}$	24 kvar	4,17 %			
$U_n = 10 \text{ kV}$	12500 kvar	0,008 %			
$U_n = 35 \text{ kV}$	125000 kvar	/			

Табела 10.2. Регулација на напонот со помош на кондензаторски батерии

10.3 Контрола на квалитетот на напонот во мрежите

Со текот на времето доаѓа до постепено менување на условите на работа на електричните мрежи од една страна поради порастот на бројот и моќноста на потрошувачите, а од друга страна поради измените во самата мрежа. Затоа е потребно повремено, но систематски, да се врши проверка на прифатливоста на квалитетот на напонските прилики.

Под *контрола на квалитетот* на напонот обично се подразбира контрола (регистрација) на отстапувањата на напонот од неговата номинална вредност во нормални режими на работа.

Дистрибутивните мрежи најчесто се многу разгранети. Тие напојуваат прилично голем број потрошувачи. Голем е и бројот на трансформаторските станици СН/НН во среднонапонските мрежи. Затоа следењето и испитувањето на напонските прилики кај секој потрошувач, па дури и кај секоја трансформаторска станица СН/НН, е практично невозможно. Но доволно е контролата на квалитетот на напонот да се врши само во определен број карактеристични точки од мрежата. Бројот на овие точки треба да е достаточен за да се има комплетен увид во напонската состојба во сета мрежа. Притоа, точките во кои ќе го следиме напонот ги избираме така што, знаејќи го напонот во нив, лесно ќе можеме да ги пресметаме и напоните во преостанатите точки од мрежата.

Контролата на напонот ќе треба да се врши за нормален режим на работа на мрежата (нормална вклопна состојба). Режимите кои ретко се јавуваат не треба да бидат меродавни за оценката на квалитетот на напонот. Контролата треба да биде перманентна и систематска. Таа треба да се врши во подолг временски период, за да се собере доволен обем на статистички материјал врз основа на кој ќе можат да се извлечат објективни проценки на состојбата на квалитетот на напонот. Обично, се посматра период од еден месец и тој треба да биде претставник на една цела сезона. Постапката се повторува за секоја годишна сезона.

Процесот на измената на параметрите на режимот (оптоварувањата, напоните, струите и друго) во електроенергетските мрежи има случаен карактер. Тоа се должи на случајните промени на моќностите на потрошувачите и доведува до тоа што показателите за квалитетот на напонот имаат исто така случајна природа. Затоа при анализа на овие појави ќе треба да се применуваат статистички методи за контрола на квалитетот на напонот.

10.4 Примери кон десеттото поглавје

Пример 10.1. Во трансформаторска станица 10/0,4 kV/kV е инсталиран трансформатор со номинална моќност 400 kVA. Напонот на нисконапонските собирници изнесува 400 V. Да се избере моќноста на кондензаторската батерија со чие приклучување на нисконапонските собирници во самата трафостаница ќе се постигне покачување на напонот на нисконапонските собирници на 410 V.

Решение

Во овој случај потребното покачување на напонот ќе биде $\Delta U = 410 - 400 = 10$ V. Неговата процентуална вредност ќе изнесува:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{\rm n}} \cdot 100 = \frac{10}{400} \cdot 100 = 2,5\%.$$

Од табелата 10.2 се гледа дека за покачување на напонот за 1% се потребни 100 kvar, што значи дека за добивање на бараното покачување од 2,5% ќе биде потребна 2,5 пати поголема моќност, т.е, потребната моќност ќе изнесува $Q_{\text{KB}} = 2,5 \cdot 100 = 250$ kvar.

