



ТЕХНИЧЕСКИ УНИВЕРСИТЕТ – ВАРНА  
катедра „Електроенергетика“



---

РАЗРАБОТЕНИ ТЕМИ ЗА ДЪРЖАВЕН ИЗПИТ  
ЗА ОБРАЗОВАТЕЛНО-КВАЛИФИКАЦИОННА СТЕПЕН

„БАКАЛАВЪР“

СПЕЦИАЛНОСТ „ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА“

РАЗДЕЛ II

„Електрически мрежи и системи“

(въпроси от II.1 до II.16)

Съставили:

доц. д-р инж. К. Тасев, доц. д-р инж. Ю. Рангелов, доц. д-р инж. Й. Каменов

Версия 04.2019 г.

## СЪДЪРЖАНИЕ

ТЕМА 1. Основни сведения за електрическите мрежи .....	4
1.1. Структура на електроенергийната система .....	4
1.1.1. Термични електрически централи .....	4
1.1.2. Класификация на електрическите мрежи .....	4
1.1.3. Номинални напрежения на елементите на електрическите мрежи .....	4
1.1.4. Основни изисквания към електрическите мрежи .....	5
ТЕМА 2. Конструктивни елементи на въздушни електропроводни линии .....	6
2.1. Проводници на ВЕЛ .....	6
2.2. Стълбове за ВЕЛ .....	6
2.3. Изолатори за ВЕЛ .....	7
2.4. Фундаменти за ВЕЛ .....	8
2.5. Арматура за ВЕЛ .....	8
ТЕМА 3. Конструктивни елементи на кабелни електропроводни линии .....	9
3.1. Устройство на силови кабели с хартиено-маслена изолация .....	9
3.2. Силови кабели с термопластична изолация от полимерни материали .....	9
3.3. Силови кабели с изолация от химически омрежен полиетилен .....	10
ТЕМА 4. Мрежови трансформаторни постове – предназначение и устройство. Принципна схема на ТП с един трансформатор, с кабелен вход на СН и кабелни изводи НН. Предназначение на елементите от принципната схема .....	12
4.1. Предназначение и устройство на трансформаторни постове (ТП) .....	12
4.2. Принципна схема на ТП с един трансформатор проходен тип, с кабелен вход на страна СН и кабелни изводи на страна НН, закрит тип .....	12
4.3. Предназначение на елементите от принципната схема на ТП .....	13
ТЕМА 5. Изчисляване на параметрите на установен симетричен режим на електрическа мрежа от магистрален тип при зададени “данни в края”. Загуба на напрежение и пад на напрежение в електрическа мрежа .....	15
5.1. Същност на задачата за изчисляване на параметрите на установения режим на електрически мрежи .....	15
ТЕМА 6. Изчисляване на загубите на мощност и активна енергия в електропроводните линии и в силовите трансформатори .....	18
6.1. Загуби на мощност и енергия в електропроводните линии .....	18
6.2. Загуби на мощност и енергия в силови трансформатори .....	19
6.2.1. Загубите на мощност в намотката се определят от .....	20
6.2.2. Загубите на енергия в трансформаторите могат да се определят аналогично на показаната методика за електропроводните линии: .....	20
ТЕМА 7. Избор на сечение на проводниците и кабелите по условие за икономическа плътност на тока. Проверка на избраното сечение .....	21

7.1. Избор на сечение на проводниците и кабелите по условие за икономическа плътност на тока. ....	21
7.2. Проверка на избраното сечение $s_{cm}$ по условие за допустимо нагряване. ....	21
7.3. Проверка на избраното сечение $s_{cm}$ по условие за термична устойчивост. ....	22
7.4. Проверка на избраното сечение $s_{cm}$ по допустима загуба на напрежение. ....	22
7.5. Проверка на избраното сечение по условие за отсъствие на явлението "корона". .	23
ТЕМА 8. Избор на сечение на проводниците в електрическите мрежи за НН и СН по условие за допустима загуба на напрежение .....	24
ТЕМА 9. Оразмеряване на проводниците на въздушните електропроводни линии по механични показатели. Физико-механични показатели на проводниците. Изчислителни климатични условия. Относителни товари за определяне на механичното натоварване на проводниците. ....	27
9.1. Физикомеханични показатели на проводниците. ....	27
9.2. Изчислителни климатични условия. ....	28
9.3. Относителни товари за определяне на механичното натоварване на проводниците. ....	28
ТЕМА 10. Уравнение за състоянието на проводника в междустълбието. Критично междустълбие и критична температура. ....	30
10.1. Междустълбие. ....	30
10.2. Уравнение за състояние на проводника в междустълбието при хоризонтално междустълбие. ....	30
10.3. Критично междустълбие. ....	31
10.4. Критична температура на въздуха около проводниците. ....	31
10.5. Ветрово, теглово и електрическо междустълбие. ....	32
ТЕМА 11. Методика за определяне на габаритното междустълбие. Създаване на шаблон за разпределение на стълбовете. ....	33
11.1. Методика за определяне на габаритното междустълбие на въздушна електропроводна линия. ....	33
11.2. Определяне на максимално допустимата дължина на междустълбията (пределно междустълбие $l_{пред}$ ). ....	34
11.3. Създаване на шаблон за разпределяне на стълбовете по трасето. ....	34
ТЕМА 12. Качество на електрическата енергия. ....	36
12.1. Показатели за качеството на електрическата енергия. ....	36
12.2. Отклонение на честотата на променливия ток от номиналното ѝ значение. ....	36
12.3. Колебание на честотата. ....	36
12.4. Отклонение на напрежението от номиналната му стойност. ....	36
12.5. Колебание на напрежението. ....	37
12.6. Несиметрия на напреженията в трифазните мрежи. ....	37

12.7. Несинусоидалност на формата на напрежението и тока. ....	37
ТЕМА 13. Източници и консуматори на реактивна мощност в ЕЕС. Регулиране на напрежението. ....	39
13.1. Източници и консуматори на реактивна мощност в ЕЕС. ....	39
13.1.1. Източници на реактивна мощност в електроенергийните системи. ....	39
13.1.2. Потребители на реактивна мощност. ....	40
13.2. Регулиране на напрежението. ....	40
13.2.1. Регулиране на напрежението посредством силови трансформатори с променящ се под товар коефициент на трансформация. ....	40
13.2.2. Насрещно регулиране на напрежението на шини СН в районните подстанции. ....	41
ТЕМА 14. Местно регулиране и изменение на режима на напрежението в електрическите мрежи. ....	42
14.1. Регулиране на напрежението чрез изменение на надлъжното реактивно съпротивление. ....	42
14.2. Регулиране на напрежението в края на линията чрез изменение на протичащата през линията реактивна мощност. ....	43
14.3. Изменение на напрежението в електрическите мрежи за НН чрез силов трансформатор СН/НН с регулируем без товар коефициент на трансформация. ....	44
ТЕМА 15. Организационни и технически мероприятия за намаляване на загубите на електрическа енергия в електрическите мрежи. ....	45
15.1. Организационни мероприятия за намаляване на загубите на мощност и енергия. ....	45
15.2. Технически мероприятия за намаляване на загубите на мощност и енергия. ....	46
ТЕМА 16. Схеми на електрическите мрежи. ....	48
16.1. Отворени схеми без резервно хранване на потребителите. ....	48
16.2. Отворени схеми с ръчно включване на резервното хранване. ....	49
16.3. Отворени схеми с автоматично включване на резервното хранване. ....	49

## ТЕМА 1. Основни сведения за електрическите мрежи

### 1.1. Структура на електроенергийната система

#### 1.1.1. Термични електрически централи

Електроенергийната (електрическата) система на една страна е електрическата част на нейната енергийна система. Нейната структура е съвкупност от съоръжения и устройства за производство, преобразуване, пренасяне, разпределяне и консумиране на електрическа енергия, обединени в общ и непрекъснат режим на работа. В структурата на електроенергийните системи участват електрическите централи, електрическите потребители и електрическите мрежи.

Електрическата мрежа е предназначена за пренасяне, трансформиране и разпределение на електрическата енергия от електрическите централи до електрическите потребители. Тя се състои от електрически подстанции и електропроводни линии.

#### 1.1.2. Класификация на електрическите мрежи

1. *Според вида на тока.* Разделят се на променливотокови (с честота 50 или 60 Hz) и постояннотокови.

2. *Според номиналното напрежение.* Номинално напрежение на електрическата мрежа се нарича ефективната стойност на междуфазовото напрежение, за което мрежата е предназначена да работи в нормален режим на работа. Според номиналното им напрежение електрическите мрежи се разделят на мрежи за ниско (до 1 kV), средно (от 3 до 45 kV), високо (от 60 до 330 kV), свръхвисоко (от 380 до 900 kV) и ултрависоко напрежение (над 1000 kV).

3. *Според основното си предназначение.* Разделят се на системообразувачи, преносни и разпределителни.

4. *Според конфигурацията си.* Разделят се на отворени и затворени.

5. *Според конструктивното си изпълнение.* Разделят се на въздушни, кабелни, смесени и мрежи с усукани изолирани проводници.

#### 1.1.3. Номинални напрежения на елементите на електрическите мрежи

Стойностите на номиналните напрежения се определят от държавен стандарт.

1. *Номинални напрежения на електропроводните линии.* В България за електропроводните линии се използват следните номинални линейни напрежения: 0,4; 6; 10; 20; 35; 110; 220; 400 и 750 kV.

2. *Номинални напрежения на силовите трансформатори.* Те се задават за всяка намотка за режима на празен ход на трансформатора.

a) *Номинално напрежение на първичната намотка ( $U_{1H}$ ).* Ако трансформаторът е повишаващ, прието е номиналното напрежение на първичната намотка да бъде с 5% по-голямо от номиналното напрежение на електропроводната линия. При понижавашите

трансформатори то е равно на номиналното напрежение на електропроводната линия, към която е присъединена първичната намотка;

б) *Номинално напрежение на вторичната намотка ( $U_{2H}$ )*. Прието е то да е с 5 до 10 процента по-голямо от номиналното напрежение на електропроводната линия, към която е присъединена вторичната намотка.

#### 1.1.4. Основни изисквания към електрическите мрежи

1. *Сигурност на электроснабдяването на електропотребителите*. Сигурността на электроснабдяването на електропотребителите зависи от способността на електрическата мрежа да запази електрозахранването им след настъпване на първа авария в мрежата. По отношение на изискването за сигурно электроснабдяване потребителите на електрическа енергия се разделят на четири категории: нулева, първа, втора и трета. Потребителите нулева категория трябва да се захранват непрекъснато от два или повече независими източници. Потребителите първа категория трябва да имат електрозахранване от два независими източника, като при отпадане на един от тях другият се включва автоматично. Потребителите втора категория изискват два независими източника на захранване с ръчно превключване към резервния източник. Потребителите трета категория се захранват с електрическа енергия от един източник и при възникване на авария остават без напрежение до отстраняването на аварията.

2. *Качество на доставяната електрическа енергия*. То се оценява по следните по-определящи показатели:

- а) *отклонение на напрежението от номиналната му стойност;*
- б) *колебание на напрежението;*
- в) *несиметрия на трифазната система на напрежения;*
- г) *несинусоидалност на кривата на напрежението;*
- д) *отклонение на честотата от номиналната ѝ стойност;*
- е) *колебание на честотата.*

3. *Осигуряване на оптимални икономически показатели*. Чрез този показател се осъществява най-висока ефективност на капиталните вложения и годишните разходи за целия експлоатационен период на мрежата.

4. *Възможност за развитие на мрежата без големи реконструкции.*

## ТЕМА 2. Конструктивни елементи на въздушни електропроводни линии

Въздушните електропроводни линии (ВЕЛ) са съоръжения, предназначени за пренасяне и разпределяне на електрическа енергия чрез неизолирани проводници, монтирани на открито към изолатори и закрепени към стълбове с арматура. Всяка ВЕЛ е съвкупност от тоководещи проводници, мълниезащитни проводници, стълбове, фундаменти, изолатори и арматура.

### 2.1. Проводници на ВЕЛ.

Материалите за изработване на проводници трябва да бъдат с висока електропроводимост, висока механична якост, да са устойчиви на корозия и да са евтини. Най-добре тези изисквания се удовлетворяват от медта, алуминия, стоманата и някои техни сплави. Конструктивно проводникът е изработен като въже от метални нишки, разположени в концентрични слоеве. Когато нишките са от един метал, проводникът се нарича хомогенен, когато са от два метала – комбиниран. Означаването на проводниците е включва буквено-цифрови символи. Чрез буквите се посочва вида на материала, от който е изработен проводника. В условията на България се използват следните букви: М – мед; А – алуминий; С – стомана; ПС – поцинкован стоманен проводник; АС – алуминиеви и стоманени нишки. При хомогенните проводници числото, записано след буквите, съответства на сумарното сечение на нишките, от които е изпълнен проводника. От комбинираните проводници в България най-често се употребяват стоманено-алуминиевите проводници. В зависимост от съотношението между сеченията на алуминиевата и стоманена части те се подразделят на нормални (означават се с АС, със съотношение на сеченията 5,5:1), усилен (АСУ, 4:1) и облекчени (АСО, 8:1). В централната си част те имат стоманени нишки, а над тях се разполагат слоеве от алуминиеви нишки. За мрежи НН се употребяват проводници от АС-16 до АС-95, за СН – от АС-25 до АС-95, за 110 kV – от АС-70 до АСО-500, и т.н. Посоченото число в марката на проводника отговаря само на сумарното сечение на алуминиевите нишки. През последните десетилетия в България се преминава към унификация на проводниците, в резултат на което в мрежи СН се използват предимно АС-50 и АС-95, а в мрежи 110 kV – АС-185, АСО-400 и АСУ-400.

Подробни данни за електромеханичните показатели на всеки проводник за ВЕЛ се задават в справочници, изготвени в съответствие с БДС.

### 2.2. Стълбове за ВЕЛ.

Те са съоръжения, които носят проводниците, мълниезащитните въжета, изоляторите и арматурата и осигуряват нормираните габаритни разстояния от проводниците до земята и до пресичаните съоръжения, между проводниците и до мълниезащитните въжета. За изработването на стълбове се използват дървото, стоманобетона и стоманата. По предназначение стълбовете се разделят на носещи, опъващи, крайни, ъглови, транспозиционни и специални.

