

# PLAN DE PROTECTION DES RESEAUX HTA

## B.61-24

### Electrotechnique de réseau



Guide Technique de la Distribution d'Electricité

# Sommaire

## Chapitre 1

Le courant de défaut monophasé ..... 9

<b>1 • Rappel électrotechnique</b> .....	<b>11</b>
<b>1.1. - Théorie des composantes symétriques</b> .....	<b>11</b>
<i>1.1.1. - Analyse d'un système triphasé</i> .....	<i>11</i>
<i>1.1.2. - Notion de l'opérateur "a"</i> .....	<i>12</i>
<i>1.1.3. - Théorème de FORTESCUE</i> .....	<i>12</i>
<i>1.1.4. - Réalité physique des composantes symétriques</i> .....	<i>14</i>
<b>1.2. - Equivalence circuit série, circuit parallèle</b> .....	<b>15</b>
<b>2 • Schéma équivalent d'un réseau en défaut</b> ..	<b>17</b>
<b>3 • Réseau HTA à neutre mis à la terre par résistance</b> .....	<b>23</b>
<b>4 • Réseau HTA à neutre mis à la terre par bobine de compensation</b> .....	<b>25</b>

## Chapitre 2

Analyse de défauts particuliers ..... 29

<b>1 • Les défauts doubles</b> .....	<b>31</b>
<b>1.1. - Cas d'un défaut double</b> .....	<b>32</b>
<b>1.2. - Cas du double défaut monophasé</b> .....	<b>33</b>
<b>1.3. - Cas du double défaut avec coup de shunt</b> .....	<b>35</b>
<b>2 • Calcul du courant de défaut monophasé en cas de rupture d'un conducteur aérien</b> .....	<b>37</b>
<b>2.1. - Rupture d'un conducteur avec contact à la terre du côté de la charge (défaut en retour)</b> ..	<b>37</b>

<b>2.2. - Rupture d'un conducteur sans contact à la terre .....</b>	<b>41</b>
<b>3 • Shunt et auto transformateur .....</b>	<b>43</b>

### Chapitre 3

<b>Capacités homopolaires des câbles et lignes .....</b>	<b>45</b>
--	-----------

<b>1 • Ordre de grandeur des capacités homopolaires <math>C_0</math> et des courants capacitifs résiduels <math>3 I_0</math> des anciens câbles et lignes aériennes .....</b>	<b>47</b>
<b>2 • Ordre de grandeur des capacités homopolaires des câbles HN 33 S 23 sous 20 kV .....</b>	<b>49</b>

### Chapitre 4

<b>Mesure du courant capacitif résiduel d'un départ HTA .....</b>	<b>51</b>
---	-----------

<b>1 • Poste équipé d'un disjoncteur shunt .....</b>	<b>53</b>
<b>2 • Poste non équipé d'un disjoncteur shunt ..</b>	<b>55</b>

### Chapitre 5

<b>Protections ampèremétriques à temps constant (phase et homopolaire) - Exemples de réglage .....</b>	<b>57</b>
--	-----------

<b>1 • Exemple n° 1 Schémas simplifiés .....</b>	<b>59</b>
<b>1.1. - Calcul des impédances de réseau .....</b>	<b>60</b>

1.2. - Calcul de $I_{ccb}$ .....	61
<b>2 • Exemple n° 2 Calcul complet pour un départ souterrain avec mise à la terre du neutre HTA par bobine .....</b>	<b>63</b>
2.1. - Généralités .....	63
2.2. - Départs .....	63
2.2.1. - Caractéristiques des départs 1 et 2 .....	63
2.2.2. - Caractéristiques des protections .....	64
2.2.3. - Réglage des relais de phase (calcul de $I_{ccb}$ ) .....	64
2.2.4. - Réglage des relais homopolaires .....	64
2.3. - Arrivée .....	65
2.3.1. - Caractéristiques des protections .....	65
2.3.2. - Réglage des relais de phase .....	65
2.3.3. - Réglage du relais homopolaire .....	65
2.4. - Liaison .....	66
2.4.1. - Caractéristiques des protections .....	66
2.4.2. - Réglage des relais de phase .....	66
2.4.3. - Réglage du relais homopolaire .....	66
<b>3 • Exemple n° 3 Calcul complet pour un départ aérien avec autotransformateur .....</b>	<b>67</b>
3.1. - Généralités .....	67
3.2. - Départ sans autotransformateur .....	68
3.2.1. - Caractéristiques du départ .....	68
3.2.2. - Caractéristiques des protections .....	68
3.2.3. - Réglage des relais de phase (calcul de $I_{ccb1}$ ) .....	68
3.2.4. - Réglage du relais homopolaire .....	68
3.3. - Départ avec autotransformateur .....	69
3.3.1. - Caractéristiques du départ .....	69
3.3.2. - Caractéristiques des protections .....	69
3.3.3. - Réglage des relais de phase (calcul de $I_{ccb}$ ) .....	69
3.3.4. - Réglage du relais homopolaire .....	70
3.4. - Arrivée .....	70
3.4.1. - Caractéristiques des protections .....	70
3.4.2. - Réglage des relais de phase .....	71
3.4.3. - Réglage du relais homopolaire .....	71

<b>3.5. - Liaison</b> .....	<b>71</b>
<b>3.5.1. - Caractéristiques des protections</b> .....	<b>71</b>
<b>3.5.2. - Réglage des relais de phase</b> .....	<b>72</b>
<b>3.5.3. - Réglage du relais homopolaire</b> .....	<b>72</b>
<b>3.6. - Remarque</b> .....	<b>72</b>

## Chapitre 6

<b>Enregistrements de défauts</b> .....	<b>73</b>
---	-----------

<b>1 • Enregistrements de défauts</b> .....	<b>75</b>
---	-----------

# Chapitre 1

## Le courant de défaut monophasé

<b>1 • Rappel électrotechnique .....</b>	<b>11</b>
<b>1.1. - Théorie des composantes symétriques .....</b>	<b>11</b>
<i>1.1.1. - Analyse d'un système triphasé .....</i>	<i>11</i>
<i>1.1.2. - Notion de l'opérateur "a" .....</i>	<i>12</i>
<i>1.1.3. - Théorème de FORTESCUE .....</i>	<i>12</i>
<i>1.1.4. - Réalité physique des                   composantes symétriques .....</i>	<i>14</i>
<b>1.2. - Equivalence circuit série, circuit parallèle .....</b>	<b>15</b>
<b>2 • Schéma équivalent d'un réseau en défaut ..</b>	<b>17</b>
<b>3 • Réseau HTA à neutre mis à la terre par résistance .....</b>	<b>23</b>
<b>4 • Réseau HTA à neutre mis à la terre par bobine de compensation .....</b>	<b>25</b>

# 1 • Rappel électrotechnique

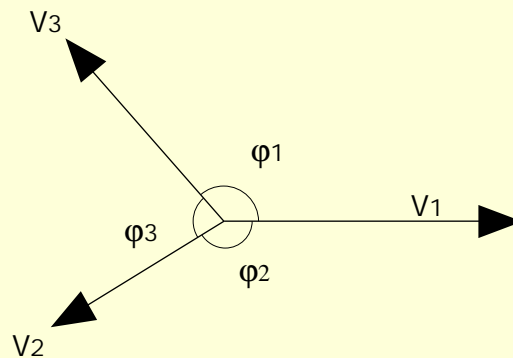
## 1.1. - Théorie des composantes symétriques

### 1.1.1. - Analyse d'un système triphasé

Soit le système triphasé suivant :

#### Diagramme de Fresnel : système triphasé

figure n° 1



Les conditions nécessaires pour que ce système soit équilibré, sont les suivantes :