Пример 10.2. Трансформаторска станица 35/10 kV/kV се напојува преку еден 35 kV надземен извод, долг l = 20 km, со подолжна редна импеданција $\underline{z}_0 = (0, 45 + j0, 38) \Omega/\text{km}$ (слика П.10.2.1). Напонот на почетокот од водот се одржува на константна вредност преку целиот ден и изнесува $U_1 = 36, 5$ kV = const. За трансформаторот T се познати следните податоци: тип TD8; $(35 \pm 2 \times 2, 5\%)/10, 5$ kV/kV; 8 MVA; $u_k\% = 7\%$; $i_0\% = 1\%$; $\Delta P_{\text{Cun}} = 54$ kW; $\Delta P_{\text{Fe}} = 9, 4$ kW. Тој работи со својот номинален преносен однос $k_{\text{T}} = k_{\text{Tn}} = 35/10, 5$.

Потрошувачот којшто се напојува од 10 kV собирници претставува станбена населба и припаѓа на категоријата потрошувачи "домаќинства" (D). Во режимот на максималното оптоварување неговата моќност изнесува $\underline{S}_{\rm M} = P_{\rm M} + jQ_{\rm M} = (6,5 + j3)$ MVA, додека во режимот на минимално оптоварување моќноста на потрошувачот е 6 пати помала и изнесува $\underline{S}_{\rm m} = P_{\rm m} + jQ_{\rm m} = (1,05 + j0,51)$ MVA. Да се пресмета интервалот ($U_{3.\,{\rm min}} \div U_{3.\,{\rm max}}$) во којшто ќе варира напонот U_3 при потрошувачите во текот на денот. Потоа со компјутерска симулација, со помош на програмата "DM.xls", да се утврди варијацијата на напонот U_3 во текот на денот т.е. временската зависност $U_3(t)$; ($t = 1, 2, \ldots, 24$). Колкави се средната вредност $U_{3.{\rm cp}}$ и стандардната девијација σ_{U_3} на напонот? Дали напонот излегува од дозволените граници помеѓу 9 и 11 kV? Која мерка ни стои на располагање за намалување на варијациите на напонот?

$$\begin{array}{c} A \\ \downarrow = 20 \text{ km} \\ U_1 = 36, 5 \text{ kV} \\ (U_1 = \text{ const.}) \end{array} \begin{array}{c} I = 20 \text{ km} \\ \underline{Z} = (0,45 + j0,38) \Omega/\text{ km} \\ 35/10 \\ 8 \text{ MVA} \\ 3 \\ P = jQ \end{array} \begin{array}{c} U_2 \\ 35/10 \\ 3 \\ U_3 \\ P = jQ \end{array}$$

Слика П.10.2.1. Слика П.10.2.1. Шема на набљудуваната мрежа

Решение

1) Приближна пресметка на максималната и минималната вредност на напонот U_3

Редната импеданција на водот ќе биде:

$$\underline{Z}_V = \underline{z} \cdot l = (0, 45 + j0, 38) \cdot 25 = (11, 25 + j9, 50) \,\Omega,$$

додека нејзината сведена вредност на 10 kV страна:

$$\underline{Z}_{V.CB} = \underline{Z}_V \cdot (10, 5/35)^2 = (1, 013 + j0, 855) \,\Omega$$

289

За трансформаторот TD8 се добива следната вредност за импеданцијата на редната гранка, сведена кон секундарна, 10 kV, страна:

$$\underline{Z}_T = (0,093 + j0,96) \,\Omega.$$

Вкупната (еквивалентна) импеданција на системот од изворот (точка 1) до потрошувачот, ќе биде:

$$\underline{Z}_{ek} = Z_{V.CB} + \underline{Z}_T = (1, 106 + j1, 815) \,\Omega.$$

Вкупната загуба на напон во системот ќе биде (приближно):

$$\Delta U \approx \frac{P \cdot R_{ek} + Q \cdot X_{ek}}{U_{\rm n}}.$$

Тогаш напонот кај потрошувачот U₃ ќе биде:

$$U_3 = U_{1,\mathrm{CB}} - \Delta U = U_1 \cdot (1/k_\mathrm{T}) - \Delta U,$$

каде што е

$$U_{1.cb} = 36, 5 \cdot \frac{10, 5}{35} = 10,95 \text{ kV}.$$

На тој начин, за максималниот (max) и минималниот (min) режим добиваме:

$$\begin{split} \Delta U_{\max} &\approx \frac{6,5 \cdot 1,106 + 3,0 \cdot 1,815}{10} = 1,263 \text{ kV}, \\ U_{3.\max} &= 10,95 - 1,263 = 9,686 \text{ kV}, \\ \Delta U_{\min} &\approx \frac{1,105 \cdot 1,106 + 0,510 \cdot 1,815}{10} = 0,215 \text{ kV}, \\ U_{3.\min} &= 10,95 - 0,215 = 10,735 \text{ kV}. \end{split}$$