*Особености на стълбовете за ВЕЛ НН в България.* Изработват се само стоманобетонни вибрирани стълбове. Оразмеряват се за два режима: когато ВЕЛ е в населено място и когато ВЕЛ преминава през незастроена местност. За тях е възприето следното означение:  $СБВ \frac{\phi}{h} S$  (С – стълб; Б – стоманобетонен; В – вибриран;  $\phi$  – горен външен диаметър, см;  $h$  – височина на стълба, m;  $S$  – максимална върхова сила в kgf, приложена на 10 cm под върха на стълба). През последните 40 години се работи с три типови стоманобетонни стълба:  $СБВ \frac{18}{9,5} 250$ ,  $СБВ \frac{24}{9,5} 650$ ,  $СБВ \frac{28}{9,5} 1300$ . Те са оразмерени да носят до шест проводника (три фази за електроснабдяване на комунално-битови потребители, обща неутрала и две фази за улично осветление).

Стълбове за ВЕЛ за напрежение 20 kV. Носещите стълбове за ВЕЛ 20 kV най-често са стоманобетонни. У нас през последните години се работи с два типови стоманобетонни стълба с означение:  $НСБ \frac{\phi}{h} S$  (НС – носещ стълб; Б – стоманобетонен; останалите букви запазват смисъла си както при ВЕЛ НН). За ВЕЛ с една тройка проводници се използва стълб  $НСБ \frac{16}{13} 310$ , а за ВЕЛ с две тройки  $НСБ \frac{20,5}{13} 535$ . Стълбовете се комплектуват със стоманобетонни или със стоманорешетъчни конзоли за подпорни изолатори или за висящи изолаторни вериги.

Ъгловите стълбове за ВЕЛ 20 kV винаги са стоманорешетъчни с ъгъл на отклонение до 20°, 40°, 60° или 90°. Те могат да се удължават с 2, 4, 6 или 10 m. За сега унифицираната гама стоманорешетъчни стълбове за 20 kV с една тройка са приети следните означения:

НМГ-951 – носещ, метален, за глухи клеми, за проводници АС 95, една тройка;

ЪМ20°-951 – ъглов, метален, за ъгъл до 20°, за една тройка АС 95. Аналогично се разшифроват ЪМ60°-951, ЪМ90°-951.

Стълбове за ВЕЛ за ВН. Те са винаги стоманорешетъчни за една или за две тройки. Проводниците могат да бъдат разположени по върховете на триъгълник, хоризонтално, под формата на “бъчва” и др. Конструкцията им може да бъде заваръчна или болтова. За напрежения 110 и 220 kV се използват ъглови стълбове за ъгли 30°, 60°, 90°.

### 2.3. Изолатори за ВЕЛ.

Изработват се от електротехнически порцелан, от закалено електротехническо стъкло или от полимери. Изолаторите осигуряват електрическата изолация и механичната връзка на проводниците със заземените части на стълба. За ВЕЛ НН се използват два вида стоящи порцеланови изолатори: ИПНН–80 и ИПНН–95. За напрежение 20 kV се използват стоящи порцеланови изолатори тип ИНК-20 или ИНПК-20 или висящи изолаторни вериги с два елемента на фаза. По-старите висящи изолатори са от порцелан а по новите – от закалено електротехническо стъкло. Стъклените изолатори се внасят от Русия, затова и маркировката им е запазена от завода производител. Тя включва буквено цифрово



означение от вида ПС-ХУ (П – висящ, С – стъклен, Х – максимално механично натоварване в kN, У – буква, уточняваща конструктивното му изпълнение). За ВЕЛ 20 kV се използват ПС-70Д, за 110 kV и 220 kV – ПС-120Б, за 400 kV – ПС-160Б.

#### 2.4. Фундаменти за ВЕЛ.

Те са съоръжения, монтирани в земята за осигуряване на устойчивост на стълба срещу преобръщане и потъване. За означаването им са приети буквите ФП-У (Ф – фундамент; П – призматичен; У – пореден номер на размера). Размерите на фундаментите се съгласуват с размерите на стълбовете и с вида на почвата (здрава или слаба). За ВЕЛ НН и СН фундаментите се изработват на място, а при по-високите напрежения най-често те се доставят готови, изпълнени в заводски условия.

#### 2.5. Арматура за ВЕЛ.

Към нея спадат голямо разнообразие от елементи, които според предназначението си могат да се разделят на следните групи:

- а) арматура за електрическо съединяване на проводниците;
- б) арматура за окачване на проводниците и м.з. вжета към изолаторите и стълба;
- в) арматура за съединяване на изолаторните вериги към конзолите, стержени, виброгасители, контратежести, разпонки и др.

### ТЕМА 3. Конструктивни елементи на кабелни електропроводни линии

Кабелните електропроводни линии (КЕЛ) са съоръжения за пренасяне и разпределяне на електрическа енергия по изолирани по цялата си дължина проводници, положени в земята или на открито. Те са съвкупност от силови кабели и кабелна арматура. КЕЛ намират широко приложение в промишлените предприятия и на територията на населените места за електрически мрежи за ниско, средно и високо напрежение. Кабелите най-често се полагат под земята – направо или в специално изработени канали, тунели, тръби и други подобни съоръжения.

В устройството на силовия кабел участват следните елементи: - тоководещи жила; - електрическа изолация; - защитна обвивка срещу проникване на влага; - защитна обвивка срещу механични въздействия; - обвивка срещу корозия на металните части на кабела.

Тоководещите жила на кабелите се изработват от мед или алуминий. Те могат да бъдат плътни или многожични с кръгло или секторно сечение. Според броя на жилата си кабелите се разделят на едножилни, двужилни, трижилни, четирижилни и петжилни.

За електрическа изолация на кабелите се използват импрегнирана с масло кабелна хартия, пластмаса, хартия с масло под налягане или каучук.

#### 3.1. Устройство на силови кабели с хартиено-маслена изолация.

У нас те са силно разпространени в електрическите мрежи за НН и СН. Около всяко тоководещо жило се навива лента от импрегнирана с масло хартия. Така изолираните жила се оплитат едно с друго, след което върху тях отново се навива лента от импрегнирана хартия, която обхваща жилата като пояс. Хартиено-маслената изолация трябва добре да се защити от проникване на влага, затова тя се обхваща херметично от безшевна обвивка от олово или алуминий. За защита на херметичната обвивка от корозия се поставя слой от кабелна хартия или прежда, пропита с битуми. Върху тях за механична защита се навива стоманена лента. Върху стоманените ленти отново се поставя слой от кабелна прежда и битуми, за да се предпазят от корозия.

Когато кабелът трябва да работи в тежки промишлени условия, той трябва да се изработва със самостоятелна херметична обвивка за всяко жило, без да се прави обща херметична обвивка. Такива кабели се наричат бронирани.

Най-съществените недостатъци на кабелите с хартиено-маслена изолация са по-голямото им тегло, завишения разход на цветен метал и сложния им ремонт. Те не са подходящи за терени с голяма денивелация, понеже кабелното масло постепенно се оттича към по-ниско разположения край.

За означаване на силовите кабели с хартиено-маслена изолация се използват специални буквено-цифрови символи, например АСТ-185, ОСТ-120, АОСБ-95 и др.

#### 3.2. Силови кабели с термопластична изолация от полимерни материали.

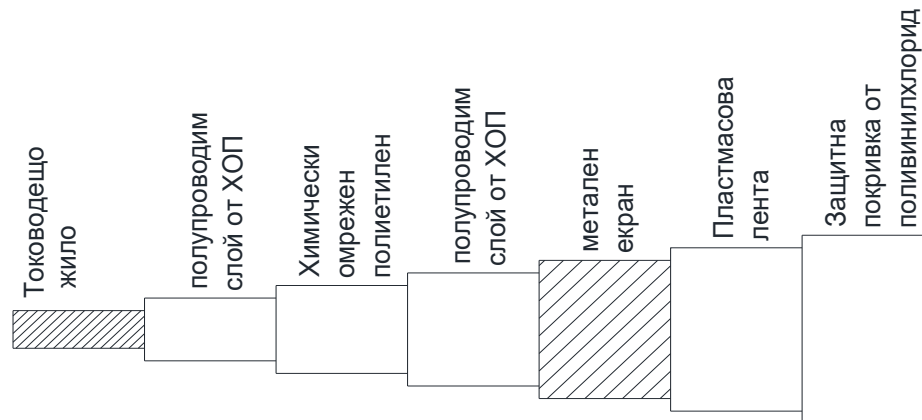
Те са предназначени само за електрически мрежи за НН (до 1 kV). За електрическа изолация се използва полиетилен или поливинилхлорид. Тя се екструдира направо върху

всяко тоководещо жило и служи едновременно за електрическа изолация и херметична обвивка. Така изолираните жила се усукват и отново се покриват с предпазна обвивка от поливинилхлорид или полиетилен.

За означаването на кабелите с пластмасова изолация има издаден БДС, според който част от буквените символи имат следния смисъл: С – силов кабел; А – алуминиево жило, за медно жило не се използва буква; В – изолация от поливинилхлорид; П – изолация от полиетилен; Х – изолация от химически омержен полиетилен; Ек – екран от концентрични медни телове; Т – защитна покривка от поливинилхлорид; Тз – защитна покривка от полиетилен.

### 3.3. Силови кабели с изолация от химически омержен полиетилен.

Те са предназначени за мрежи 6/10 и 12/20 kV и се изработват само като едножилни. В най-общ вид те се означават със символите СХЕкТ или САХЕкТ, след което следва число, отговарящо на големината на напречното им сечение в mm<sup>2</sup>. Устройството на този вид кабел е показано на фиг. 3.1.



Фиг. 3.1. Кабел с изолация от химически омержен полиетилен

Тези кабели имат допустима продължителна температура на жилата 90°C, а максимално допустимата им температура в режим на к.с. е 250°C. Трите фазови кабеля се полагат хоризонтално или в сноп, по върховете на равностранен триъгълник. Забранено е поединично да се прокарват кабели в метални тръби или да се монтират успоредно на метални конструкции.

#### 4. Паспортни данни на силов кабел:

- номинално линейно напрежение,  $U_n$ , kV;
- допустимо токово натоварване при стандартни условия на околната среда ( $\theta_{земя}=20^\circ\text{C}$ ,  $\theta_{възд.}=25^\circ\text{C}$ ),  $I_{доп}$ , А;
- допустима продължителна температура на нагряване на жилата на кабела, °C;
- допустима температура на жилата в режим на к. с., °C;
- напречно сечение, mm<sup>2</sup>;

- е) надлъжни активно и индуктивно съпротивления,  $\Omega/\text{km}$ ;
- ж) напречна капацитивна проводимост,  $S/\text{km}$ .

#### 5. Кабелна арматура.

Служи за съединяване на кабелите помежду им и към разпределителните уредби. Главното изискване към нея е запазването на херметичността на силовия кабел. Кабелната арматура включва:

а) Кабелни накрайници – поставят се в двата края на кабела при съхраняването му и при транспортирането му.

б) Вътрешни кабелни муфи – служат за съединяване на кабелите. Видът на муфата зависи от номиналното напрежение на кабела и времето, когато е направена. През последното десетилетие кабелните муфи се изпълняват с различни марки самозалепващи се полимерни изолационни ленти.

в) Крайни кабелни муфи – служат за присъединяване на кабелите към разпределителните устройства.

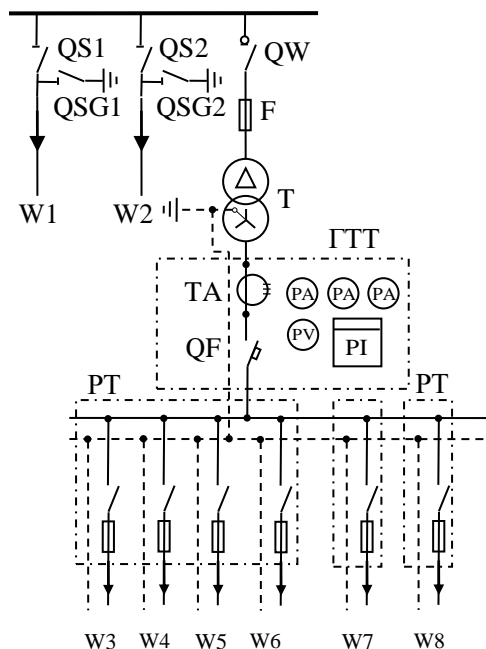
## ТЕМА 4. Мрежови трансформаторни постове – предназначение и устройство. Принципна схема на ТП с един трансформатор, с кабелен вход на СН и кабелни изводи НН. Предназначение на елементите от принципната схема

### 4.1. Предназначение и устройство на трансформаторни постове (ТП).

ТП са съоръжения за понижаване на трифазно линейно напрежение в диапазон от 1 до 36 kV до трифазно линейно напрежение 0,4 kV. Вторичната намотка на силовия трансформатор винаги се свързва в звезда или зигзаг, като звездният му център обезателно се извежда на корпуса на силовия трансформатор. В действащите електрически системи съществува голямо разнообразие в конструктивното изпълнение на ТП, но на територията на населените места от градски тип най-често се срещат закрити ТП с присъединени кабелни линии към страна СН и изходящи кабелни линии от страна НН. В устройството на този вид ТП участват следните елементи: - помещение; - електрически апарати и тоководещи части в уредба СН; - силов трансформатор СН/НН; - електрически апарати и тоководещи части за НН; - вторични съоръжения; - спомагателни съоръжения.

### 4.2. Принципна схема на ТП с един трансформатор проходен тип, с кабелен вход на страна СН и кабелни изводи на страна НН, закрит тип.

Всички елементи на ТП се поместват в специално построено помещение. То може да бъде самостоятелно, да бъде вътре в по-голяма сграда или да е пристроено към друга сграда. Мястото на ТП се избира с отчитане на изискванията за благоустрояването на населеното място. Освен това, желателно е ТП да се намира в центъра на товарите, които той захранва и да има удобна връзка със съществуващата мрежа за СН.



Фиг. 4.1. Принципна схема на ТП 20/0,4 kV, 630 kVA

Принципната схема на закрит ТП 20/0,4 kV с един трансформатор за 630 kVA е показана на фиг. 4.1. Избран е случая, когато ТП е проходен тип с единична шинна система.

В принципната схема участват следните елементи: - W1, W2 – кабелни линии за СН; - QS1, QS2 – разединители за СН; - QSG1, QSG2 – заземителни разединители; - QW – мощностен разединител; - F – стопяем предпазител за СН; - QF – автоматични прекъсвачи във вериги за НН; - Т – силов трансформатор; - ГТТ – главно трансформаторно табло; - РТ – разпределително табло; - W3 ÷ W8 – кабелни линии за НН.

### 4.3. Предназначение на елементите от принципната схема на ТП

1. Силов трансформатор (Т) – служи да промени със скок големината на напрежението и тока в електрическата верига.