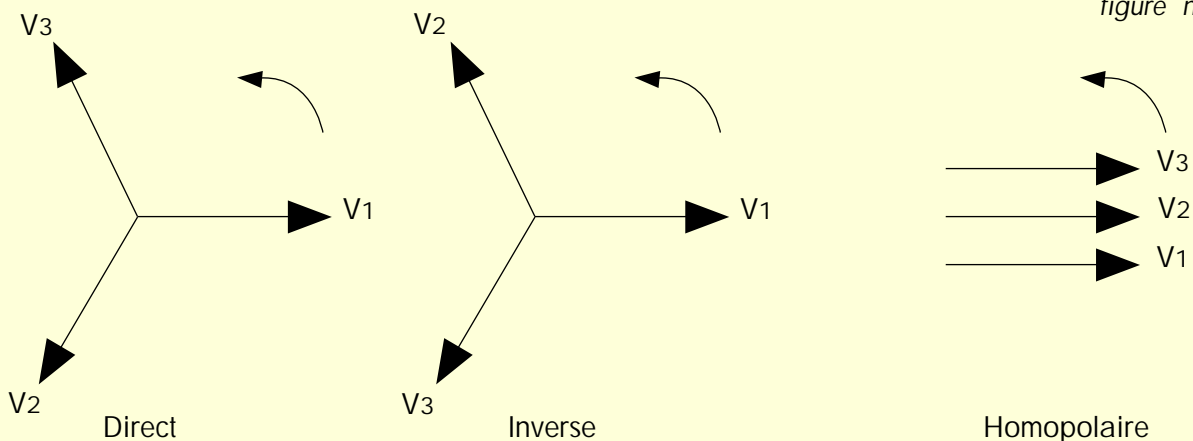
$$\varphi 1 = \varphi 2 = \varphi 3$$

$$| \vec{V}1 | = | \vec{V}2 | = | \vec{V}3 |$$

Donc, à partir de ces trois vecteurs ( $\vec{V}1$ ,  $\vec{V}2$ ,  $\vec{V}3$ ) il est possible de déterminer trois systèmes triphasés nommés direct, inverse, homopolaire.  $\vec{V}1$  est pris comme origine des phases.

#### Diagramme de Fresnel : système direct, inverse, homopolaire

figure n° 2

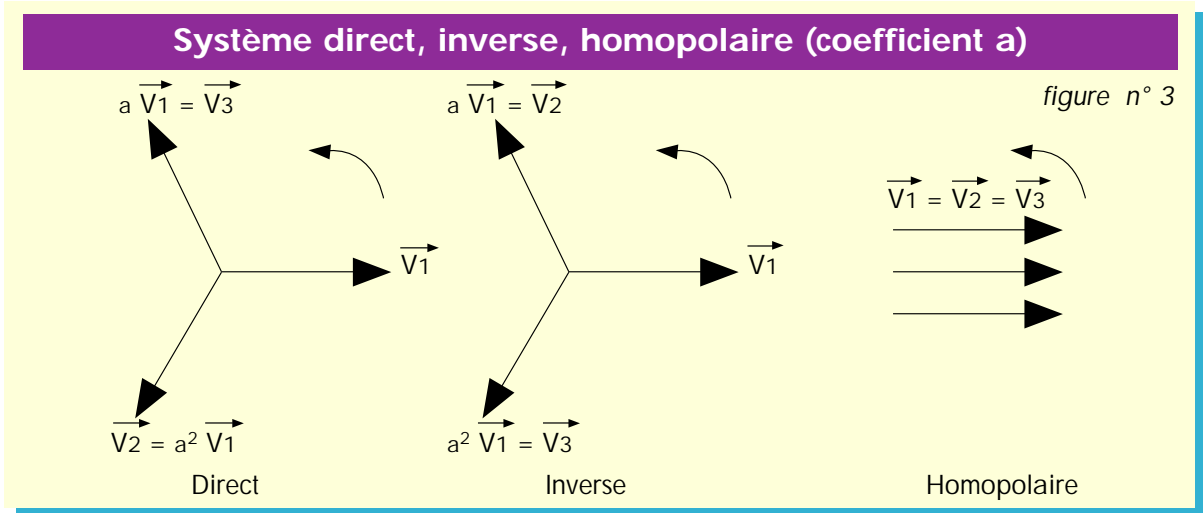


**1.1.2. - Notion de l'opérateur "a"**

a est l'opérateur de rotation de  $\frac{2\pi}{3}$  (120°), tout comme

j est l'opérateur de  $\frac{\pi}{2}$

Le système triphasé ci-dessus devient :



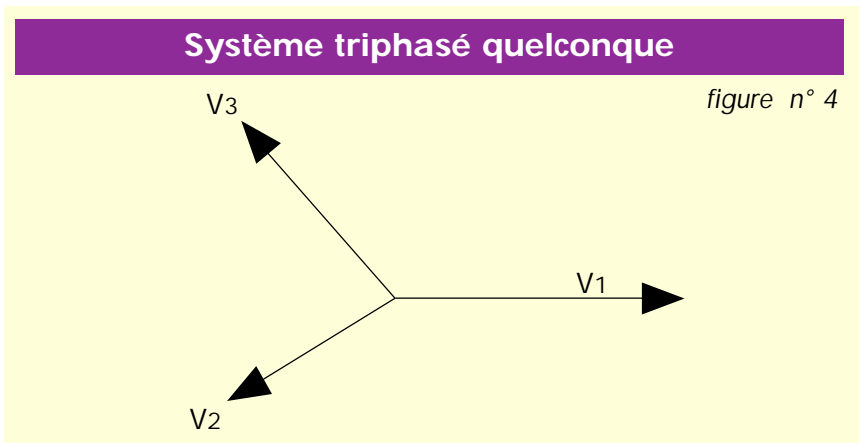
**Remarque :**

•  $1 + a + a^2 = 0$ , d'où  $\vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3 = 0$  pour les systèmes inverse et direct.

**1.1.3. - Théorème de FORTESCUE**

Un système de trois vecteurs quelconques peut être décomposé en trois systèmes de vecteurs symétriques : un système triphasé direct, un système triphasé inverse, un système triphasé homopolaire.

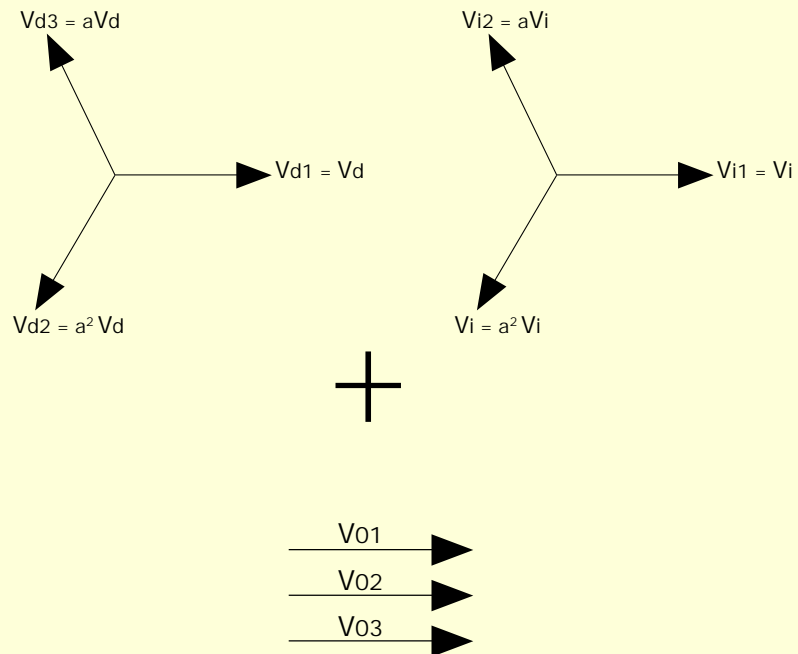
Un système quelconque ( $\vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3$ ) est donc équivalent à la somme de trois systèmes équilibrés.