Средната (просечна) вредност на напонот (приближно) ќе биде:

$$U_{3.\text{cp}} = (U_{3.\text{min}} + U_{3.\text{max}})/2 = 10,211 \text{ kV}.$$

2) Точна пресметка на максималната и минималната вредност на напонот U_3 со компјутерска симулација

Со помош на компјутерската програма "DM.xls" се вршени симулации на работењето на набљудуваниот систем и при тоа, за вредноста на напонот $U_3(t)$ преку денот се добиени следните 24 вредности:

<i>t</i> (h)	<i>U</i> (kV)						
1	10,65	7	10,72	13	9,79	19	10,21
2	10,69	8	10,55	14	9,96	20	9,93
3	10,71	9	10,48	15	10,55	21	10,07
4	10,75	10	10,13	16	10,52	22	10,44
5	10,74	11	10,02	17	10,53	23	10,60
6	10,74	12	9,63	18	10,44	24	10,60

Сега, од оваа табела, можеме да ги отчитаме минималната и максималната вредност на напонот U_3 : $U_{3. \min} = 9,635$ kV и $U_{3. \max} = 10,747$ kV.

Средната вредност, $U_{3.cp}$, и стандардната девијација, σ_{U3} , на напонот $U_3(t)$, во согласност со изразите (10.1) и (10.2), ќе бидат:

$$U_{3.cp} = \frac{U_1 + U_2 + U_3 + \ldots + U_{24}}{24} = \sum_{i=1}^{24} \frac{U_i}{24} = 10,395 \text{ kV},$$

$$\sigma_{U3} = \sqrt{\sum_{i=1}^{24} \frac{\Delta U_i^2}{24 - 1}} = \sqrt{\frac{(U_1 - U_{3.cp})^2 + (U_2 - U_{3.cp})^2 + \ldots + (U_{24} - U_{3.cp})^2}{24 - 1}} = 0,356 \text{ kV}.$$

$$\sigma_{U3}\% = \frac{\sigma_{U3}}{U_{3.cp}} \cdot 100 = \frac{0,356}{10,395} \cdot 100 = 3,42\%.$$

Податоците за средната вредност и стандардната девијација на напонот во некоја точка од мрежата можат, според теоријата на веројатноста, да се употребат за проценка на веројатноста напонот во таа точка да добива вредности во одреден интервал (или надвор од него.). Така, на пример, ако се усвои претпоставката дека напонот претставува случајна величина којашто подлежи на нормалниот (Гаусов) закон на распределба (што е обично исполнето) тогаш веројатноста во даден момент од денот напонот да добие вредност од интервалот ($U_{\rm cp} \pm 1, 96 \cdot \sigma_U$) изнесува 0,95. Значи, треба да се очекува дека напонот во таа точка во 95% од времето ќе има вредност од ($U_{\rm cp} - 1, 96 \cdot \sigma_U$) до ($U_{\rm cp} + 1, 96 \cdot \sigma_U$), а само во 5% од времето надвор од овој интервал.

Во разгледуваниот случај ќе имаме:

$$U_{3.cp} - 1,96 \cdot \sigma_U = 9,7 \text{ kV},$$

 $U_{3.cp} + 1,96 \cdot \sigma_U = 11,1 \text{ kV}.$

Значи во конкретниот случај, ако се набљудува подолг период од време (нпр. една цела сезона), може да се очекува дека напонот U_3 ќе се движи во

интервалот 9, 7 kV < U_3 < 11, 1 kV во 95% од времето, а само во преостанатите 5% од времето може да добива вредности пониски од 9,7 или повисоки од 11,1 kV.