2. Линейни разединители QS1 и QS2 – служат за видимо разкъсване на електрическата верига.

3. Мощностен разединител QW – разединител с повишена изключваща способност. Чрез него се изключва електрозахранването на силовия трансформатор в режим на празен ход.

4. Стопяеми предпазители за средно напрежение (F) – служат да защитават силовия трансформатор от вътрешни к.с. Те са бързодействащи, с голяма мощност и токоограничение.

5. Шинна система на страна СН – изгражда се от алуминиеви шини, боядисани според фазата си, с правоъгълно напречно сечение, монтирани върху подпорни изолатори. Към тях се присъединяват две линейни и едно трансформаторно присъединения.

6. Стандартни табла за НН на ТП. Изработват се в две разновидности. Първият вид се нарича главно трансформаторно табло (ГТТ), а вторият вид – разпределително табло (РТ). Електрическата връзка между ГТТ и страна НН на силовия трансформатор може да се осъществи с изолирани проводници тип ПВВ, с кабели или с шини. В ГТТ има измервателна апаратура за измерване на тока на главната линия, напрежението на шини НН, активната и реактивна енергия. Защитата от претоварване на силовия трансформатор и от к.с. на изводите НН се осъществява с автоматични прекъсвачи или чрез стопяеми предпазители.

7. Газова защита – монтира се на трансформатори с номинална мощност 630 kVA и повече. Тя работи на сигнал при слабо газообразуване и на изключване при силно газообразуване, ако в първичната страна има прекъсвач.

8. Блокировки в ТП – не позволяват влизането на обслужващ персонал в килия, чийто съоръжения са под напрежение; не позволяват включването на напрежението в килия, която е със свалена или отворена предпазна ограда; не позволяват нарушаване на предписания ред за манипулации със съоръженията.

9. Заземителни устройства в ТП. В ТП се заземяват неутралата на страна НН, корпусите на електрическите апарати и казана на трансформатора, механичните задвижвания на електрическите апарати, вторичните намотки на измервателните трансформатори, металните конструкции на таблата, вентилните отводи и искровите

междини, арматурите на кабелните глави, металните обвивки на кабелите и т.н. За заземители се използват вертикално забити колове от ъглова стомана. Разполагат се извън сградата на разстояние около 2 метра спрямо стените. Те се свързват помежду си със стоманена шина в общ заземителен контур. Шината и коловете не трябва да се боядисват. Съпротивлението на заземителната уредба не трябва да надвишава  $4 \Omega$ .

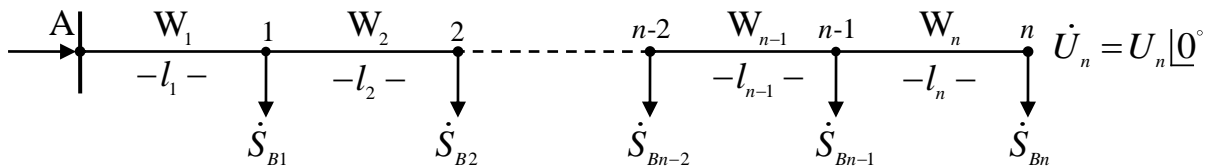
## ТЕМА 5. Изчисляване на параметрите на установен симетричен режим на електрическа мрежа от магистрален тип при зададени “данни в края”. Загуба на напрежение и пад на напрежение в електрическа мрежа.

### 5.1. Същност на задачата за изчисляване на параметрите на установения режим на електрически мрежи.

Същността на задачата за изчисляване на параметрите на установения режим на електрическите мрежи се състои в определяне на стойностите на напреженията, токовете и мощностите в различните възли и клонове на тази мрежа. За решаването на тази задача трябва да се знаят принципната схема на мрежата, съпротивленията и проводимостите от заместващите схеми на участващите в мрежата елементи, мощностите на потребителите и източниците, местата на базисния и балансиращ възли и големината на напрежението в една или повече точки от мрежата.

Режимът на електрическата мрежа се изчислява по отношение на нейната заместваща схема. Тази схема се получава в резултат на обединяването на заместващите схеми на елементите, от които е съставена принципната схема. С цел да се намалят изчислителните операции при "ръчни изчисления", мощностите на източниците и консуматорите се еквивалентират с генерираната от линиите реактивна мощност. Така схемата се изчиства от напречно включени пасивни елементи. Получените по този начин възлови мощности се наричат изчислителни мощности, а цялата схема се нарича изчислителна схема.

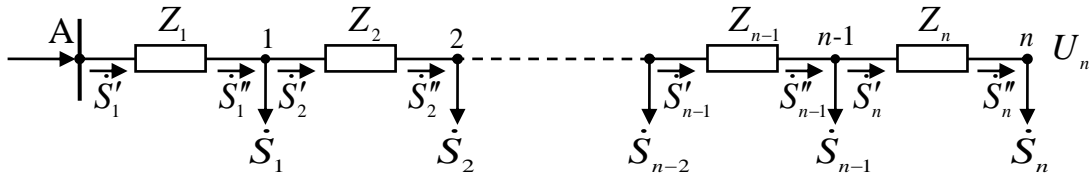
На фиг. 5.1 е показана принципната схема на отворена електрическа мрежа от магистрален тип. Приема се, че са известни марките на проводниците и дължините на



Фиг. 5.1. Принципна схема на отворена магистрална мрежа

участъците, мощностите във възлите  $\dot{S}_{B1}, \dots, \dot{S}_{Bn}$  и напрежението в последния възел  $\dot{U}_n = U_n | 0^\circ$ . От тази принципна схема се преминава към изчислителната схема на мрежата (фиг. 5.2), в която са известни всички надлъжни съпротивления  $Z_1, \dots, Z_n$  и всички напречно включени мощности  $\dot{S}_1, \dots, \dot{S}_n$ .





Фиг. 5.2. Изчислителна схема на отворена мрежа

При протичането на мощност  $\dot{S}_n$  през съпротивлението  $Z_n$  възникват загуби на активна и реактивна мощност, затова мощността в началото на последния участък ( $n$ ) ще се отличава от известната мощност в края. Напрежението във възел ( $n-1$ )  $\dot{U}_{n-1}$  също ще се отличава от  $\dot{U}_n$ .

При симетричен товар в трите фазови проводника загубите на мощност в участък  $n$  се изчисляват по формулата:

$$\Delta \dot{S}_n = \frac{P_n''^2 + Q_n''^2}{U_n^2} (R_n + jX_n),$$

Пълната мощност в началото на последния клон е равна на сумата от мощността в края му и загубената в него мощност,  $\dot{S}_n' = \dot{S}_n'' + \Delta \dot{S}_n$ . От първия закон на Кирхоф, за възел ( $n-1$ ), се определя мощността, която протича в края на клон ( $n-1$ )

$$\dot{S}_{n-1}'' = \dot{S}_n' + \dot{S}_{n-1} = P_{n-1}'' + jQ_{n-1}''.$$

Падът на напрежение в последния участък от мрежата се изчислява от

$$\Delta \dot{U}_n = \frac{P_n'' \cdot R_n + Q_n'' \cdot X_n}{U_n} + j \frac{P_n'' \cdot X_n - Q_n'' \cdot R_n}{U_n} = \Delta U_n + j\delta U_n,$$

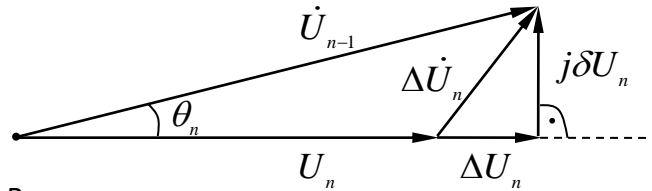
а напрежението във възел ( $n-1$ ) от

$$\dot{U}_{n-1} = \dot{U}_n + \Delta \dot{U}_n$$

Модулът на напрежението във възел ( $n-1$ )  $\dot{U}_{n-1}$  се определя от формулата

$$|\dot{U}_{n-1}| = \sqrt{\left( U_n + \frac{P_n'' \cdot R_n + Q_n'' \cdot X_n}{U_n} \right)^2 + \left( \frac{P_n'' \cdot X_n - Q_n'' \cdot R_n}{U_n} \right)^2}.$$

В съответствие с горепосочените формули на фиг. 5.3 е показана векторна диаграма на напреженията за участък  $n$  от мрежата.



Фиг. 5.3. Векторна диаграма на напреженията за участък n

Геометричната разлика между векторите на напреженията  $\dot{U}_{n-1}$  и  $\dot{U}_n$  се нарича *пад на напрежение*  $\Delta \dot{U}_n$ . Падът на напрежение има надлъжна съставка  $\Delta U_n$  и напречна съставка  $\delta U_n$ . Падът на напрежение винаги е вектор.

Алгебричната разлика между векторите на напреженията  $\dot{U}_{n-1}$  и  $\dot{U}_n$  се нарича *загуба на напрежение*  $\Delta U_n$  в участък n.

$$\Delta U_n = |\dot{U}_{n-1}| - |\dot{U}_n|$$

За електропроводни линии с номинално напрежение до 110 kV с достатъчна за практически изчисления точност, загубата на напрежение може да се приема, че е равна на надлъжната съставка на пада на напрежение:

$$\Delta U_n = \frac{P_n \cdot R_n + Q_n \cdot X_n}{U_n}$$

Ако номиналното напрежение на линията е до 35 kV, в последната формула загубите могат да се изчисляват, като действителното напрежение  $U_n$  се замени с номиналното  $U_n$ , а потокоразпределението се определя без отчитане на загубите на мощност в клоновете. Така загубите на напрежение се получават:

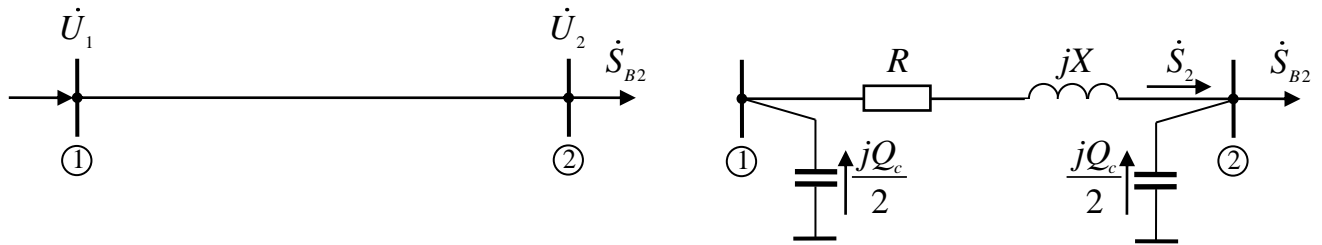
$$\Delta U_n = \frac{P_n \cdot R_n + Q_n \cdot X_n}{U_n}$$

## ТЕМА 6. Изчисляване на загубите на мощност и активна енергия в електропроводните линии и в силовите трансформатори

### 6.1. Загуби на мощност и енергия в електропроводните линии.

Протичането на електрически ток през проводниците на линиите винаги се съпровожда с отделяне на топлина около тях, която се разсейва в околното пространство. Тази част от електрическата енергия, която се поглъща от проводниците на линията, но не служи за полезни цели, е прието да се нарича *загубена енергия*. Изчисляването на загубените мощност и енергия се базира на познаването на заместващата схема на линията и изменението на електрическия товар във времето.

На фиг. 6.1 са показани принципната и заместващата схеми на електропроводна линия с един товар в края.



Фиг. 6.1. Принципна и заместваща схеми на електропроводна линия с един товар в края

За нея се изчисляват параметрите на заместващата схема на линията  $R$ ,  $X$  и  $B$ , след което, приблизително, се определя генерираната от линията реактивна мощност  $Q_c = B \cdot U_n^2$ .

Изчислява се мощността в края на линията:

$$\dot{S}_2 = \dot{S}_{B2} - j \frac{Q_c}{2} = P_2 + jQ_2$$

Загубите на активна и реактивна мощност в линията се изчисляват по формулата:

$$\Delta \dot{S}_W = \Delta P_W + j \Delta Q_W = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot (R + jX)$$

Когато по конфигурация електрическата мрежа е от магистрален тип, показаната методика за един участък се прилага последователно за всеки от участъците, започвайки от края на мрежата.

Загубите на активна енергия в линиите зависят от характера на изменението на товара за разглеждания интервал от време  $T$ . В най-общ вид те са равни на

$$\Delta A = \int_0^T \Delta P(t) \cdot dt$$

Товаровите графици са сложна функция от времето, затова загубите на енергия се изчисляват приблизително. За практически изчисления най-често се работи по следните два метода:

1. Определяне на загубената за една година енергия по метода на времетраенето на максималните загуби.

Годишните загуби на енергия се изчисляват от  $\Delta A = \Delta P_{\max} \cdot \tau$ , където  $\Delta P_{\max}$  е загубената активна мощност за режима на максимален товар;  $\tau$  - фиктивно за една година време на максималните загуби на мощност. За да се определи  $\tau$  трябва да се знае времето на използване на максималния товар  $T_{\max}$ . Съществуват голям брой формули, по които може да се определи  $\tau$ , но най-често се препоръчва следната:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \text{ h}$$

2. Определяне на загубената енергия в линията по метода на средноквадратичния ток.

Използва се зависимостта  $\Delta A = 3 \cdot I_{\text{ср.кв.}}^2 \cdot R \cdot T$ , където  $R$  е активното съпротивление от заместващата схема на линията;  $T$  – интервал от време, за който трябва да се определи загубената енергия;  $I_{\text{ср.кв.}}$  – средноквадратичен ток на линията.

Големината на  $I_{\text{ср.кв.}}$  се определя от  $I_{\text{ср.кв.}} = I_{\text{ср.}} \cdot k_{\phi}$ , където  $k_{\phi}$  се нарича коефициент на формата на товаровия график ( $k_{\phi} = 1,04 \div 1,17$ ), а  $I_{\text{ср.}}$  се нарича среден ток на линията. Ако са известни активната  $W_p$  и реактивната  $W_q$  енергии, пренесени през линията за време  $T$ , големината на средния ток се определя от:

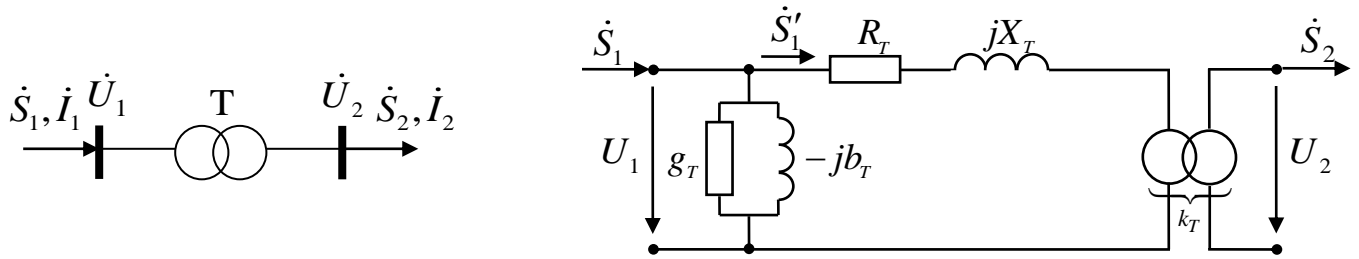
$$I_{\text{ср.}} = \frac{\sqrt{W_p^2 + W_q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot T}$$

## 6.2. Загуби на мощност и енергия в силови трансформатори.

Заместващата схема на двунамотъчен силов трансформатор е показана на фиг. 6.2.