Décomposition d'un système triphasé quelconque  
(Théorème de FORTESCUE)

figure n° 5



**Remarque :**

Ces systèmes  $(\vec{V}_{d1}, \vec{V}_{d2}, \vec{V}_{d3})$   $(\vec{V}_{i1}, \vec{V}_{i2}, \vec{V}_{i3})$   $(\vec{V}_{o1}, \vec{V}_{o2}, \vec{V}_{o3})$  sont appelés les composantes symétriques du système triphasé  $(\vec{V}_1, \vec{V}_2, \vec{V}_3)$ .

Ceci permet d'établir les équations de  $(\vec{V}_1, \vec{V}_2, \vec{V}_3)$  en fonction de  $(\vec{V}_d, \vec{V}_i, \vec{V}_o)$  en additionnant chaque vecteur de même indice.

**a) en tension**

$$\vec{V}_1 = \vec{V}_d + \vec{V}_i + \vec{V}_o$$

$$\vec{V}_2 = a^2 \vec{V}_d + a \vec{V}_i + \vec{V}_o$$

$$\vec{V}_3 = a \vec{V}_d + a^2 \vec{V}_i + \vec{V}_o$$

Sachant que  $1 + a + a^2 = 0$ , on peut en déduire que les équations de  $(\vec{V}_d, \vec{V}_i, \vec{V}_o)$  en fonction de  $(\vec{V}_1, \vec{V}_2, \vec{V}_3)$  deviennent :

$$\left\{ \begin{array}{l} \vec{3V}_d = \vec{V}_1 + a\vec{V}_2 + a^2\vec{V}_3 \\ \vec{3V}_i = \vec{V}_1 + a^2\vec{V}_2 + a\vec{V}_3 \\ \vec{3V}_o = \vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3 \end{array} \right.$$

**b) en courant**

On peut établir les mêmes relations pour les courants :

$$\left\{ \begin{array}{l} \vec{J}_1 = \vec{J}_d + \vec{J}_i + \vec{J}_o \\ \vec{J}_2 = a^2\vec{J}_d + \vec{J}_i + \vec{J}_o \\ \vec{J}_3 = a\vec{J}_d + a^2\vec{J}_i + \vec{J}_o \\ \vec{3J}_d = \vec{J}_1 + a\vec{J}_2 + a^2\vec{J}_3 \\ \vec{3J}_i = \vec{J}_1 + a^2\vec{J}_3 + a\vec{J}_3 \\ \vec{3J}_o = \vec{J}_1 + \vec{J}_2 + \vec{J}_3 \end{array} \right.$$

**1.1.4. - Réalité physique des composantes symétriques**

La décomposition des courants et des tensions en leurs composantes symétriques n'est pas uniquement un artifice de calcul, mais correspond bien à une réalité physique.

Les composantes symétriques d'un système de tensions ou de courants déséquilibrés peuvent, en effet, se mesurer directement et indépendamment les unes des autres ; la constitution du réseau et la nature des appareils utilisés influent d'une manière différente sur chacune d'elles.

La composante directe engendre dans les moteurs des champs tournants dans le sens direct ; elle entre dans le calcul du couple utile des machines tournantes et doit être sauvegardée lorsqu'on cherche à atténuer les à-coups dus aux courts-circuits.

La composante homopolaire intervient dans les courants de défaut à la terre et dans tous les problèmes d'induction entre les lignes de transport d'énergie et les lignes de télécommunications.

Les composantes symétriques de la puissance, déterminées par les composantes de même nom des courants et des tensions sont ainsi directement mesurables et se manifestent de façons différentes.

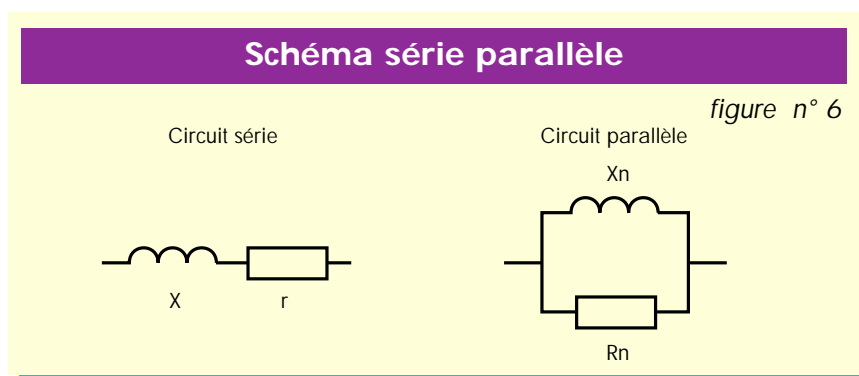
En particulier, dans un réseau triphasé, les génératrices synchrones ou asynchrones donnent naissance à la composante directe de la puissance, tandis que les défauts sont créateurs des composantes inverse et homopolaire ; celles-ci se dirigent du lieu du défaut vers tous les éléments équilibrés du réseau, en s'atténuant progressivement.

Les exemples suivants peuvent être donnés :

Type de défaut	Présence de composante directe	Présence de composante inverse	Présence de composante homopolaire
Monophasé	Oui	Oui	Oui
Biphasé	Oui	Oui	Non
Biphasé - terre	Oui	Oui	Oui
Triphasé équilibré	Oui	Non	Non
Triphasé déséquilibré	Oui	Oui	Oui
Triphasé déséquilibré - terre	Oui	Oui	Oui

### 1.2. - Equivalence circuit série, circuit parallèle

L'impédance de mise à la terre du neutre peut être représentée par un circuit parallèle équivalent  $X_n$ ,  $R_n$ .



On définit le coefficient (ou facteur) de qualité d'une bobine par le rapport :

- $Q = \frac{X}{r}$  (circuit série).

Les impédances du circuit parallèle sont alors :

- $R_n = r (Q^2 + 1)$  et  $X_n = \frac{X (Q^2 + 1)}{Q^2}$ .

Exemple numérique :  $r = 3 \Omega$        $X = 60 \Omega$  (circuit série) :