На сликата П.10.2.2 е прикажана зависноста $U_3(t)$ во текот на денот, добиена со помош на компјутерска симулација.



Слика П.10.2.2. Дневен дијаграм на промена на напонот $U_3(t)$

Пример 10.3. На сликата П.10.3.1 е прикажан 35 kV надземен извод преку кој што се напојуваат 4 трансформаторски станици 35/10 kV/kV. Сите 4 делници од изводот се изведени со ист пресек (јаже Al/Č 70/12 mm²) со подолжна редна импеданција $\underline{z}_0 = (0, 45 + j0, 38) \Omega$ /km и имаат приближно еднакви должини l = 6, 0 km, секоја. Мрежата се напојува од еден регулационен трансформатор, тип T25, за кого што се познати следните податоци: $S_n = 25$ MVA; $U_{1n}/U_{2n} = (110 \pm 12 \times 1, 25\%)/36, 75kV/kV; u_k\% = 10, 5\%; <math>\Delta P_{\text{Cun}} = 120$ kW; $i_0\% = 0, 7\%; \Delta P_{\text{Fe}} = 27$ kW. Трансформаторите 35/10 се од ист тип (TD4) и за нив се познати следните податоци: $S_n = 4000$ kVA; $U_{1n}/U_{2n} = (35 \pm 2 \times 2, 5\%)/10.5$ kV/kV; $u_k\% = 7, 5\%; \Delta P_{Cun} = 30$ kW; $i_0\% = 1, 0\%; \Delta P_{Fe} = 5, 2$ kW. Сите тие работат со константен преносен однос, еднаков на номиналниот ($\alpha = 0$). Напонот во напојната точка "А" е константен преку целиот ден и изнесува $U_A = 108, 5$ kV а трансформаторот T25 работи со својот номинален преносен однос.

Мрежата напојува дистрибутивен конзум од категоријата "домаќинства" (D). Познати се и вредностите на активните и реактивните оптоварувања во секоја TC 35/10 и може да се смета дека се и тие приближно еднакви. Во режимот на максималното оптоварување нивните врвни вредности изнесуваат: $\underline{S}_i = P_i + jQ_i = (3, 5+j1, 2)$ MVA; (i = 1, 2, 3, 4). Останатите изводи од напојната TC 110/35 напојуваат исто така дистрибутивен конзум којшто пулсира во текот на денот во ист ритам како и потрошувачите <u>S</u>_i и неговата врвна моќност изнесува <u>S</u>₀ = $P_0 + jQ_0 = (10 + j4, 84)$ MVA.



Слика П.10.3.1. Приказ на набљудуваниот 35 kV надземен извод со 4 TC 35/10 kV/kV

Со помош на програмата "DM.xls" да се пресмета и прикаже интервалот во којшто ќе се менуваат напоните $U_5(t)$, $U_6(t)$, $U_7(t)$ и $U_8(t)$ во текот на денот како и нивните средни вредности и стандардни девијации.

Решение

Откога ќе се изврши моделирањето на мрежата од задачата, се добиваат следните резултати за кривите U(t); (t = 1, 2, ..., 24) на напонот кај четирите потрошувачи. Тие се прикажани на сликата П.10.3.2.



Слика П.10.3.2. Дневен дијаграм на промена на напонот U(t) кај потрошувачите

Во табелата П.10.3.1 се прикажани статистички добиените вредности за минималната, средната и максималната вредност на овие напони како и стандарданата девијација на секој од нив. Врз основа на тие вредности е нацртан напонскиот профил по должината на изводот за трите карактеристични режими на оптоварување – максимален, среден и минимален. Тие се прикажани на сликата П.10.3.3. Од него може да се види во кој интервал ќе се движат напоните кај потрошувачите во текот на денот.