Приема се, че са известни паспортните му данни, мощността  $\dot{S}_1$  и напрежението  $U_1$  на входа на трансформатора. Изчисляват се  $g_T$ ,  $b_T$ ,  $R_T$  и  $X_T$ .

Загубите на мощност в магнитопровода се изчисляват от  $\Delta \dot{S}_{\text{nx}} = U_1^2 \cdot (g_T + jb_T)$ .



Фиг. 6.2. Заместваща схема на двунамотъчен силов трансформатор

Мощността през намотката е  $\dot{S}'_1 = \dot{S}_1 - \Delta\dot{S}_{nx}$ .

### 6.2.1. Загубите на мощност в намотката се определят от

$$\Delta\dot{S}_{нам} = \frac{P_1'^2 + Q_1'^2}{U_1^2} \cdot (R_T + jX_T)$$

Общите загуби на мощност се получават от сумирането на загубите в магнитопровода и в намотката:

$$\Delta\dot{S}_T = \Delta\dot{S}_{nx} + \Delta\dot{S}_{нам} = \Delta P_T + j\Delta Q_T.$$

Те могат да се определят и по приблизителни формули, без да се съставя заместваща схема:

$$\Delta P_T = \Delta P_{nx} + \Delta P_k \cdot \left( \frac{S_2}{S_n} \right)^2;$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{nx} + \Delta Q_k \cdot \left( \frac{S_2}{S_n} \right)^2; \quad \Delta Q_{nx} \approx \frac{I_{nx} \%}{100} \cdot S_n; \quad \Delta Q_k = \frac{U_k \%}{100} \cdot S_n$$

### 6.2.2. Загубите на енергия в трансформаторите могат да се определят аналогично на показаната методика за електропроводните линии:

$$\Delta A = \Delta P_{nx} \cdot T + \Delta P_k \cdot \left( \frac{S_{2max}}{S_n} \right)^2 \cdot \tau = \Delta P_{nx} \cdot T + \Delta P_k \cdot \left( \frac{S_{ср.кв.}}{S_n} \right)^2 \cdot T,$$

където  $S_{2max}$  е пълната мощност в режим на максимално натоварване;  
 $S_{ср.кв.} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{ср.кв.}$ .

## ТЕМА 7. Избор на сечение на проводниците и кабелите по условие за икономическа плътност на тока. Проверка на избраното сечение

### 7.1. Избор на сечение на проводниците и кабелите по условие за икономическа плътност на тока.

Когато сечението на проводниците и кабелите се избира по условие за икономическа плътност на тока пълните разходи за изграждане и експлоатация на електропроводната линия се получават минимални. Последователността на работа е следната:

1. Необходими изходни данни за избор на сечението:  $I_{\max}$  - максимален ток през линията;  $U_n$  – номинално напрежение на линията; конструктивното изпълнение и материала на проводниците на линията;  $T_{\max}$  – часова използваемост на максималния товар;  $l$  – дължина на линията;  $\theta_p$  - температура на околната среда, при която ще работи проводника.

2. По известните от т.1 данни се определя от таблица икономическата плътност на тока  $j_{ук}$ .

3. Определя се най-подходящото по икономически показатели сечение на проводника

$$S_{ук} = \frac{I_{\max}}{j_{ук}} \quad (7.1)$$

4. Полученото по (7.1) сечение се закръгля към най-близкото стандартно сечение от скалата на произвежданите проводници  $S_{см}$ . За избраното сечение от справочник се вземат данни за активното му съпротивление  $r_0$ , диаметъра  $d$ , допустимия ток по продължително нагряване  $I_{дон}$ , допустимата продължителна температура на нагряване  $\theta_0$ , температурата на околната среда  $\theta_p$ , за която е определен  $I_{дон}$ , краткотрайната допустима температура на нагряване  $\theta_{ок}$ .

### 7.2. Проверка на избраното сечение $S_{см}$ по условие за допустимо нагряване.

Ако  $\theta_0 \neq \theta_p$ , допустимият ток се коригира по

$$I'_0 = I_0 \cdot \sqrt{\frac{\theta_0 - \theta_0}{\theta_0 - \theta_p}} = I_{дон} \cdot k_1 \quad (7.2)$$

Ако се избира сечение на кабел и паралелно на него има и други положени кабели, допустимият ток се коригира и с корекционен коефициент  $k_2 < 1$ , отчитащ влиянието на съседните кабели

$$I''_0 = I'_0 \cdot k_2 \quad (7.3)$$

Условието за оразмеряване на проводниците и кабелите по допустимо нагряване е

$$I_{\max} \leq I''_{\text{дон}} \quad (7.4)$$

Ако избраното по  $j_{\text{ук}}$  сечение  $s_{\text{см}}$  не удовлетворява (7.4), трябва да се премине към следващото по-голямо стандартно сечение, докато се удовлетвори (7.4).

### 7.3. Проверка на избраното сечение $s_{\text{см}}$ по условие за термична устойчивост

В зависимост от мястото на проектираната линия в електрическата система се изчислява трайния ток на к. с. в нейното начало  $I_{\infty}$  и така нареченото фиктивно време  $t_{\phi}$ , което зависи изключително от реалното време, за което се изключва късото съединение. По специално построени графици се определя чрез  $\theta_{\text{ок}}$  и  $\theta_{\text{о}}$  големината на отделената топлина в проводниците преди к.с.  $A(\theta_{\text{о}})$  и след изключване на к.с.  $A(\theta_{\text{ок}})$ . Минималното сечение на кабела, което отговаря на изискванията за термична устойчивост, се определя от формулата

$$s_{\min} = I_{\infty} \cdot \sqrt{\frac{t_{\phi}}{A(\theta_{\text{ок}}) - A(\theta_{\text{о}})}} \quad (7.5)$$

За да бъде термично устойчив, проектираният проводник (кабел) трябва да бъде със сечение, по-голямо или равно на изчисленото с (7.5).

### 7.4. Проверка на избраното сечение $s_{\text{см}}$ по допустима загуба на напрежение.

Тази проверка се отнася само за мрежи НН и СН. За да се осигури качествено електроснабдяване на всички потребители от тези мрежи, загубата на напрежение не трябва да надвишава 5% за електрическите мрежи НН, 8% - за мрежи СН в нормален режим и 12% в аварийен режим.

За начало на мрежа НН служат шините на ТП, а за мрежи СН – шините СН на районните подстанции. След избора на проводниците за всички участъци от магистралата на всеки извод може да се определи потокоразпределението в нея и големината на загубите на напрежение за цялата магистрала

$$\Delta U_{\text{маг}} = \sum_{i=1}^n \frac{P_i \cdot r_i + Q_i \cdot x_i}{U_{\text{н}}} \quad (7.6)$$

Избраното сечение се счита за правилно избрано, ако

$$\Delta U_{\text{маг}} \leq \Delta U_{\text{дон}}, \quad (7.7)$$

където  $\Delta U_{\text{дон}}$  е допустимата загуба на напрежение, V.

Ако условие (7.7) не е изпълнено, трябва да се премине към по-голямо сечение на проводниците.

### 7.5. Проверка на избраното сечение по условие за отсъствие на явлението "корона".

Това явление се отнася за въздушните електропроводни линии. Критичното напрежение, при което настъпва явлението "корона", в kV, се определя с

$$U_{kp} = (60 \div 70) \cdot \frac{d}{2} \cdot \lg \frac{D_{cp}}{d}, \text{kV} , \quad (7.8)$$

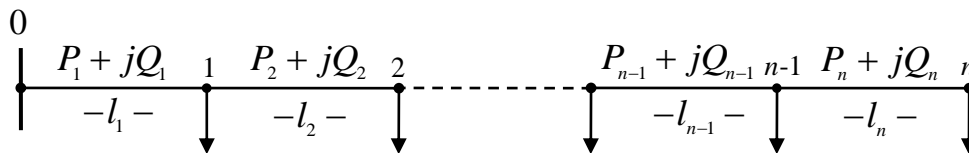
където  $d$  е диаметърът на проводника, cm, а  $D_{cp}$  е средногеометричното разстояние между фазовите проводници, cm. Избраното сечение на проводниците трябва да бъде с такъв диаметър  $d$ , че да се удовлетворява условието

$$U_n \leq 0,9.U_{kp}$$



## ТЕМА 8. Избор на сечение на проводниците в електрическите мрежи за НН и СН по условие за допустима загуба на напрежение

Методиката за избор на сечение по условие за допустима загуба на напрежение се отнася за отворени електрически мрежи от магистрален тип, принципната схема, на които е показана на фиг. 24.1. Източникът на захранване се присъединява към възел 0. Известни са дължините  $l_1, \dots, l_n$  на отделните участъци, мощностите на потребителите  $P_1 + jQ_1, \dots, P_n + jQ_n$ , номиналното напрежение на мрежата  $U_n$  и допустимите загуби на напрежение  $\Delta U_{\text{дон}}$ .



Фиг. 24.1. Принципна схема на отворена мрежа от магистрален тип

Изборът на сечение се изпълнява по следния алгоритъм:

1. По първия закон на Кирхоф се определят мощностите през всеки участък, след което се изчисляват приблизително загубите на напрежение в мрежата от протичането на реактивни потоци  $Q_i$  ( $i=1, \dots, n$ ):

$$\Delta U_{r,0n} = \frac{x_{\text{ср}}}{U_n} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot l_i, \quad (8.1)$$

където  $l_i$  и  $Q_i$  са съответно дължината и протичащите мощности през участък  $i$ ;  $x_{\text{ср}}$  – средна стойност на индуктивното съпротивление на мрежата отчетена от каталог,  $\Omega/km$ .

2. Определя се допустимата стойност на активната компонента на загубата на напрежение:

$$\Delta U_{a,\text{дон}} = \Delta U_{\text{дон}} - \Delta U_{r,0n} \quad (8.2)$$

3. Определя се най-подходящото сечение за всеки от участъците на магистралата по един от следните методи:

а) постоянно сечение за всички участъци от магистралата:

$$s = \frac{\rho}{U_n \cdot \Delta U_{a,\text{дон}}} \cdot \sum_{i=1}^n (P_i \cdot l_i) \quad (8.3)$$

б) минимален разход на метал за изработване на проводниците от магистралата

$$s_i = k_p \cdot \sqrt{P_i}, \quad (8.4)$$

където коефициентът  $k_p$  се определя от израза

$$k_p = \frac{\rho}{U_n \cdot \Delta U_{a,\text{дон}}} \cdot \sum_{i=1}^n (\sqrt{P_i} \cdot l_i) \quad (8.5)$$

в) минимални загуби на активна мощност в проводниците от магистралата

$$s_i = \frac{I_i}{j_{\Delta P}} = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot j_{\Delta P}}, \quad (8.6)$$

където плътността на тока  $j_{\Delta P}$  е еднаква за всички участъци и се определя от

$$j_{\Delta P} = \frac{\Delta U_{a,\text{дон}}}{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot \sum_{i=1}^n (l_i \cdot \cos \varphi_i)} \quad (8.7)$$

4. Избор на стандартно сечение на проводниците от отделните участъци.

Изчисленото от (8.3) сечение задължително се закръгля към най-близкото стандартно, но по-голямо от изчисленото сечение. Изчислените по (8.4) и (8.6) сечения също се закръглят, но за началните участъци към най-близките, но по-големи от изчислените стандартни сечения, а за крайните участъци – към най-близките, но по-малки от изчислените, стандартни сечения.

5. Определяне на действителните загуби на напрежение в магистралата.

За всяко от избраните стандартни сечения от каталог се вземат данни за активното и индуктивното му съпротивления  $r_o$  и  $x_o$ , след което сумарните загуби на напрежение за цялата магистрала се определят от

$$\Delta U_{0n} = \frac{1}{U_n} \cdot \sum_{i=1}^n (P_i \cdot r_{oi} \cdot l_i + Q_i \cdot x_{oi} \cdot l_i) \quad (8.8)$$

6. Проверка за допустима загуба на напрежение.

Избраните стандартни сечения се считат за подходящи, ако действителните загуби на напрежение са по-малки от допустимите,

$$\Delta U_{0n} \leq \Delta U_{\text{дон}} \quad (8.9)$$

Ако условие (8.9) не е изпълнено, започва постепенно закръгляне към по-високо стандартно сечение за онези участъци, за които закръглянето е било към по-малкото стандартно сечение.

Ако по конфигурацията разглежданият извод е отворен и разклонен, той се представя като съставен от главна магистрала, подмагистрала, подподмагистрала и т.н. За всяка от тях се прилага вече изложената методика.

Когато в електрическата мрежа НН има еднофазни електропотребители, част от участъците могат да се изпълнят като двуфазни и еднофазни. Този подход е удачен за случаите когато по (8.3), (8.4) и (8.6) сеченията се получават по-малки от минимално

допустимото стандартно сечение ( $s_{cm \min}$ ). Сечението на еднофазната и двуфазна линия се изчислява от формулите

$$s^{1\phi} = 6 \cdot s^{3\phi}; \quad s^{2\phi} = 2,25 \cdot s^{3\phi}$$

Ако така изчисленото  $s^{1\phi} \leq s_{cm, \min}$ , линията трябва да е еднофазна, когато  $s^{1\phi} > s_{cm, \min}$  и  $s^{2\phi} \leq s_{cm, \min}$ , линията трябва да е двуфазна.

## ТЕМА 9. Оразмеряване на проводниците на въздушните електропроводни линии по механични показатели. Физико-механични показатели на проводниците. Изчислителни климатични условия. Относителни товари за определяне на механичното натоварване на проводниците.

ВЕЛ се разполагат на открито и целогодишно са подложени на разнообразни атмосферни въздействия.