- $Q = \frac{X}{r} = \frac{60}{3} = 20$

- $\Rightarrow R_n = r (Q^2 + 1) = 3 (20^2 + 1) = 1203 \Omega$

- $\Rightarrow X_n = \frac{X (Q^2 + 1)}{Q^2} = 60,15 \Omega$

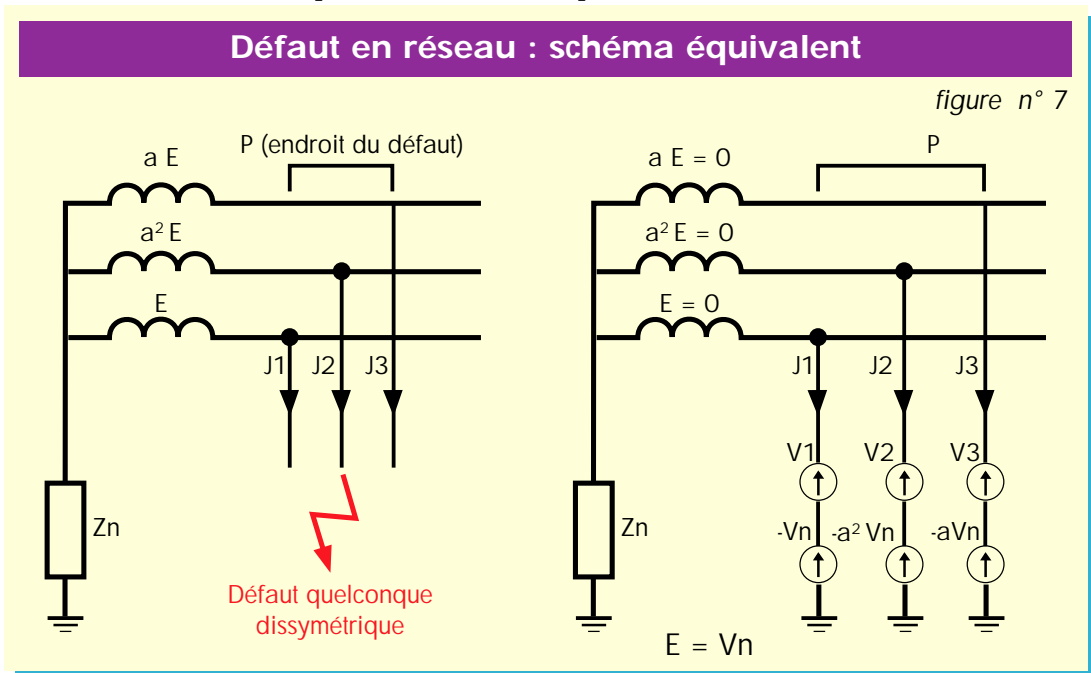
**Remarques :**

- 1) La transformation de circuit parallèle en circuit série peut être effectuée avec les mêmes formules.
- 2)  $R_n$ ,  $r$  peuvent être soit une résistance de bobine HTA, soit une résistance de limitation dans le circuit du neutre.
- 3) La notion de facteur de qualité est particulièrement importante dans l'étude du régime de neutre compensé.

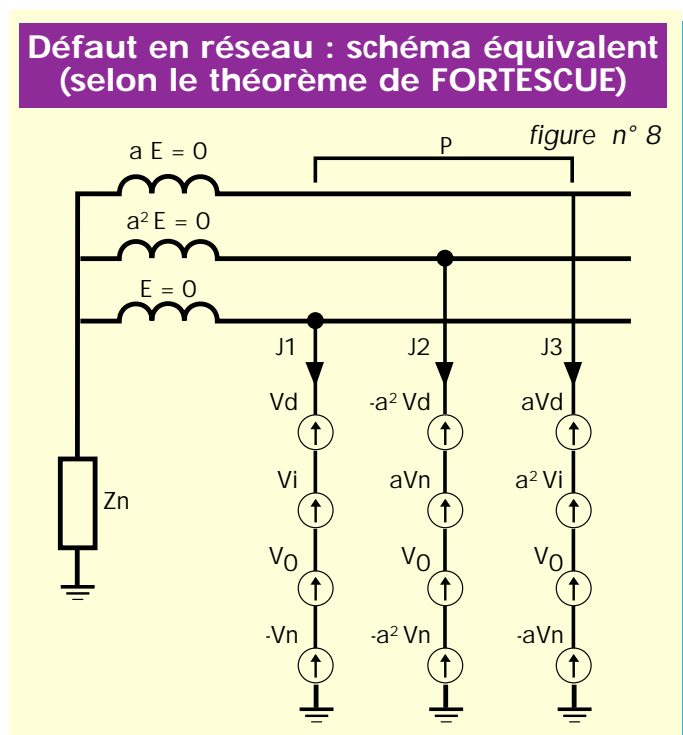
## 2 • Schéma équivalent d'un réseau en défaut

Hypothèse : le réseau triphasé est de constitution symétrique alimenté par des forces électromotrices ( $\vec{E}$ ,  $a^2\vec{E}$ ,  $a\vec{E}$ ) équilibrés.

Nous pouvons établir au point du défaut :

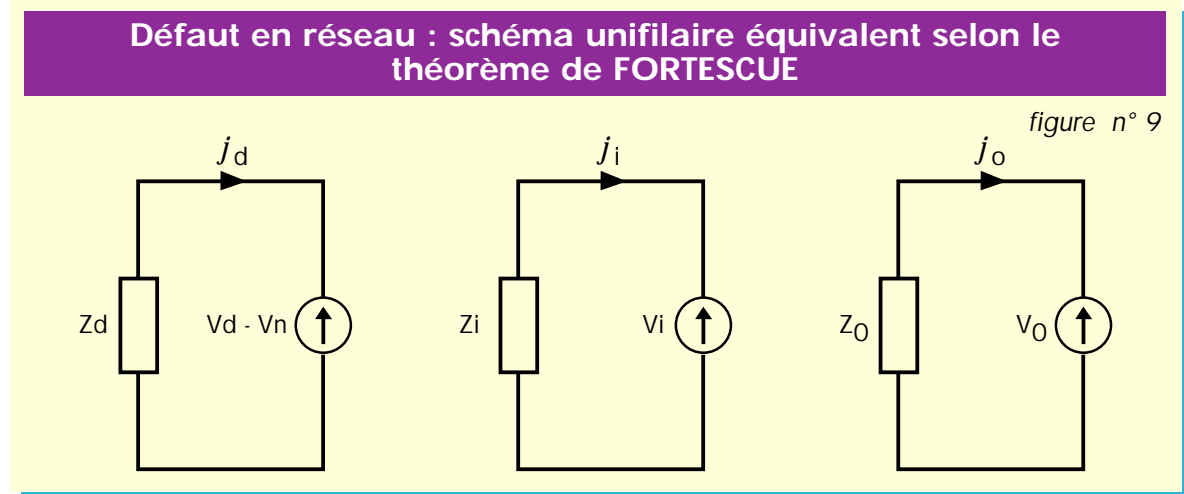


Conformément au théorème de FORTESCUE, les schémas ci-dessus sont équivalents à :



Dans le schéma ci-contre, tous les générateurs raccordés au point de défaut sont équilibrés.

Nous pouvons donc établir conformément au théorème de superposition les trois schémas :



$V_n$  = tension au point P avant défaut.

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} \vec{j}_1 = \vec{j}_d + \vec{j}_i + \vec{j}_o \\ \vec{j}_2 = a^2 \vec{j}_d + \vec{j}_i + \vec{j}_o \\ \vec{j}_3 = a \vec{j}_d + a^2 \vec{j}_i + \vec{j}_o \end{array} \right.$$

$\vec{Z}_d, \vec{Z}_i, \vec{Z}_o$ , impédances cycliques vues du point P de l'ensemble du réseau (charges comprises).

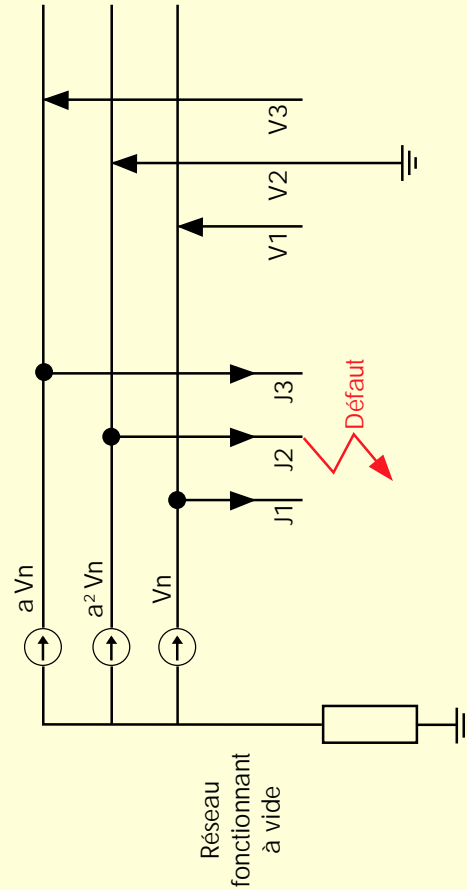
**Remarque :**

$\vec{Z}_d, \vec{Z}_i, \vec{Z}_o$  peuvent être calculées ou mesurées en alimentant successivement le réseau avec des générateurs triphasés direct, inverse, homopolaire.