	$U_5(t)$	$U_6(t)$	$U_7(t)$	$U_8(t)$
Мин. вредност U_{\min} (kV)	9,40	9,00	8,73	8,59
Ср. вредност U_{cp} (kV)	10,29	10,13	10,03	9,97
Макс. вредност U_{\max} (kV)	10,67	10,62	10,58	10,56
Ст. девијација σ_U (kV)	0,40	0,48	0,55	0,58
Ст. девијација σ_U % (%)	3,90	4,73	5,47	5,85

Табела П.10.3.1. ЗависностU(t) на напонот во собирниците бр. 5, 6, 7 и 8 $\,$



Слика П.10.3.3. Напонски профил долж изводот за трите карактеристични режими и интервали на варијација на напоните



Пример 10.4. На сликата П.10.4.1 е прикажан истиот 35 kV надземен извод од примерот 10.3. Во сите 4 трансформаторски станици 35/10 kV/kV е извршена замена на трансформаторите со нови, поголеми, од типот TD8 со следните карактеристики: $S_n = 8000$ kVA; $U_{1n}/U_{2n} = (35 \pm 2 \times 2,5\%)/10,5$ kV/kV; $u_k\% = 7,5\%$; $\Delta P_{\text{Cun}} = 54$ kW; $i_0\% = 1,0\%$; $\Delta P_{\text{Fe}} = 9,4$ kW. Сите тие работат со константен преносен однос, еднаков на номиналниот. Со оваа замена се очекува опсегот на варијациите на напонот кај потрошувачите да се намали.

Мрежата се напојува од истиот регулационен трансформатор, тип T25, за којшто се познати следните податоци: $S_{\rm n}=25$ MVA; $U_{\rm 1n}/U_{\rm 2n}=(110\pm12~\times$

1,25%)/36,75 kV/kV; $u_k\% = 10,5\%$; $\Delta P_{Cun} = 120$ kW; $i_0\% = 0,7\%$; $\Delta P_{Fe} = 27$ kW. Напонот во напојната точка "А" е константен преку целиот ден и изнесува $U_{\rm A} = 108,5$ kV.

Мрежата го напојува истиот дистрибутивен конзум од категоријата "домаќинства" (D) како во примерот 10.3. Познати се и вредностите на активните и реактивните оптоварувања во секоја TC 35/10 и може да се смета дека се и тие приближно еднакви. Во режимот на максималното оптоварување нивните врвни вредности изнесуваат: $\underline{S}_i = (P_i + jQ_i) = (3, 5 + j1, 2)$ MVA; (i = 5, 6, 7, 8). Може да се смета дека факторот на моќност на потрошувачите е константен преку целиот ден.



Слика П.10.4.1. Приказ на набљудуваниот 35 kV надземен извод со 4 TC 35/10 kV/kV

Со помош на програмата "DM.xls"да се пресмета и прикаже интервалот во којшто ќе се менува напонот $U_8(t)$ во текот на денот при крајниот потрошувач. Пресметките да се направат за следните два случаја:

- кога напојниот трансформатор T25 работи како регулационен, со вклучен автоматски регулатор на напонот (APH), т.е. со променлив преносен однос така што има задача да го одржува напонот на својот секундар на вредноста најблиску до $U_0 = 36,75$ kV,
- кога APH е исклучен и трансформаторот T25 работи со фиксен преносен однос $k_{\rm T} = (110 2 \times 1, 25\%)/36, 75 \, {\rm kV/kV} = 0,975 \times k_{Tn} = 104, 5/36, 75 \, {\rm kV/kV}$ = const. (регулаторот е поставен на позицијата -2, т.е. бројот на навивки на високонапонската намотка е за $2 \times 1,25\% = 2,5\%$ помал од номиналниот).

Кривите за зависноста $U_8(t)$, (t = 1, 2, 3, ..., 24) за обата разгледувани случаја да се прикажат на ист дијаграм. Колкави се минималните, средните и максималните вредности во секој од овие два случаја? Во кој од обата случаја стандардната девијација (т.е. варијацијата) на напонот е поголема и зошто?