### 9.1. Физикомеханични показатели на проводниците.

а) Сечение на проводника – означава се с буква  $s$  и се измерва в  $mm^2$ . В електрическите мрежи проводниците най-често са многожични и комбинирани от два метала. Големината на сечението, с което се провеждат механични изчисления се определя от

$$s = n_1 \cdot \frac{\pi \cdot d_1^2}{4} + n_2 \cdot \frac{\pi \cdot d_2^2}{4}, \text{ mm}^2, \quad (9.1)$$

където  $d_1, n_1$  ( $d_2, n_2$ ) са диаметърът и броят на нишките за всеки вид материал. Данните за сеченията се вземат от каталог.

б) Тегло на проводника за единица дължина – означава се с  $G$  и зависи от плътността  $\delta$  на съставлящите проводника материали. За многожични комбинирани проводници  $G$  се определя от

$$G = (\delta_A \cdot S_A + \delta_C \cdot S_C) \cdot g \cdot k, \text{ N/m}, \quad (9.2)$$

където  $g$  е земното ускорение;  $k$  – коефициент, отчитащ увеличаването на дължината на жичките при усукването им. Данни за  $G$  могат да се вземат от каталог при известна марка на проводника.

в) Коефициент на линейно удължение – означава се с  $\beta$  и отразява зависимостта между удължаването на проводника и силата на опън в областта на еластичната деформация. Измерва се в  $m^2/N$ . Реципрочната стойност на  $\beta$  се нарича модул на линейна деформация, означава се с  $E$  и се измерва в Па.

г) Температурен коефициент на линейно разширение – означава се с  $\alpha$  и има размерност  $degree^{-1}$ . Той показва удължението на проводник с дължина 1 m, когато температурата му се повиши с 1 градус.

д) Допустимо напрежение на опън на проводниците – означава се с  $\sigma_{дон}$  и се измерва в Па. Изчислява се от  $\sigma_{дон} = \frac{k_\delta}{100} \cdot \sigma_p$ , където  $\sigma_p$  е напрежението на скъсване на

цялото сечение на проводника;  $k_{\delta}$  – коефициент на допустима якост на опън, в %. Големината на  $k_{\delta}$  се задава в НУЕУЕЛ и е в диапазон от 30 до 50.

## 9.2. Изчислителни климатични условия.

Под изчислителни климатични условия се разбира съвкупността от всички необходими за механичното оразмеряване на проводниците температури на въздуха, плътността и дебелината на леда около проводниците, както и големината на скоростта на вятъра при наличие и отсъствие на лед.

а) Температура на въздуха – предизвиква изменение на напрежението на опън и провеса на проводниците и м.з. възгата. За механичното оразмеряване най-съществени са следните температури:

- максимална температура  $t_{\max} = 40^{\circ}\text{C}$
- минимална температура  $t_{\min} = -30^{\circ}\text{C}$
- температура на заледряване  $t_{\text{зал}} = -5^{\circ}\text{C}$
- средногодишна температура  $t_{\text{ср.г}} = (10 \div 15)^{\circ}\text{C}$
- температура при максимална скорост на вятъра  $t_{\text{г}} = 15^{\circ}\text{C}$ .

б) Заледряване на проводниците – отчита се чрез плътността на леда  $\delta$  и дебелината на ледената стеничка  $b$ . У нас е прието, че  $\delta = 900\text{kg/m}^3$ , докато  $b$  се променя в диапазон от 10 до 40 mm. В зависимост от  $b$  страната ни се разделя на пет климатични района.

Климатично райониране		Таблица 25.1.			
Климатичен район	II	III	IV	I сп.	II сп.
Дебелина на ледената стеничка, mm	10	15	20	30	40

в) Действие на вятъра върху проводниците – вятърът създава допълнително механично натоварване, насочено напречно на оста на електропроводната линия. Силата на натиск зависи от скоростта на въздушните маси. Когато проводниците не са обледени, максималната скорост  $u$  нас може да бъде 25, 30 или 35 m/s. Ако проводниците са обледени, максималната скорост е в диапазон от 12,5 до 20 m/s.

## 9.3. Относителни товари за определяне на механичното натоварване на проводниците.

Силите, които натоварват проводниците са: собственото им тегло, теглото на леда, налягането на вятъра и комбинациите между тях. Приема се, че тези сили се разпределят равномерно по дължината на линията и действат статично. Равнодействащата на всички сили в едно междустълбие е прието да се нарича *общ товар в междустълбието*,  $G_L$ . Отношението на  $G_L$  към дължината на проводника  $L$  се нарича *линеен товар* и се бележи с  $p$ , N/m. Когато линейният товар се отнесе и към единица полезно напречно сечение на проводника, получаващият се товар е прието да се нарича *относителен (специфичен,*

изчислителен) товар и се отбелязва с  $\gamma$ , N/m<sup>3</sup>. За проводниците се изчисляват седем относителни товара:

а) Относителен товар от собствено тегло на проводника,  $\gamma_1$ .

$\gamma_1 = \frac{G}{s}$ , където  $G$  е теглото на проводник с дължина 1 m, а  $s$  е полезното напречно сечение на проводника.

б) Относителен товар от лед върху проводника,  $\gamma_2$ ,

$\gamma_2 = \frac{\pi \cdot \delta \cdot g \cdot b \cdot (b + D)}{s}$ , където  $D$  е диаметърът на проводника.

в) Общ относителен товар от теглата на проводника и на леда,  $\gamma_3$ ,

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2$$

г) Относителен товар от вятър с максимална скорост върху незалежен проводник,  $\gamma_4$ ,

$\gamma_4 = \frac{P_B}{s}$ , където  $P_B$  е силата на вятъра.

д) Относителен товар от вятър с максимална скорост върху залежен проводник,  $\gamma_5$ ,

$\gamma_5 = \frac{P'_B}{s}$ , където  $P'_B$  е силата на вятъра върху залежен проводник.

е) Относителен резултантен товар от теглото на незалежен проводник и хоризонтален товар от вятър с максимална скорост,  $\gamma_6$ ,

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}$$

ж) Относителен резултантен товар от теглото на залежен проводник и хоризонтален товар от вятър с максимална скорост при обледяване,  $\gamma_7$ ,

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}$$

При практически изчисления за условията на България с най-голяма стойност се получава товар  $\gamma_7$ . Във връзка с това е прието при товар  $\gamma_7$  да се говори за режим на максимално натоварване.

## ТЕМА 10. Уравнение за състоянието на проводника в междустълбието. Критично междустълбие и критична температура.

### 10.1. Междустълбие.

Така се нарича участъка от ВЕЛ, разположен между два съседни стълба. Най-съществен показател на междустълбието е неговата дължина. Тя се измерва като разстояние между точките на окачване на проводниците към стълбовете. Когато двете точки имат еднаква топографска височина, междустълбието се нарича хоризонтално, а дължината му се означава с  $l$ . Ако точките на окачване са на различна топографска височина, междустълбието се нарича наклонено, дължината му се означава с  $l_n$ , а денивелацията му с  $h$ .

### 10.2. Уравнение за състояние на проводника в междустълбието при хоризонтално междустълбие.

Промяната на атмосферните условия води до промяна на напрежението на опън и на провеса на проводниците. Чрез уравнението за състояние на проводниците в междустълбието е възможно да се изчисли напрежението на опън в проводниците при изменение на параметрите на атмосферните условия, т.е. това уравнение свързва параметри за два режима на механично натоварване. Ако параметрите на първия режим се означат с  $m$ , а на втория с  $n$ , уравнението за състояние на проводника приема следния вид:

$$\sigma_n - \frac{\gamma_n^2 \cdot l^2}{24 \cdot \beta \cdot \sigma_n^2} = \sigma_m - \frac{\gamma_m^2 \cdot l^2}{24 \cdot \beta \cdot \sigma_m^2} - \frac{\alpha}{\beta} \cdot (t_n - t_m) \quad (10.1)$$

Най-често се разглеждат нови режими, при които неизвестна величина е  $\sigma_n$ . За да се реши (10.1) спрямо  $\sigma_n$  се приемат следните означения:

$$A = \sigma_m - \frac{\gamma_m^2 \cdot l^2}{24 \cdot \beta \cdot \sigma_m^2} - \frac{\alpha}{\beta} \cdot (t_n - t_m); \quad B = \frac{\gamma_n^2 \cdot l^2}{24 \cdot \beta}.$$

Тогава уравнението се получава

$$\sigma_n^3 - A \cdot \sigma_n^2 - B = 0 \quad (10.2)$$

Последното уравнение е непълно кубично и неговите корени могат да се намерят винаги.

Когато междустълбието е наклонено (10.1) се променя с добавяне на  $\cos \Psi$  към част от събираемите, където с ъгъл  $\Psi$  се отчита ъгъла на наклона на междустълбието.

### 10.3. Критично междустълбие.

Това е такова междустълбие, за дължината на което напреженията на опън на проводниците за двата нормирани режима се изравняват със съответното за всеки режим допустимо напрежение на опън. Критичната дължина  $l_{кр}$  се определя от

$$l_{кр} = \sqrt{\frac{24 \cdot \beta \cdot (\sigma_{\delta, \max} - \sigma_{\delta, \min}) - 24 \cdot \alpha \cdot (t_{\min} - t_{-5})}{\frac{\gamma_7^2}{\sigma_{\delta, \max}^2} - \frac{\gamma_1^2}{\sigma_{\delta, \min}^2}}} \quad (10.3)$$

$\sigma_{\delta, \max}, \sigma_{\delta, \min}$  - допустими напрежения на опън съответно за режима на максимално натоварване и за режима на минимална температура;  $\gamma_1, \gamma_7$  - относителни товари съответно от собственото тегло и от тегло на обледен проводник и налягане на вятър с максимална скорост  $V_{\max (л)}$ ;  $t_{\min}$  - минимална температура на въздуха;  $t_{-5}$  - температура на заледряване на проводниците;  $\beta$  - коефициент на линейно удължение;  $\alpha$  - температурен коефициент на топлинно разширение.

Определянето на изходния изчислителен режим става чрез съпоставяне на дължината на разглежданото междустълбие  $l$  с критичната дължина  $l_{кр}$ . Възможни са следните случаи:

- а)  $l_{кр} \leq l$  - за изходен изчислителен режим се взема режима на максимален товар, за който  $\sigma_m = \sigma_{\delta, \max}$ ,  $\gamma_m = \gamma_7$ ,  $t_m = t_{-5} = -5^\circ \text{C}$
- б)  $l_{кр} > l$  - за изходен изчислителен режим се взема режима на минимална температура на въздуха. За него  $\sigma_m = \sigma_{\delta, \min}$ ,  $\gamma_m = \gamma_1$ ,  $t_m = t_{\min}$ .

### 10.4. Критична температура на въздуха около проводниците.

Критична температура се нарича температурата на въздуха, при която провесът на проводника от собственото му тегло се изравнява с провеса му за режима на заледряване при отсъствие на вятър. Означава се с  $t_{кр}$ .

$$t_{кр} = t_{-5} + \frac{\beta}{\alpha} \cdot \sigma_{\gamma_3} \cdot \left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3}\right)$$

Критичната температура служи за критерий за определяне на режима, при който настъпва максимален провес на проводника. Тя трябва да се съпостави с максималната температура  $t_{\max}$ . Възможни са следните случаи:

- а)  $t_{кр} \leq t_{\max}$  - максимален провес настъпва в режим на максимална температура на въздуха;
- б)  $t_{кр} > t_{\max}$  - максимален провес ще се получи при режим на заледряване без вятър.



### 10.5. Ветрово, теглово и електрическо междустълбие.

а) Ветрово междустълбие ( $L_B$ ) – дължината на участъка от въздушната линия, в която налягането на вятъра върху проводниците и м.з. възгета се поема от един стълб. То е равно на полусбора от дължините на междустълбията от двете страни на стълба.

б) Теглово междустълбие ( $L_m$ ) – дължината от участъка от въздушна линия, в която теглото на проводниците и м.з. възгета се поемат от един стълб. То е равно на полусбора от еквивалентните междустълбия от двете страни на стълба.

в) Електрическо междустълбие ( $L_{ел}$ ) – максималната дължина на междустълбието за дадена конструкция на стълба, при която не се нарушават нормираните разстояния между проводниците и между проводниците и м.з. възгета при различни режими. За всеки режим на работа се дефинира отделно електрическо междустълбие.

## ТЕМА 11. Методика за определяне на габаритното междустълбие. Създаване на шаблон за разпределение на стълбовете

### 11.1. Методика за определяне на габаритното междустълбие на въздушна електропроводна линия.

Габаритно междустълбие се нарича хоризонталното междустълбие, определено от нормирания вертикален габарит на проводника до земята, при определена височина на точките на окачването му и режим на максимален провес. Нарича се още изчислително или разчетно междустълбие и се означава във формулите с  $l_2$  или  $l_{ij}$ . Габаритното междустълбие е теоретичен показател за линията, с него се работи преди да се разпределят стълбовете по трасето. За да се определи големината му трябва предварително да се знаят активната височина на носещия стълб, габаритът на линията спрямо земята, относителните товари  $\gamma_1, \gamma_2, \dots, \gamma_n, t_{min}, t_{max}$ , критичното междустълбие  $l_{кр}, \alpha, \beta$ . Дължината на габаритното междустълбие може да се определи от решаването на биквадратно уравнение с общ вид

$$A_2 \cdot l_2^4 + B_2 \cdot l_2^2 + C_2 = 0 \quad (11.1)$$

Единственият корен, имащ реален смисъл за решаваната задача, е

$$l_2 = \sqrt{\frac{-B_2 + \sqrt{B_2^2 - 4 \cdot A_2 \cdot C_2}}{2 \cdot A_2}} \quad (11.2)$$

Големините на коефициентите  $A_2, B_2$  и  $C_2$  зависят единствено от това, кой режим е възприет за изходен изчислителен режим “ $m$ ” и кой за режим на максимален провес “ $p$ ”. Изходен изчислителен режим “ $m$ ” може да бъде един от следните два:

- режим на максимален товар ( $\gamma_{max}, \gamma_1$ );
- режим на минимална температура ( $t_{min}$ ).

Режим на максимален провес “ $p$ ” може да бъде един от следните два:

- режим на максимална температура ( $t_{max}$ );
- режим на заледряване без вятър ( $\gamma_3$ ).