Tableau : application des composantes symétriques

figure n° 10

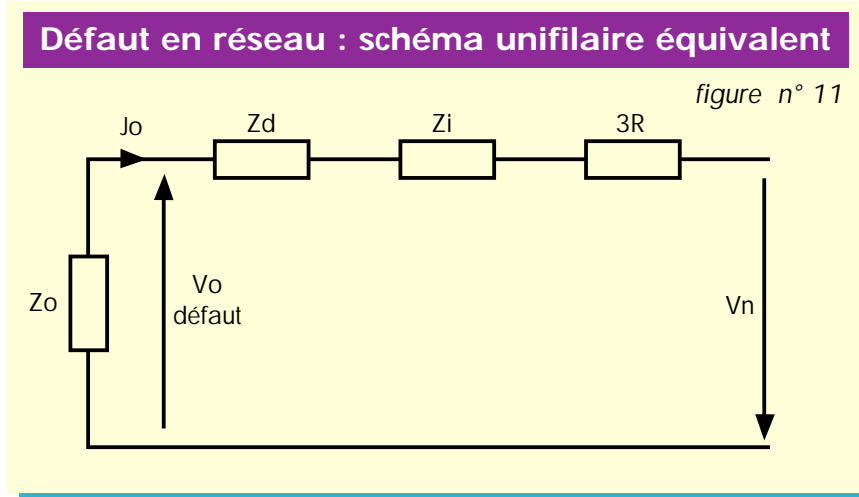
Nature du court circuit	Equations réelles du défaut	Equation caractérisant le défaut	Schéma équivalent monophasé (méthode des connexions)	Composantes symétriques des tensions et courants	Grandeurs réelles des tensions et courants
Défaut monophasé franc (Résistance défaut $R = 0$ )	$V_1 = 0$ $j_2 = j_3 = 0$	$V_d + V_1 + V_0 = 0$ $j_d = j_1 = j_0 = \frac{j_1}{3}$		$j_d = j_1 = j_0 = \frac{V_n}{Z_d + Z_1 + Z_0}$ $V_d = \frac{(Z_1 + Z_0) V_n}{Z_d + Z_1 + Z_0}$ $V_d = - \frac{Z_1}{Z_d + Z_1 + Z_0} V_n$ $V_0 = - \frac{Z_0}{Z_d + Z_1 + Z_0} V_n$	$j_1 = \frac{3V_n}{Z_d + Z_1 + Z_0} = 3j_0$ $j_2 = j_3 = 0$ $V_1 = 0$ $V_2 = \frac{(a^2 - a) Z_1 + (a - 1) Z_0}{Z_d + Z_1 + Z_0} V_n$ $V_3 = \frac{(a - a^2) Z_1 + (a - 1) Z_0}{Z_d + Z_1 + Z_0} V_n$
Défaut monophasé résistant (Résistance défaut différente de 0 $R \neq 0$ )	$V_1 = Rj_1$ $j_2 = j_3 = 0$	$V_d + V_1 + V_0 = 3Rj_d$ $j_d = j_1 = j_0 = \frac{j_1}{3}$		$j_d = j_1 = j_0 = \frac{V_n}{Z_d + Z_1 + Z_0 + 3R}$ $V_d = \frac{(Z_1 + Z_0 + 3R) V_n}{Z_d + Z_1 + Z_0 + 3R}$ $V_d = - \frac{Z_1}{Z_d + Z_1 + Z_0 + 3R} V_n$ $V_0 = - \frac{Z_0}{Z_d + Z_1 + Z_0 + 3R} V_n$	$j_1 = \frac{3V_n}{Z_d + Z_1 + Z_0 + 3R}$ $j_2 = j_3 = 0$ $V_1 = \frac{Z_0 + 3R}{Z_d + Z_1 + Z_0 + 3R} V_n$ $V_2 = \frac{(a^2 - a) Z_1 + (a^2 - 1) Z_0 + a^2 3R}{Z_d + Z_1 + Z_0 + 3R} V_n$ $V_3 = \frac{(a - a^2) Z_1 + (a - 1) Z_0 + a 3R}{Z_d + Z_1 + Z_0 + 3R} V_n$



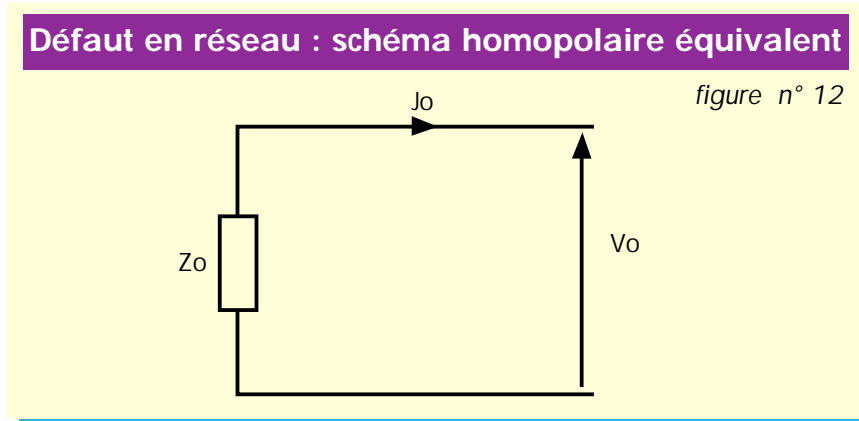
Les équations générales des composantes symétriques (définies ci-avant) permettent de déterminer, dans le cas d'un défaut particulier :

- Les schémas équivalents monophasés.
- Les valeurs des composantes symétriques.
- Les grandeurs réelles des courants et tensions au point de défaut.

Le schéma obtenu pour un défaut monophasé résistant (voir tableau page précédente) en application des composantes symétriques peut se mettre sous la forme suivante :



Le schéma homopolaire obtenu précédemment était le suivant :



En comparant ce schéma homopolaire à celui du défaut monophasé résistant ci-dessus, on constate que la tension  $\vec{V}_o$ , tension homopolaire du défaut, est égale à celle d'un générateur de tension  $V_n$  (tension simple du réseau) avec une impédance interne  $\vec{Z}_d + \vec{Z}_i + 3\vec{R}$  au signe près.

On peut considérer alors le défaut comme un générateur de tension homopolaire  $\vec{V}_o$  ; si la résistance du défaut est nulle et en négligeant les impédances directe et inverse des lignes HTB, alors  $V_o = -V_n$ .

Par ailleurs :

- $Z_d = Z_d \text{ transfo HTB/HTA} + Z_d \text{ lignes HTA}$  ;
- $Z_i = Z_i \text{ transfo HTB/HTA} + Z_i \text{ ligne HTA}$  ;
- $Z_o = Z_o \text{ transfo HTB/HTA} + Z_o \text{ ligne HTA} + Z_o \text{ retour sol.}$

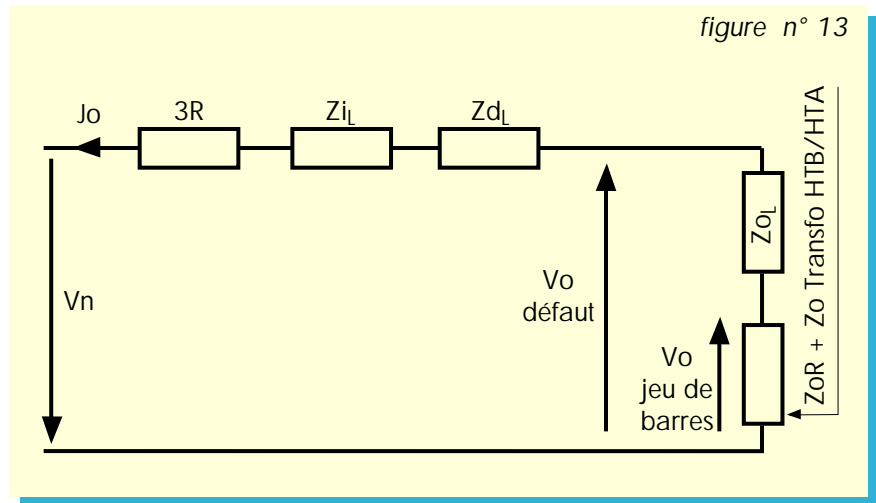


*Schéma équivalent d'un réseau en défaut*

$Z_0$  retour dépend surtout du régime du neutre (impédance du neutre).