Решение

Откога ќе се изврши моделирањето на мрежата од задачата, се добива временскиот тек на напонот $U_8(t)$, t = 1, 2, ..., 24, прикажан на дијаграмот од слика П.10.4.2. Случајот "1" се однесува на работата на АРН на напојниот трансформатор со задача напонот на секундарот да го држи на константна вредност $U_0 = 36,5$ kV. Во другиот случај "2" овој трансформатор работи со фиксен преносен однос, $k_{\rm T} = 0,975 \times k_{Tn} = 104,5/36,75$ kV/kV. Притоа за цело време трансформаторот во последната TC 35/10 работи со својот номинален преносен однос ($k_{\rm T} = k_{\rm Tn} = 35/10,5$ kV/kV).

Временските текови на кривите $U_8(t)$ за двата случаја се прикажани на сликата П.10.4.2. Од нив заклучуваме дека максималните вредности на напонот $U_{8. \text{ max}}$ и за обата начина на регулација во TC 110/35 се постигаат во ноќните часови и имаат иста вредност $U_{8. \text{ max}} = 10,7$ kV. Но затоа минималните вредности на напонот се постигаат во време на системскиот максимум (t=12 h) и тие изнесуваат: $U_{8. \text{ min}} = 9,58$ kV во првиот случај и $U_{8. \text{min}} = 9,03$ kV во вториот. Слично, средните вредности на напонот се: $U_{8. \text{cp}} = 10,39$ kV во првиот случај и $U_{8. \text{cp}} = 10,19$ kV во вториот. Исто така стандардната девијација σ_{U8} изнесува 0,36 kV (3,46%) и 0,51 kV (4,94%) во првиот односно вториот случај (табела П.10.4.1).



Слика П.10.4.2. Дневни дијаграми на напонот $oldsymbol{U}_8(oldsymbol{t})$ за обата разгледувани случаја

величина	единица	случај 1	случај 2
U _{8. min}	kV	9,58	9,03
U _{8. max}	kV	10,71	10,71
U _{8.cp}	kV	10,39	10,19
σ_{U8}	kV	0,36	0,51
σ_{U8}	%	3,46	4,94

Табела П.10.4.1. Глобални показатели за квалитетот на напонот $U_8(t)$ во собирницата бр 8.

За квалитетот на испорачаната електрична енергија е битно колкава е средната вредност на напонот, т.е. за колкав износ таа се разликува од

својата номинална вредност. Но исто така е важно колкави се неговите варијации околку таа средна вредност и најдобро е тие да бидат што е можно помали. Очигледно е дека варијацијата на напонот околку неговата просечна вредност е помала кога е вклучен АРН на напојнниот трансформатор 110/35 kV/kV. Затоа во тој случај квалитетот на испорачаната електрична енергија на потрошувачите е подобар.



Литература

- [1] Р. Ачковски. *Преносни и дистрибутивни системи*. ЕТФ-Скопје, Скопје, 1995.
- [2] Р. Ачковски. Високонапонски мрежи и системи. ЕТФ-Скопје, Скопје, 1995.
- [3] Р. Ачковски и М. Тодоровски. *Збирка задачи од областа на преносните и дистрибутивни системи*. ЕТФ-Скопје, Скопје, 2006.
- [4] Д. Рајичиќ. *Вовед во дистрибутивни електроенергетски системи*. ЕТФ-Скопје, Скопје, 1995.
- [5] Д. Рајичиќ и Р. Талески. *Методи за анализа на електроенергски системи. Учебник*. ЕТФ-Скопје, Скопје, 1995.
- [6] Д. Рајичиќ. Компјутерски методи за пресметка на стационарни режими на електроенергетските системи. Универзитет "Кирил и Методиј", Скопје, 1985.
- [7] Р. Ачковски. Надземни и кабелски водови. ЕТФ-Скопје, Скопје, 1995.
- [8] Л.А. Солдаткина. Электрические сети и системы. ЭНЕРГИЯ, Москва, 1978.
- [9] Р. И. Караев и С. Д. Волобринский. Электрические сети и енергосистемы. ТРАНСПОРТ, Москва, 1980.
- [10] А. А. Глазунов. *Электрические сети и системы*. ГОСЭНЕРГОИЗДАТ, Москва, 1960.
- [11] Н.А. Мельников. Электрические сети и системы. ЭНЕРГИЯ, Москва, 1969.
- [12] Б. А. Князевский и Б. Ю. Липкин. Электроснабжение промышленных предприятии. ВЫСШАЯ ШКОЛА, Москва, 1979.
- [13] Л. И. Петренко. Электрические сети и системы. ВЫСШАЯ ШКОЛА, Киев, 1981.
- [14] В. Блок. Электрические сети и системы. ВЫСШАЯ ШКОЛА, Москва, 1981.