Между така посочените четири режима са възможни четири комбинации:

“ $m.1$ ”  $\rightarrow \gamma_{max}$ ; “ $p.1$ ”  $\rightarrow t_{max}$ ;

“ $m.2$ ”  $\rightarrow t_{min}$ ; “ $p.1$ ”  $\rightarrow t_{max}$ ;

“ $m.1$ ”  $\rightarrow \gamma_{max}$ ; “ $p.2$ ”  $\rightarrow \gamma_3$ ;

“ $m.2$ ”  $\rightarrow t_{min}$ ; “ $p.2$ ”  $\rightarrow \gamma_3$ ;

Определянето на вярната комбинация може да стане с вариантни изчисления.

## 11.2. Определяне на максимално допустимата дължина на междустълбията (пределно междустълбие $l_{пред}$ ).

Прието е  $l_{пред}$  да се нарича още гранично междустълбие. Това е максимално възможното междустълбие, което може да се реализира при даден проводник с оглед на механичната му якост. Съгласно НУЕУЕЛ в режим на максимално натоварване напрежението на опън в най-ниската точка от провесната крива не трябва да превишава допустимото за този режим напрежение, т.е.  $\sigma_{o,max} = \sigma_{\delta}$ . Едновременно с това, в НУЕУЕЛ е нормирано и максималното напрежение на опън в точките на окачване на проводника към стълба. Според НУЕУЕЛ напрежението, възникващо в по-високата точка на окачване на проводника не трябва да надвишава допустимото с 5% за стоманени и за алуминиеви проводници и 10% за стоманено-алуминиеви проводници. Въвежда се коефициент на допустимо претоварване  $K_{\delta c} = K_{\delta a} = 1,05$  и  $K_{\delta ac} = 1,1$ .

Ако междустълбието е хоризонтално, напрежението на опън в точките на окачване се определя от:

$$\sigma_a = \sigma_e = \sigma_o + \frac{\gamma_7^2 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_o}$$

Ще се приеме, че  $\sigma_o = \sigma_{\delta}$ ,  $\sigma_a = \sigma_{\delta} \cdot K_{\delta}$ ,  $l = l_{np}$ . От тук

$$K_{\delta} \cdot \sigma_{\delta} = \sigma_{\delta} + \frac{\gamma_7^2 \cdot l_{np}^2}{8 \cdot \sigma_o}, \text{ от където}$$

$$l_{np} = \frac{\sigma_{\delta}}{\gamma_7} \sqrt{8 \cdot (K_{\delta} - 1)} \approx \frac{0,9 \cdot \sigma_{\delta}}{\gamma_7}$$

За всяко действително междустълбие трябва да се спазва условието  $l_{действ} \leq l_{пред}$ . Ако междустълбието е наклонено, трябва да се изчисли по-голямото еквивалентно междустълбие  $l_{e1}$  и да се провери дали  $l_{e1} \leq l_{пред}$ .

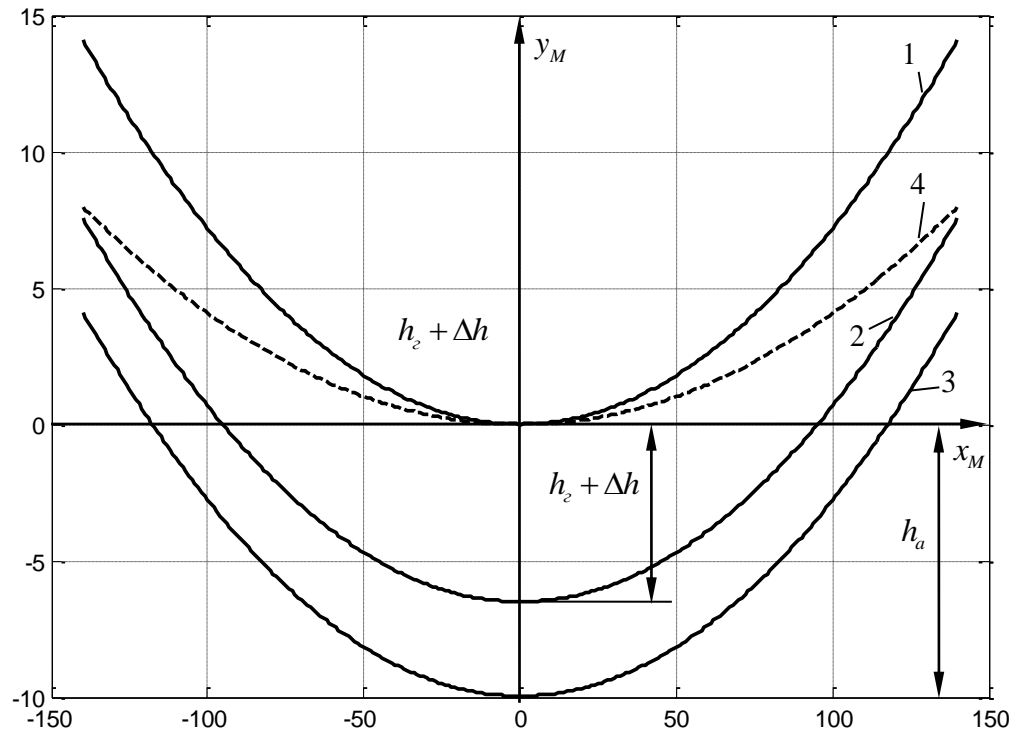
## 11.3. Създаване на шаблон за разпределяне на стълбовете по трасето.

Шаблонът е помощно техническо средство, на което има начертани в мащаб три криви, съответстващи на провесната крива на проводника в режим на максимален провес. Предполага се, че за режима на максимален провес са известни напрежението на опън  $\sigma_p$

и относителния товар  $\gamma_p$ . Те се внасят в уравнението на провесната крива  $y = \frac{\gamma_p \cdot x^2}{2 \cdot \sigma_p}$ .

Задават се значения за  $x$  от нула до  $\pm 2 \cdot l_z$  и за тях се изчисляват съответните големини за провеса  $y$ . Така получените стойности за  $x_i$  и  $y_i$  се намаляват с мащабите за дължина и височина ( $x_{Mi}$ ,  $y_{Mi}$ ). На декартова координатна система с оси  $x_M$ ,  $y_M$  се изчертава максималната провесна крива на проводника (крива 1 на фиг. 11.1) Под нея на разстояние,

равно на габаритното спрямо земя, за ненаселени места, се транслира крива 2, наречена габаритна крива.



Фиг. 11.1. Шаблон за разпределяне на стълбовете по трасето

Габаритното разстояние се препоръчва да се увеличи малко с  $\Delta h=0,3\div 0,5\text{ m}$ , за да се отчетат неточностите при заснемане на трасето и изчертаване на чертежа. На разстояние активна височина на стълба  $h_a$  в мащаб по височина се изчертава и третата крива 3, наречена земна крива. Чрез тази крива се определят местата, в които трябва да се поставят стълбовете. С пунктирна линия 4 е показана минималната провесна крива. Тя се изчислява с (11.4) за режима на минимална температура  $t=t_{\min}$ ,  $\gamma=\gamma_1$  и  $\sigma_{t\min}$ , определено чрез уравнението за състоянието на проводника и изходния изчислителен режим.

## ТЕМА 12. Качество на електрическата енергия

### 12.1. Показатели за качеството на електрическата енергия.

Качеството на електрическата енергия се оценява по следните шест показатели:

- отклонение на честотата на променливия ток от номиналното ѝ значение;
- колебание на честотата на променливия ток;
- отклонение на напрежението от номиналната му стойност;
- колебание на напрежението;
- несиметрия на напреженията и токовете в трифазните мрежи;
- несинусоидалност на формите на напрежението и тока.

### 12.2. Отклонение на честотата на променливия ток от номиналното ѝ значение.

Отклонението на честотата се означава с  $\Delta f$  и се определя като разлика между нейното фактическо  $f$  и номинално  $f_{ном}$  значения, когато изменението на основната честота е със скорост, по-малка от 0,2 Hz/s:

$$\Delta f = f - f_{ном} \quad (12.1)$$

Отклонението на честотата се отчита при бавно протичащи процеси и се явява общосистемен показател. За да се ограничи вредното влияние на  $\Delta f$ , държавният стандарт регламентира за нея максимално допустими отклонения  $\Delta f_{доп} = \pm 0,1$  Hz.

### 12.3. Колебание на честотата.

Това е разликата между най-голямата и най-малката стойност на основната честота при бързи промени в режима на енергосистемата, при които скоростта на изменение на основната честота е не по-малка от 0,2 Hz/s. Според БДС колебанията на честотата при нормален режим не трябва да надвишават с повече от 0,2 Hz нормираните отклонения на честотата. Колебанията на честотата се наблюдават във възли на енергосистемата, в които има електропотребители с периодичен ударен товар с голяма мощност. Колебанието на честотата се отнася към местните показатели за качество на електрическата енергия.

### 12.4. Отклонение на напрежението от номиналната му стойност.

Този показател за качество на електрическата енергия се отнася за конкретен възел от електрическата мрежа  $i$  и характеризира разликата между ефективната стойност на линейното напрежение в разглеждания възел  $U_i$  и номиналното напрежение на мрежата  $U_n$ .

Отклонението  $V_i$  се изчислява в именовани единици

$$V_i = U_i - U_n \quad (12.2)$$

или в проценти спрямо номиналното напрежение

$$V_i \% = \frac{U_i - U_n}{U_n} \cdot 100, \% \quad (12.3)$$

Отклонението на напрежението характеризира бавно протичащите процеси в електроенергийните системи, при които водеща роля играе изменението на електрическия товар във времето.

### 12.5. Колебание на напрежението.

Означава се с буква  $V_t$  и се определя като разлика между последователните най-голяма  $U_{\max}$  и най-малка  $U_{\min}$  ефективни стойности на напрежението, която възниква при промени в режима, когато скоростта на изменение на напрежението е не по-малка от 1%/s.

$$V_t = U_{\max} - U_{\min} \quad (12.4)$$

Големината на колебанието на напрежението може да се изчисли и в проценти

$$V_t \% = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_n} \cdot 100, \% \quad (12.5)$$

Колебанието на напрежението характеризира бързопротичащите процеси в електрическите мрежи, които възникват при работа на потребители с бързо променящ се товар. Такива са електрозаваръчните агрегати, електродъговите пещи, електрическият транспорт и др.

Допустимите значения на колебанията на напрежението зависят от честотата на тяхното възникване и на клемите на осветителните лампи и телевизионната апаратура се изчислява от

$$V_t \%_{\text{дон}} = 1 + \frac{6}{n}, \quad (12.6)$$

където  $n$  е броят на колебанията в рамките на един астрономически час.

### 12.6. Несиметрия на напреженията в трифазните мрежи.

Този показател се преценява по големината на напрежението на обратната последователност

$$\dot{U}_{2\phi} = \dot{U}_a + a^2 \cdot \dot{U}_b + a \cdot \dot{U}_c \quad (12.7)$$

Несиметрията на напреженията в трифазната система се дефинира като отношение на ефективната стойност на линейното напрежение с обратна последователност  $U_2$  към номиналното напрежение  $U_n$ , изразено в проценти

$$\frac{U_2}{U_n} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot |\dot{U}_a + a^2 \cdot \dot{U}_b + a \cdot \dot{U}_c|}{U_n} \cdot 100, \% \quad (12.8)$$

Според БДС несиметрията на напреженията не трябва да надвишава 2%.

### 12.7. Несинусоидалност на формата на напрежението и тока.

Чрез този показател се дава разликата между действителната форма на напрежението и синусоидална форма с основна честота. Характеризира се с коефициента

на несинусоидалност  $K_{НС}$ , който се изчислява като отношение на сумата от ефективните стойности на висшите хармонични в линейните напрежения към номиналното напрежение

$$K_{НС} = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{\infty} U_i^2}}{U_n} \cdot 100, \% \quad (12.9)$$

където  $U_i$  е ефективната стойност на  $i$ -тия хармоник.

Според БДС допустимата стойност на коефициента на несинусоидалност е 5%.

## ТЕМА 13. Източници и консуматори на реактивна мощност в ЕЕС. Регулиране на напрежението.

### 13.1. Източници и консуматори на реактивна мощност в ЕЕС.

Производството и потреблението на електрическа енергия се разглежда като едновременно протичащ процес, при който произвежданите активна и реактивна мощност са равни на консумираните. Балансът на реактивните мощности в електрическата система се изразява с уравнението:

$$\sum Q_2 = \sum (Q_{II} + Q_{CH} + \Delta Q_L + \Delta Q_T - Q_L - Q_{KB} \pm Q_{CK}), \quad (13.1)$$

където  $Q_2$  и  $Q_L$  са реактивните мощности на синхронните генератори и на електропотребителите;  $Q_{CH}$  – сумарен реактивен товар на собствените нужди на електрическите централи;  $\Delta Q_m$ ,  $\Delta Q_L$  – сумарни загуби на реактивна мощност в силовите трансформатори и в електропроводните линии;  $Q_L$ ,  $Q_{KB}$  – сумарна реактивна мощност, генерирана от електропроводните линии и статичните кондензаторни батерии;  $Q_{CK}$  – реактивна мощност, генерирана ( - ) или консумирана ( + ) от синхронните или статичните компенсатори в системата.

#### 13.1.1. Източници на реактивна мощност в електроенергийните системи.

а) Синхронни генератори в електрическите централи – те са основният източник на реактивна мощност. Заедно с това, производството на реактивна мощност при нисък  $\cos \varphi_2$  е нецелесъобразно, защото то се съпровожда със значителни загуби на активна мощност. Стремехът е генераторите да работят с  $\cos \varphi_2 > 0,85$ . Изменение на генерираната реактивна мощност се постига чрез изменение на големината на възбудителния ток през ротора на генератора.

б) Синхронни компенсатори – те са синхронни двигатели, работещи на празен ход. В зависимост от големината на възбудителния им ток, те могат да бъдат източници или потребители на реактивна мощност. Включват се към мощни възли в ЕЕС, работещи на ВН и СВН.

в) Синхронни двигатели – използват се в режим на превъзбуждане на територията на промишлените предприятия.

г) Статични кондензаторни батерии – монтират се в непосредствена близост до потребителите и генерират мощност

$$Q_{KB} = \omega \cdot C \cdot U^2,$$

където  $U$  е линейното напрежение, а  $C$  е капацитетът на едната фаза на кондензаторната уредба.



д) Статични компенсатори – състоят се от паралелно включени кондензаторни батерии и реактори, комутацията на които се осъществява с тиристорни блокове. Могат както да генерират, така и да поглъщат реактивна мощност. Подходящи са за мощни възли от енергийната система, работещи на СВН.