$Z_d$  transformateur et  $Z_i$  transformateur sont généralement négligés (devant les autres impédances).

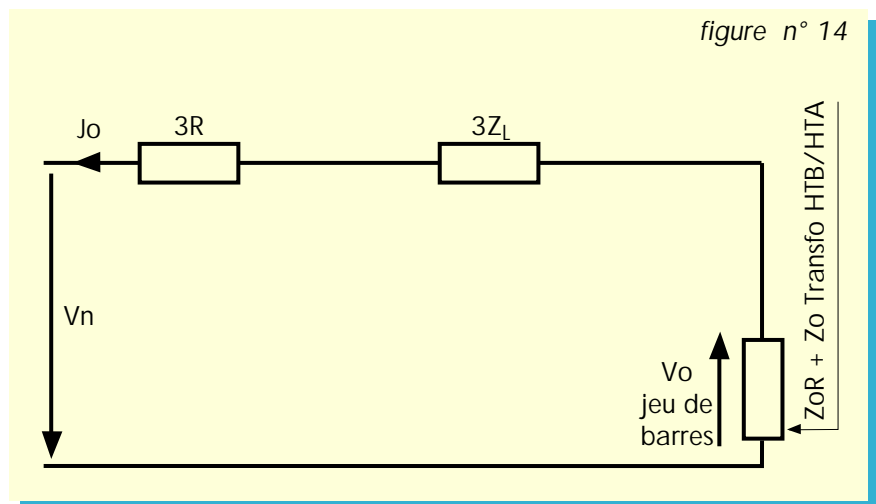
Le schéma du défaut peut alors se mettre sous la forme suivante :



$$Z_{iL} + Z_{dL} + Z_{oL} = 3 Z_L$$

avec  $Z_{iL} = Z_i$  ligne HTA,  $Z_{dL} = Z_d$  ligne HTA,  $Z_{oL} = Z_0$  ligne HTA.

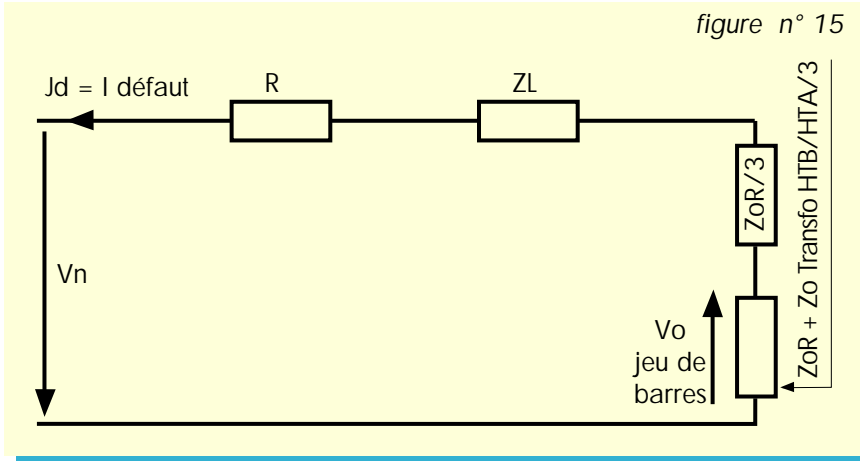
Le schéma devient alors :



Or le courant de défaut  $\vec{J}_d$  est égal à  $3\vec{J}_0$  (3 fois le courant homopolaire  $\vec{J}_0$ ).

## Schéma équivalent d'un réseau en défaut

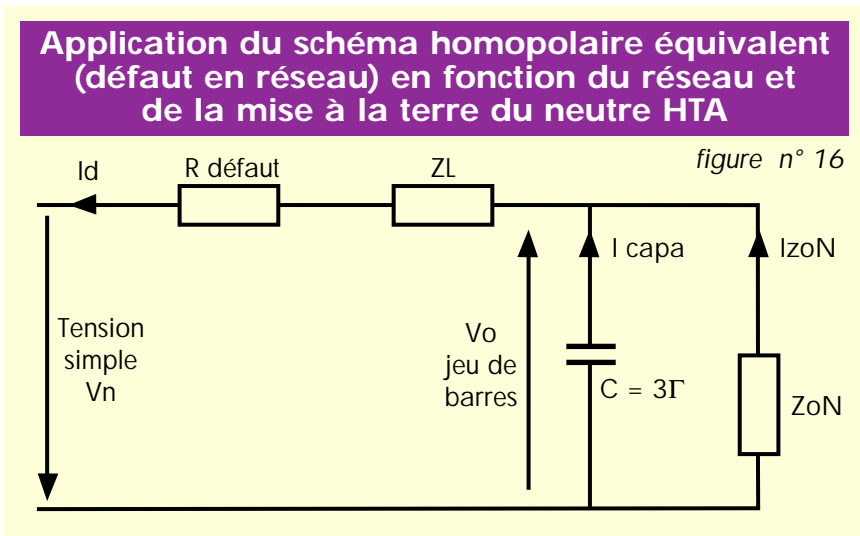
Le schéma donnant le courant de défaut est donc le suivant (en divisant les impédances par trois).



Si  $Z_{or}$  est une résistance de neutre alors  $\frac{Z_{or}}{3} = R_n$

Si  $Z_{or}$  est une bobine de compensation alors  $\frac{Z_{or}}{3} = r + jx$

En plaçant alors la capacité homopolaire du réseau ( $C = 3 \Gamma$ ) de tous les départs, on obtient alors le schéma équivalent définitif du défaut monophasé.



$R_d$  : Résistance du défaut (ou de la prise de terre sur laquelle arrive le défaut)