- [15] R. Pelisier. Les réeseaux d'energie electrique. DUNOD, Paris, 1975.
- [16] К. Аврамов, П. Вълчков, З. Лазаров, и Н. Аврамов. *Електрически мрежи и централи*. ТЕХНИКА, София, 1968.
- [17] Г. Вльчков и Н. Генков. Електрически мрежи. ТЕХНИКА, София, 1989.
- [18] Д. Николов. Електрически мрежи и системи. ТЕХНИКА, София, 1989.
- [19] Под. ред. В. А. Веникова. *Расчеты и анализ режимов работы сетей*. ЭНЕРГИЯ, Москва, 1974.
- [20] H. Požar. *Visokonaponska rasklopna postrojenja*. Tehnička knjiga, Zagreb, 1978.
- [21] T. Gönen. *Modern Power System Analysis*. John Wiley & Sons, New York, 1987.
- [22] M. V. Deshpande. *Electrical Power System Design*. Tata McGraw-Hill, New Delhi, 1982.
- [23] B. M. Weedy. *Electric Power Systems*. John Wiley & Sons, Chichester, 1987.
- [24] В. А. Боровиков, В. К. Косарев, и Г. А. Ходот. *Электрические сети и системы*. ЭНЕРГИЯ, Ленинград, 1974.
- [25] J. Neuenswander. *Modern Power Systems*. International Textbook Company, Scranton, 1978.
- [26] M. Plaper. *Elektroenergetska omrežja, I del*. ETF-Ljubljana, Ljubljana, 1974.
- [27] M. Plaper. *Elektroenergetska omrežja, II del*. ETF-Ljubljana, Ljubljana, 1975.
- [28] M. Plaper. *Principi optiomalnosti u mrežama za prenos i distribuciju električne energije*. ZJE, Beograd, 1980.
- [29] J. Nahman и M. Marković. *Elektrane i razvodna postrojenja, Zbirka zadataka*. ETF-Beograd, Beograd, 1973.
- [30] J. Nahman. *Struje kratkih spojeva i njihovo prekidanje*. ETF-Beograd, Beograd, 1973.
- [31] J. Nahman. *Uzemljenje neutralne tačke distributivnih mreža*. Naučna knjiga, Beograd, 1980.
- [32] J. Štarklj и G. Muždeka. *Zbirka rešenih zadataka iz prenosa električne energije*. ETF-Beograd, Beograd, 1973.
- [33] G. Muždeka и N. Rajaković. *Zbirka rešenih zadataka iz prenosa električne energije*. Naučna knjiga, Beograd, 1982.

- [34] M. Ožegović и K. Ožegović. *Električne mreže I, II i III*. FESB, Split, 1977, 1980, 1982.
- [35] R. Röper. *Short-circuit Currents in Three-phase Systems*. Siemens AG and John Wiley & Sons, Erlangen, 1985.
- [36] Н. Генков. *Механична част на електрическите мрежи*. Техника, София, 1974.
- [37] A. E. Guile. *Electrical Power Systems*. Pergamon Press, Oxford, 1977.