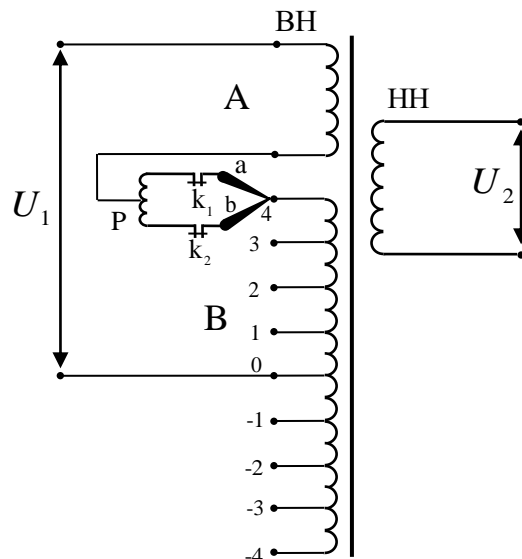
### 13.1.2. Потребители на реактивна мощност

Към тях се отнасят асинхронните и синхронните двигатели, силовите трансформатори и автотрансформатори, реакторите, газоразрядните лампи, телевизорите, електропроводните линии и др.

## 13.2. Регулиране на напрежението

### 13.2.1. Регулиране на напрежението посредством силови трансформатори с променящ се под товар коефициент на трансформация

Под регулиране на напрежението се разбира неговото текущо коригиране чрез промяна на параметрите на електрическата система, прилагащо се с цел да се осигури желан от нас режим на напрежението при електропотребителите. Обикновено регулирането на напрежението се осъществява автоматично, а законът за регулиране на напрежението се подбира специално. Регулирането позволява в определени точки от мрежата да се поддържа зададено желано напрежение в реално време. Най-често то се реализира чрез силови трансформатори с регулируем под товар коефициент на трансформация ( $K_m$ ). Промяната на  $K_m$  се постига чрез изменение на броя на навивките в намотката за по-високо напрежение. Устройството и принципът на действие на трансформатора с регулиране под товар (РПТ) са показани на схемата от фиг. 13.1.



Фиг.13.1. Схема на двунамотъчен трансформатор с регулиране под товар

Намотка ВН се състои от две части: основна (А) и регулируема (В). Регулируемата има в средата си основен извод с номер 0 и две еднакви половици, но навити една на друга в

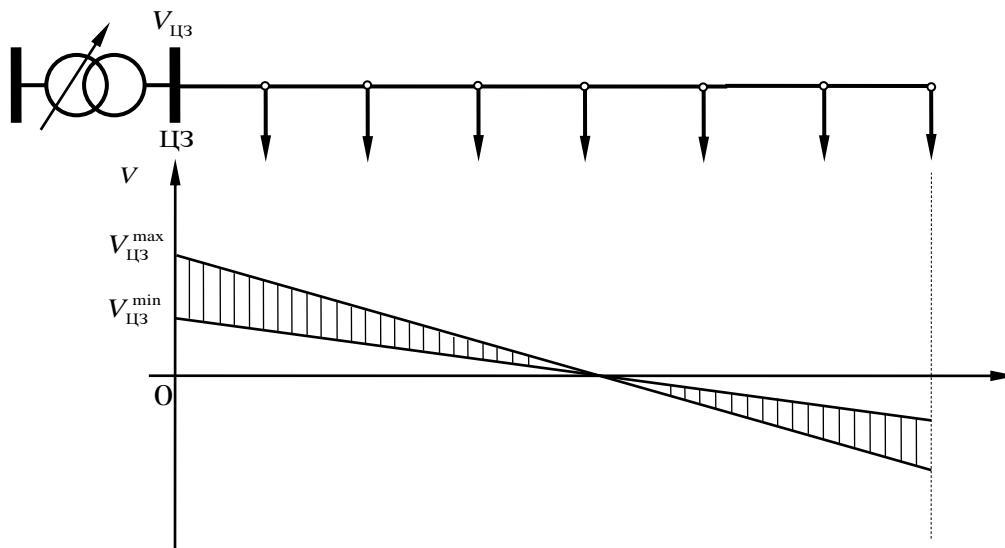
противоположни посоки. Ако палците  $a$  и  $b$  са включени към номерата с положителен знак,  $K_m$  се увеличава и обратно.

Превключващото устройство има два подвижни палеца  $a$  и  $b$ , нормално затворени контакти  $k_1$  и  $k_2$  на два контактора  $K_1$  и  $K_2$  и един реактор  $P$ . При необходимост да се премине към друго регулировъчно отклонение, например от номер 3 към номер 2, трябва да се спази следната последователност: чрез контактор  $K_2$  се отваря контакт  $k_2$ ; палец  $b$  се премества от номер 3 на номер 2; отново се затваря контакт  $k_2$ ; възможно най-бързо се отваря контакт  $k_1$  чрез контактор  $K_1$ ; премества се палец  $a$  от извод 3 на извод 2; отново се затваря контакт  $k_1$ .

При конструктивното изпълнение на трансформатора в казана му, освен намотки  $A$  и  $B$ , се поместват и палците и реактора. Контактите  $K_1$  и  $K_2$  и контактите им  $k_1$  и  $k_2$  се поместват извън казана, в отделен стоманен съд, като  $k_1$  и  $k_2$  се потапят в масло, за да се ограничи образуването на дъги при прекъсването на веригата под товар. Така се замърсява само малък обем от маслото, което периодично може да се подменя.

### 13.2.2. Насрещно регулиране на напрежението на шини СН в районните подстанции.

Шини СН в районните подстанции се разглеждат като център на захранване (ЦЗ) за цялата присъединена към тях разпределителна мрежа. Законът на регулиране на напрежението в ЦЗ съществено влияе на режима на напреженията в тези мрежи. Най-благоприятни условия за работа на разпределителната мрежа се получават при така нареченото насрещно регулиране на напрежението в ЦЗ. Най-често се препоръчва в режим на максимално натоварване на шините на ЦЗ да се осигурява отклонение на напрежението  $V_{ЦЗ}^{\max} \geq 5\%$ , а в режим на минимално натоварване  $V_{ЦЗ}^{\min} \approx 0\%$ . Графична илюстрация на насрещно регулиране е показана на фиг. 13.2. Вижда се, че при този закон диапазонът на изменение на напрежението в различните точки от мрежата може да се получи най-малък. Този диапазон е показан с вертикални тънки линии.



Фиг. 13.2. Насрещно регулиране на напрежението

## ТЕМА 14. Местно регулиране и изменение на режима на напрежението в електрическите мрежи

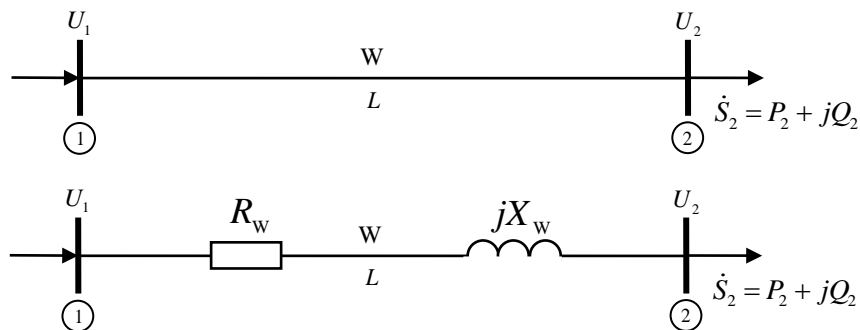
Към разпределителните мрежи у нас се отнасят мрежите с номинално напрежение до 35 kV. Принципната и опростената заместващи схеми на електропроводна линия с един товар в края е показана на фиг. 14.1. Във възел 1 има включен източник на електрическа енергия, който е в състояние да поддържа напрежението си  $U_1$  неизменно, когато се променя големината на електрическия товар  $\dot{S}_2$  в края на линията.

Загубата на напрежение в линията с достатъчна за практиката точност се определя от

$$\Delta U_{12} = \frac{P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X}{U_n} \quad (14.1)$$

Напрежението в края на линията ще бъде

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} \quad (14.2)$$

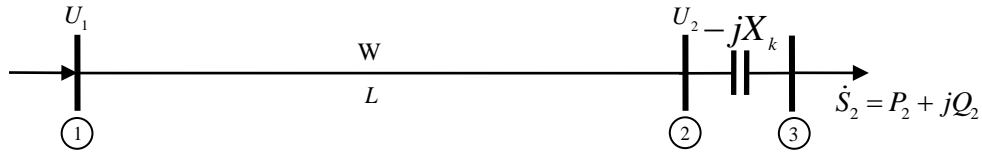


Фиг. 14.1. Схема на разпределителна мрежа

За да се регулира напрежението в края на линията  $U_2$ , при  $U_1 = \text{const}$ , трябва да се променят загубите  $\Delta U_{12}$  в линията. Това може да се постигне чрез компенсиране на индуктивното съпротивление  $X$  или пренасяната реактивна мощност през линията  $Q_2$ . Напрежението в края може да се промени и ако във възел 2 се внесе добавка на напрежение чрез трансформатор или автотрансформатор.

### 14.1. Регулиране на напрежението чрез изменение на надлъжното реактивно съпротивление.

Към края на линията, последователно се включва кондензаторна батерия със съпротивление  $X_k$  (фиг. 14.2)



Фиг. 14.2. Надлъжна компенсация на индуктивното съпротивление на линията

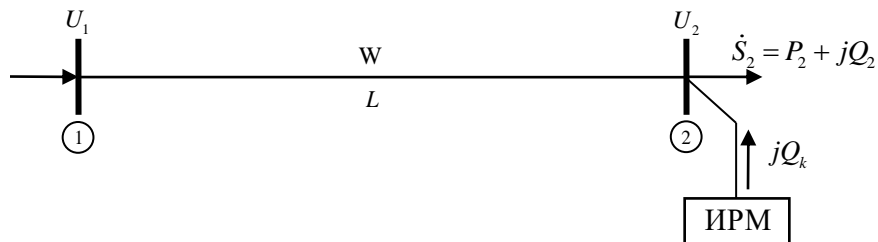
Новите загуби на напрежение се определят по формулата

$$\Delta U_{13} = \frac{P_2 \cdot R + Q_2 \cdot (X - X_k)}{U_H} \quad (14.3)$$

На входа на потребителя напрежението се получава равно на  $U_3 = U_1 - \Delta U_{13}$ , като  $U_3 > U_2$ . Чрез изменение на  $X_k$  може да се регулира нивото на напрежение на електропотребителя. Този подход на регулиране на напрежението не дава резултати, ако линията е с малко индуктивно съпротивление или малка реактивна мощност в края  $Q_2$ .

#### 14.2. Регулиране на напрежението в края на линията чрез изменение на протичащата през линията реактивна мощност.

Реактивна мощност може да се произвежда във всяка точка на електроенергийната система. За показаната на фиг. 14.1 схема ще се разгледа случай, при който към възел 2 се включва източник на реактивна мощност (ИРМ), с който на място се осигурява част от необходимата за потребителя реактивна мощност (фиг. 14.3)



Фиг. 14.3. Схема на разпределителна мрежа с присъединен ИРМ към края

В електрическо отношение ИРМ се явява кондензатор и най-често се реализира чрез управляема батерия от статични кондензатори. Генерираната от ИРМ мощност се означава с  $Q_k$ . При включен ИРМ загубите на напрежение се определят от

$$\Delta U_{12(k)} = \frac{P_2 \cdot R + (Q_2 - Q_k) \cdot X}{U_H} \quad (14.4)$$

Напрежението на шините на потребителя се получава равно на

$$U_{2(k)} = U_1 - \Delta U_{12(k)} \quad (14.5)$$

Чрез изменение на големината на  $Q_k$  може да се променя загубата на напрежение в линията, а от това се променя и големината на  $U_2$ , с което се захранва потребителя.

При този начин на регулиране на напрежението са необходими значителни кондензаторни мощности, за да се получи сравнително малко изменение на напрежението

в края. Методът е неефективен, ако електрическата линия е къса, с малко индуктивно съпротивление или с малка реактивна мощност на потребителя.

### 14.3. Изменение на напрежението в електрическите мрежи за НН чрез силов трансформатор СН/НН с регулируем без товар коефициент на трансформация.

Тези трансформатори се изработват с 3 или 5 регулировъчни отклонения на страна СН, смяната на които се разрешава само при изключено захранване (РБТ). Натрупаният опит от експлоатацията на електрическите мрежи показва, че тези превключвания се правят много рядко - обикновено веднъж в началото на всеки годишен сезон. С помощта на подходящо избраното регулировъчно отклонение, на изхода се получава напрежение  $U_{2пх}$  с определена надбавка  $E_T$  над номиналното напрежение на мрежата  $U_{2н}$ . Големината на надбавката се избира от условието за качество на електрическата енергия в режим на максимално натоварване, след като се проверява дали се удовлетворяват изискванията и за режима на минимално натоварване. Ако избраната надбавка е подходяща и за минималния режим, задачата е завършена. Когато в минимален режим се получава завишено напрежение  $U_{2,пх}^{min} > U_{2,доп}^{min}$ , трябва да се премине към по-голям коефициент на трансформация, докато  $U_{2,пх}^{min} < U_{2,доп}^{min}$ . Изборът на най-подходящите отклонения, на които трябва да работят мрежовите трансформатори, се решава съвместно с избора на най-подходящите значения на напреженията, които трябва да се поддържат в центъра на захранване на мрежата. Добре е да се намери такъв вариант, при който загубите на мощност в мрежата да са минимални, а напреженията на страна НН на мрежовите трансформатори и за двата режима да се получават с няколко процента по-големи от номиналното напрежение  $U_{2н}$ .

## ТЕМА 15. Организационни и технически мероприятия за намаляване на загубите на електрическа енергия в електрическите мрежи

Пренасянето и разпределението на електрическата енергия от източниците до потребителите ѝ винаги се съпровожда със загуби на мощност и енергия в елементите на електрическите мрежи. Стремешът е тези загуби да бъдат по малки, защото се спестяват първични енергоресурси и се освобождават генераторни мощности.

Прилаганите в електроенергийните системи мероприятия за намаляване на загубите е прието да се подразделят в две големи групи: организационни и технически.

### 15.1. Организационни мероприятия за намаляване на загубите на мощност и енергия.

Тяхната най-съществена особеност се изразява в това, че те не изискват допълнителни капитални вложения. Към тези мероприятия спадат:

1. Повишаване на нивото на напрежение в съществуващите електрически мрежи.