$\Gamma$  : Capacité homopolaire globale du réseau par phase

$Z_L$  : Impédance de la ligne

$I_d$  : Courant de défaut

$Z_{on}$  : Impédance de mise à la terre

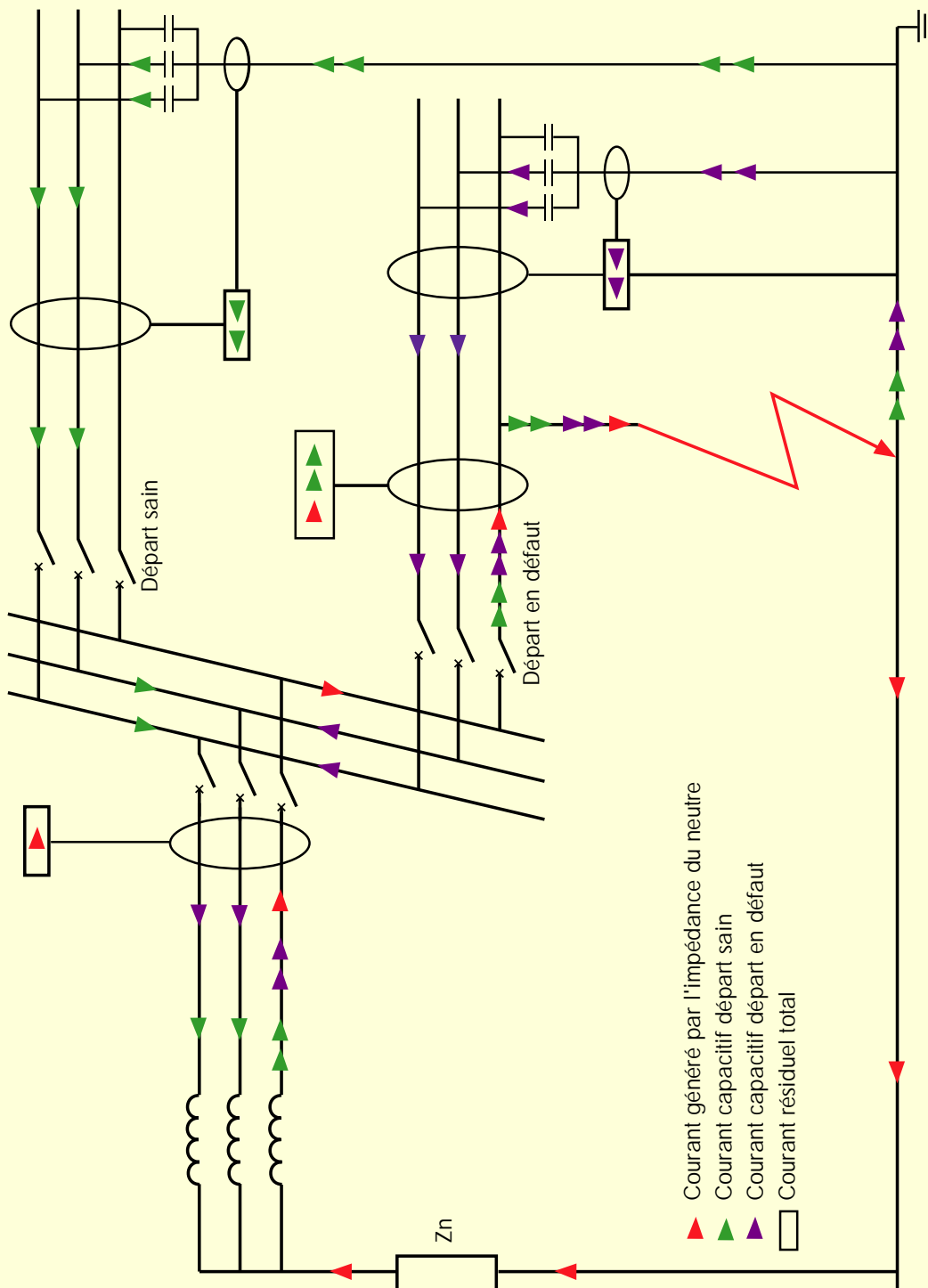
$$\vec{I}_d = \vec{I}_{capa} + \vec{I}_{Zon}$$

### 3 • Réseau HTA à neutre mis à la terre par résistance

La nature et les circulations des courants en cas de défaut monophasé sont données ci-après :