В заместващите схеми на линиите и трансформаторите има надлъжни съпротивления  $R$  и напречни проводимости  $G$ . Загубите на активна мощност и енергия в  $R$  са обратнопропорционални, а в  $G$  – право пропорционални на квадрата на захранващото ги напрежение  $U$ .

$$\Delta P_R = \frac{S^2}{U^2} \cdot R; \quad \Delta P_G = U^2 \cdot G \quad (15.1)$$

$$\Delta A_R = \Delta P_{R,\max} \cdot \tau; \quad \Delta A_G = \Delta P_G \cdot t_T \quad (15.2)$$

В електропроводните линии до 220 kV, проводимостите  $G$  са много малки и основните загуби са в активните съпротивления  $R$ . Затова при тях стремешът е  $U$  да бъде възможно най-високото с отчитането на всички технически ограничения.

2. Избор на оптимални точки на разкъсване на просто затворените мрежи, които работят като отворени.

Просто затворената мрежа се изпълнява по пръстеновидна схема, при която към всяка възлова точка има присъединени две електропроводни линии. Във всяка от тези възлови точки мрежата може да се отвори и преобразува в две отворени мрежи. Точката, в която затворената мрежа се разкъсва, трябва да се подбира така, че загубите на мощност и енергия да се получат минимални. Всяка затворена мрежа може да се разглежда и като двустранно захранвана от възли  $A$  и  $B$ , които имат еднакви напрежения. Икономически най-добре е от възел  $A$  да тръгват мощности

$$P_{An} = \sum \frac{P_i \cdot R_{iB}}{R_{AB}}; \quad Q_{An} = \sum \frac{Q_i \cdot R_{iB}}{R_{AB}} \quad (15.3)$$

3. Използване на синхронни генератори като синхронни компенсатори.

При този подход синхронният генератор се използва само като източник на реактивна мощност, чрез който се регулира нивото на напрежение, а от там и загубите на мощност в мрежата. Методът е скъп, защото, за да се произведе реактивна мощност, е необходимо генераторът да консумира активна мощност, достигаща до няколко процента спрямо генерираната реактивна мощност.

#### 4. Икономичен режим на работа на паралелно работещи силови трансформатори.

Когато в подстанциите има паралелно включени няколко трансформатора, броят им трябва така да се подбере, че загубите на мощност да се получат най-малки. Граничната мощност на общия товар  $S_{sp}$ , под която трябва да се премине от  $n$  към  $(n-1)$  трансформатора, се определя от

$$S_{sp} = S_n \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{\Delta P_{nx}}{\Delta P_{кс}}}, \quad (15.4)$$

където  $\Delta P_{nx}$  и  $\Delta P_{кс}$  са загубите на активна мощност от опитите на празен ход и късо съединение.

#### 5. Изравняване на товарите през трите фазови проводника в електропроводните линии за НН.

Електрическите мрежи за НН на територията на населените места се изграждат като трифазни четирипроводни. Преобладаващата част от захранваните електропотребители са еднофазни, с нееднаква мощност и различно време на включване. Наличието на фазна несиметрия в товарите води до значителен по големина ток през неутралата на линията, който създава загуба на напрежение, мощност и енергия. Намалването на тези загуби е възможно, ако се контролира често тока през неутралата. Когато има значителна разлика между товарите в различните фази, трябва да се преразпределят тези товари, така че токът през неутралата да е възможно най-малък.

### 15.2. Технически мероприятия за намаляване на загубите на мощност и енергия.

При тази група от мероприятия, за да се постигне намаляване на загубите на мощност и енергия, е необходимо обезателно да се инвестират нови капитални вложения. Основните технически мероприятия за намаляване на загубите са:

#### 1. Замяна на слаботатоварени електродвигатели с други с по-малка мощност.

Икономията на активна мощност и енергия се получава от увеличаването на фактора на мощността

$$\Delta P_{mp} = \frac{P^2}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R_{mp}, \quad (15.5)$$

където  $\Delta P_{mp}$  и  $R_{mp}$  са загубите на мощност и активното съпротивление на мрежата.

2. Монтиране на източници на реактивна мощност непосредствено до електропотребителите.

Протичащата през електрическата мрежа реактивна мощност  $Q_{mp}$  създава загуби на активна мощност, които са равни на

$$\Delta P_{mp} = \frac{Q_{mp}^2}{U^2} \cdot R_{mp} \quad (15.6)$$

Ако част от тази мощност бъде произведена чрез кондензаторни батерии  $Q_k$  непосредствено до потребителите, загубите на мощност ще намалееят до

$$\Delta P'_{mp} = \frac{(Q_{mp} - Q_k)^2}{U^2} \cdot R_{mp} \quad (15.7)$$

3. Замяна на претоварени и ненатоварени трансформатори с други по мощност трансформатори, при които годишните загуби на енергия се получават по-малки.
4. Рационален преход към електропроводна линия с по-голямо сечение на проводниците.
5. Рационално разпределение на мощностите през две паралелни, но с различно сечение линии чрез надлъжно включване на кондензаторни батерии за изравняване на отношенията им  $X_w/R_w$ .
6. Повишаване икономичността на затворените мрежи чрез принудително разпределение на протичащите през тях мощности.

Принудителното разпределение се постига с включване на волтодобавъчен трансформатор за напречно и надлъжно регулиране на напрежението.

7. Повишаване на номиналното напрежение на мрежата.

Ако номиналното напрежение се повиши два пъти, загубите на мощност намаляват четири пъти.



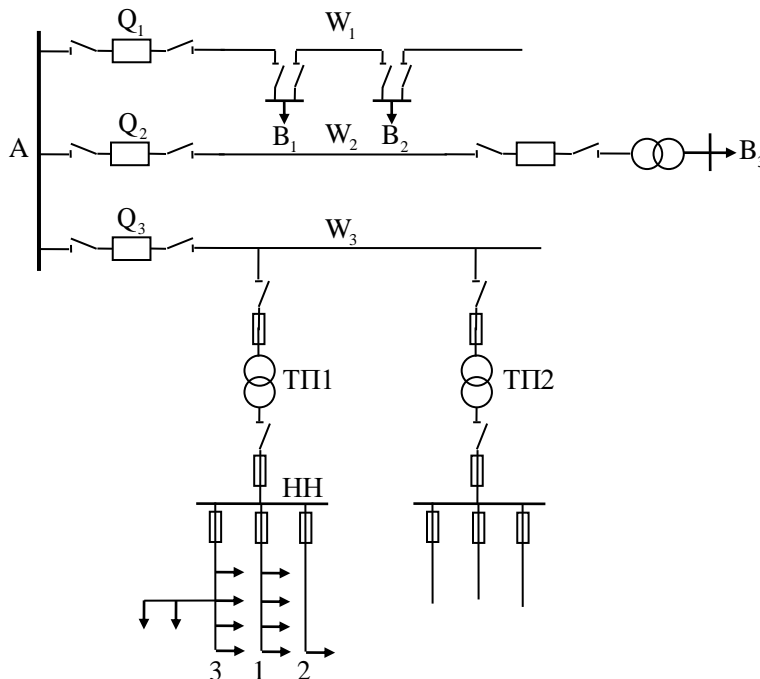
## ТЕМА 16. Схеми на електрическите мрежи

Схемите на електрическите мрежи трябва с най-малки разходи да осигуряват сигурност на електроснабдяването, необходимото качество на електрическата енергия при електропотребителите, удобство и безопасност при експлоатация, възможност за по-нататъшно развитие на мрежата и присъединяване на нови електропотребители. В зависимост от вида на потребителите, категорията им, плътността на електрическия товар и особеностите на населените места у нас се прилагат няколко вида схеми на електрически мрежи.

### 16.1. Отворени схеми без резервно захранване на потребителите.

Такъв вид схеми са показани на фиг. 16.1.

Те са подходящи за потребители III категория. Шини А се разглеждат като източник на електрическа енергия, работещ на средно напрежение. Линия  $W_1$  е отворена, магистрална и е изпълнена по схема "вход - изход". Намира приложение за захранване на комунално – битови потребители на малки селища от градски тип. Линия  $W_2$  е отворена, радиална и се прилага за захранване на промишлени потребители. Линия  $W_3$  е отворена, разклонена и се прилага във въздушните районни мрежи. Схемите на изводите НН, излизащи от ТП1, се изграждат аналогично (1- магистрална, 2- радиална, 3- разклонена).



Фиг. 16.1. Отворени схеми без резервно захранване на потребителите

Отворените схеми без резервно захранване имат следните предимства:

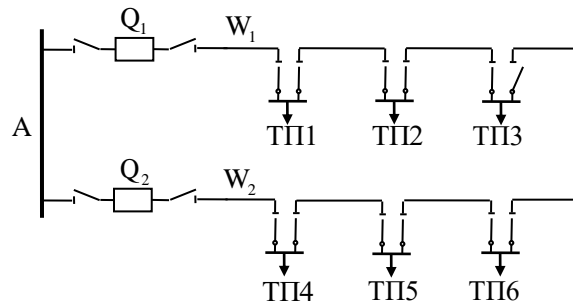
- по-малки първоначални капитални вложения;
- опростена защита;
- облекчена експлоатация.

Те имат и съществени недостатъци:

- ниска сигурност на електроснабдяването;
- продължителни престои без захранване, докато не се извърши ремонта на повредения елемент;
- имат по-големи загуби на мощност и енергия;
- при нарастване на товара, след определен момент, трябва да се реконструира цялата мрежа.

## 16.2. Отворени схеми с ръчно включване на резервното захранване.

Те са подходящи за електрически мрежи за СН, захранващи потребители II и III категория. Най-често се среща пръстеновидната схема, която чрез отворен разединител в един от трафопостовете се преобразува в два отворени извода (фиг. 16.2).



Фиг. 16.2. Отворена мрежа за СН с ръчно включване на резервното захранване

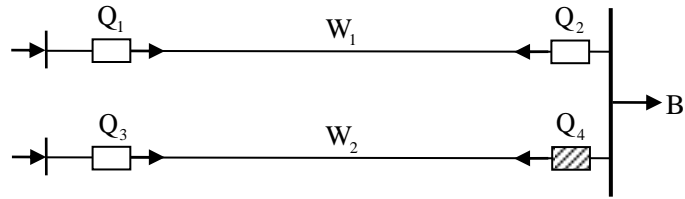
При повреда в един от участъците, той се изключва от системата, а здравите се преконфигурират в два нови отворени извода. При тази схема изводите са присъединени към обща шинна система А. Разновидност на тази схема е случаят, когато  $W_1$  е свързан към една подстанция, а  $W_2$  – към друга подстанция. Като трета възможност се счита въвеждането на маневрен възел, към който могат да се присъединят няколко извода. Сигурността на захранването може да се повиши и с изграждането на резервна магистрала, чрез която от подстанцията се прокарва връзка до последните трафопостове на няколко извода.

Аналогично на показаната на фиг. 16.2 схема се изграждат и мрежи за НН в райони с високоетажно строителство.

## 16.3. Отворени схеми с автоматично включване на резервното захранване.

Прилагат се за захранване на потребители 0 и I категории. Най-често резервирането се осъществява по една от следните схеми:

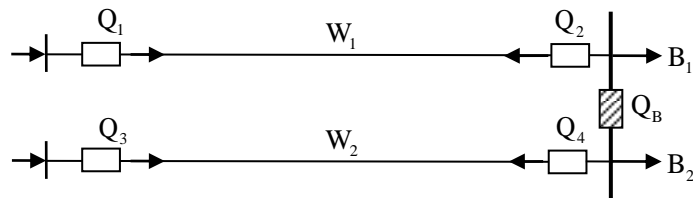
- а) чрез захранване от резервен кабел (фиг. 16.3)



Фиг. 16.3. Резервиране с отделен кабел

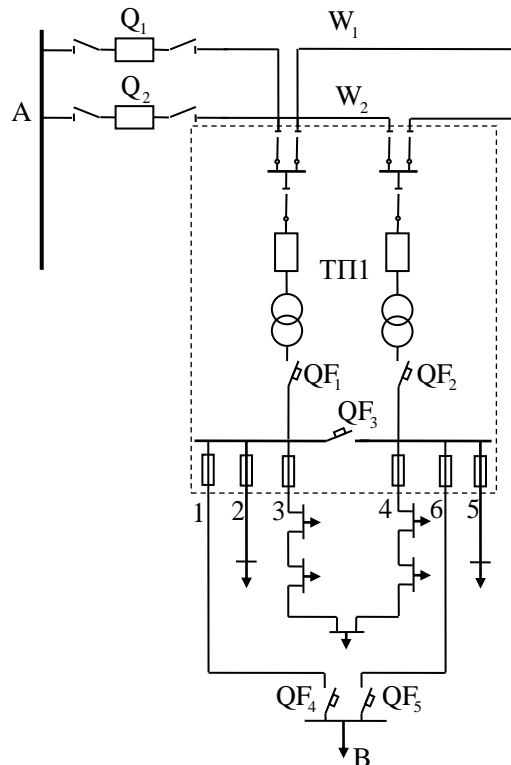
Схемата се среща в кабелните мрежи СН, когато трябва да се подаде захранване на мощен електропотребител В. Нормално са включени прекъсвачите  $Q_1$ ,  $Q_2$  и  $Q_3$  и двете линии  $W_1$  и  $W_2$  са под напрежение. При прекъсване на електрозахранването от  $W_1$  автоматично се изключва  $Q_2$  и се включва  $Q_4$ .

б) резервиране чрез секционен прекъсвач (фиг. 16.4). При повреда в една от кабелните линии, например  $W_1$ ,  $Q_2$  се отваря, затваря се секционният прекъсвач  $Q_B$  и с това се запазва електрозахранването на двете секции.



Фиг. 16.4. Резервиране чрез секционен прекъсвач

в) чрез двулъчева автоматизирана схема (фиг. 16.5)



Фиг. 16.5. Двулъчева схема с автоматично включване на резервното захранване

При тази схема всички съоръжения на ниво СН са автоматично резервирани. На ниво НН линии 2 и 5 не се резервират, а линии 3 и 4 се резервират ръчно. Потребител В е I категория и неговото електрозахранване е чрез линии 1 или 6. Автоматичните превключвания се осъществяват с автоматичните прекъсвачи  $QF_1$ ,  $QF_2$ ,  $QF_3$ ,  $QF_4$  и  $QF_5$ . При изправни елементи на схемата,  $QF_1$ ,  $QF_2$  и  $QF_4$  са включени, а  $QF_3$  и  $QF_5$  – изключени. При отпадане на  $W_1$  или  $T_1$  ще последва изключване на  $QF_1$  и включване на  $QF_3$ , за да се съхрани захранването на всички потребители НН. Ако възникне неизправност по линия 1, ще се изключи прекъсвач  $QF_4$  и ще се включи  $QF_5$ .