#### Mise à la terre du neutre HTA par résistance

figure n° 17





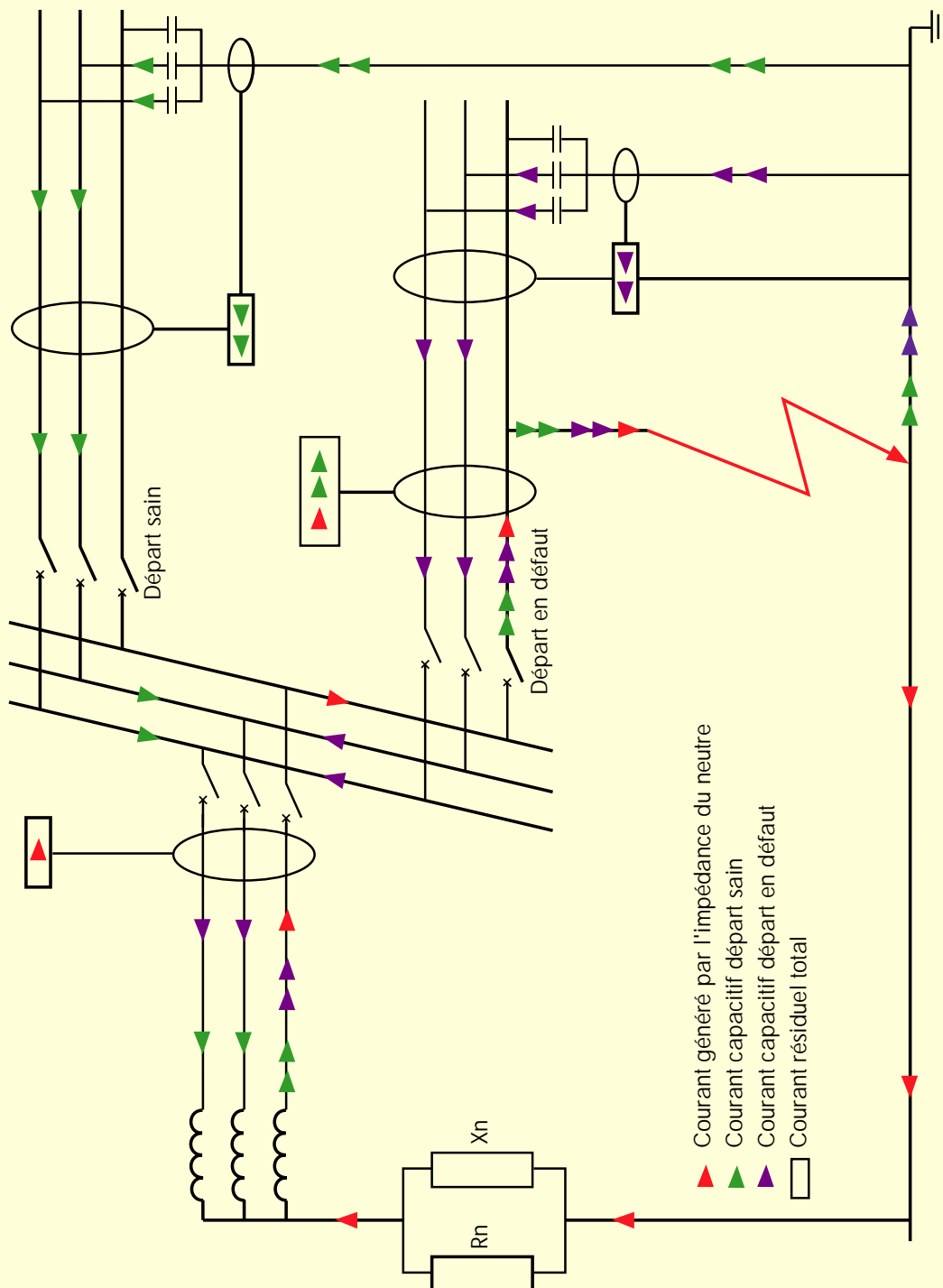
BP 14

# 4 • Réseau HTA à neutre mis à la terre par bobine de compensation

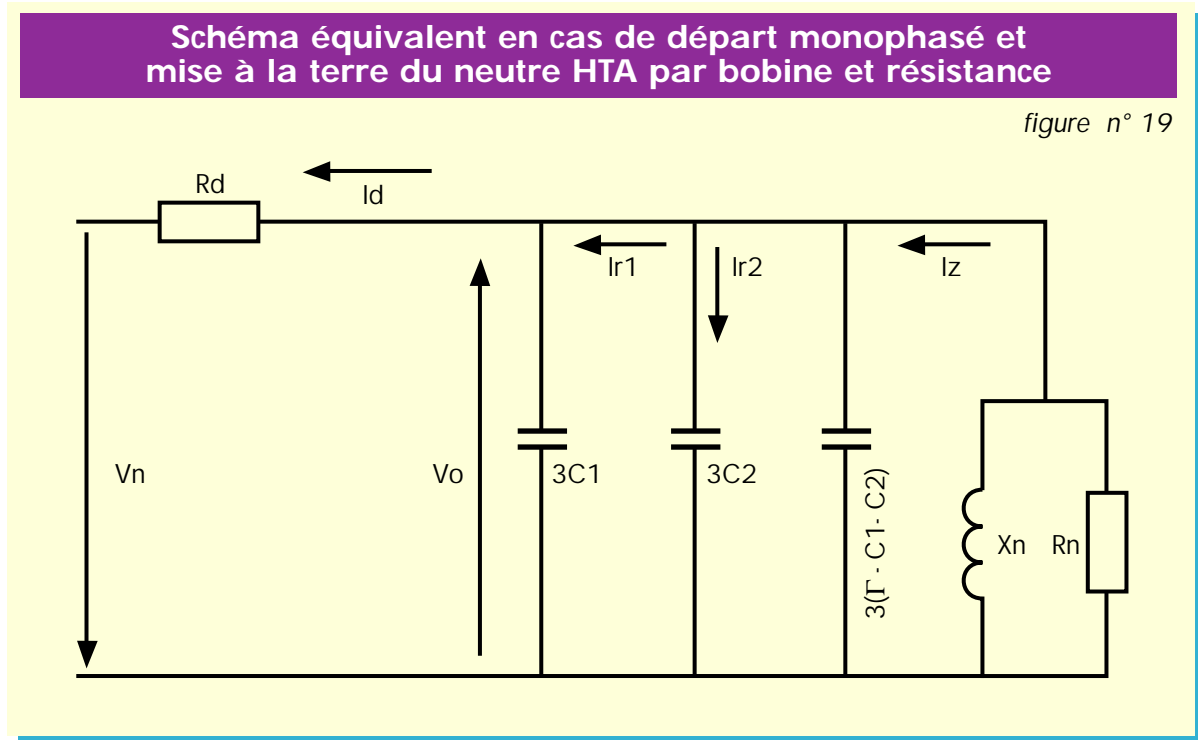
La nature et les circulations de courant en cas de défaut monophasé résistif sont illustrées ci-après :

## Nature et répartition des courants lors d'un défaut phase-terre sur un réseau mis à la terre par bobine de compensation

figure n° 18



Les développements précédents montrent qu'en première approximation, le schéma homopolaire équivalent de ce réseau est le suivant :



On établit alors les relations :

$\vec{V}_0$  : tension homopolaire sur le jeu de barres HTA.

$\vec{I}_Z = -\vec{V}_0 + \vec{V}_0$  : courant circulant dans la mise à la terre du neutre HTA.

$\vec{I}_C = -3 \Gamma \omega \vec{V}_0$  : courant total capacitif fourni par le réseau.

$\vec{I}_d = \vec{I}_Z + \vec{I}_C$  : courant circulant dans le défaut.

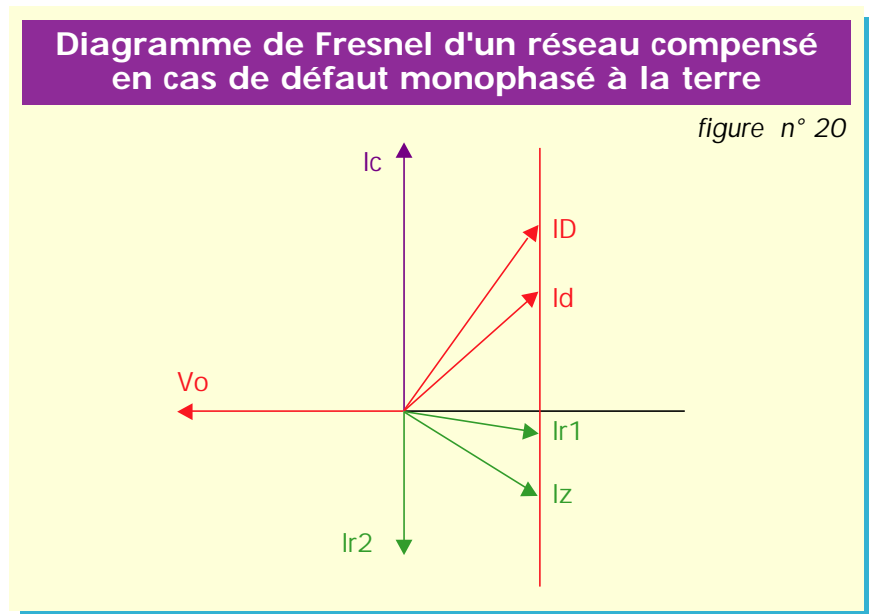
$\vec{I}_{r1} = \vec{I}_d + 3 j C1 \omega \vec{V}_0$  : courant résiduel circulant dans le départ en défaut.

$\vec{I}_{r2} = 3 j C2 \omega \vec{V}_0$  : courant résiduel circulant dans un des départs sains.

Sur les réseaux compensés, le courant capacitif est "neutralisé" par le courant inductif fourni par la bobine.

Le courant de défaut est alors la somme du courant résistif dû à l'impédance de point neutre et du courant réactif résultant du désaccord entre l'inductance de cette impédance et la capacité homopolaire du réseau.

Le diagramme de Fresnel (courant, tension) s'établit alors comme suit :



Maquette  
Régime du Neutre HTA  
Manipulations :  
D3 - D6 - D7

Le but recherché est de limiter le courant de défaut (réduction des surtensions et auto extinction des défauts).

Pour ce faire, il est donc intéressant, d'une part que l'accord de la bobine à la capacité du réseau soit bon, d'autre part que la contribution résistive soit faible. Ainsi, le courant circulant dans le départ en défaut est réduit, et peut être du même ordre de grandeur, ou même inférieur, au courant circulant sur un départ sain.

# Chapitre 2

## Analyse de défauts particuliers

<b>1 • Les défauts doubles .....</b>	<b>31</b>
<b>1.1. - Cas d'un défaut double .....</b>	<b>32</b>
<b>1.2. - Cas du double défaut monophasé .....</b>	<b>33</b>
<b>1.3. - Cas du double défaut avec coup de shunt .....</b>	<b>35</b>
<b>2 • Calcul du courant de défaut monophasé en cas de rupture d'un conducteur aérien .....</b>	<b>37</b>
<b>2.1. - Rupture d'un conducteur avec contact à la terre du côté de la charge (défaut en retour) ...</b>	<b>37</b>
<b>2.2. - Rupture d'un conducteur sans contact à la terre .....</b>	<b>41</b>
<b>3 • Shunt et auto transformateur .....</b>	<b>43</b>



BP 15

## 1 • Les défauts doubles

Les défauts doubles à la terre résultent la plupart du temps d'une évolution du réseau à partir d'une situation de défaut simple.

Ces défauts simples, qu'ils soient monophasés ou polyphasés, se caractérisent de la manière suivante :

- ils sont évidemment localisés en un seul point ;
- le courant de retour à la terre locale, s'il existe, passe toujours dans l'impédance de mise à la terre du neutre (accessoirement, par les capacités homopolaires des départs) ;
- le courant de défaut bi ou triphasé reste circonscrit aux conducteurs actifs et au siège du défaut.

**Lorsqu'un défaut double apparaît sur un réseau à la suite d'un défaut simple, on constate les faits suivants :**

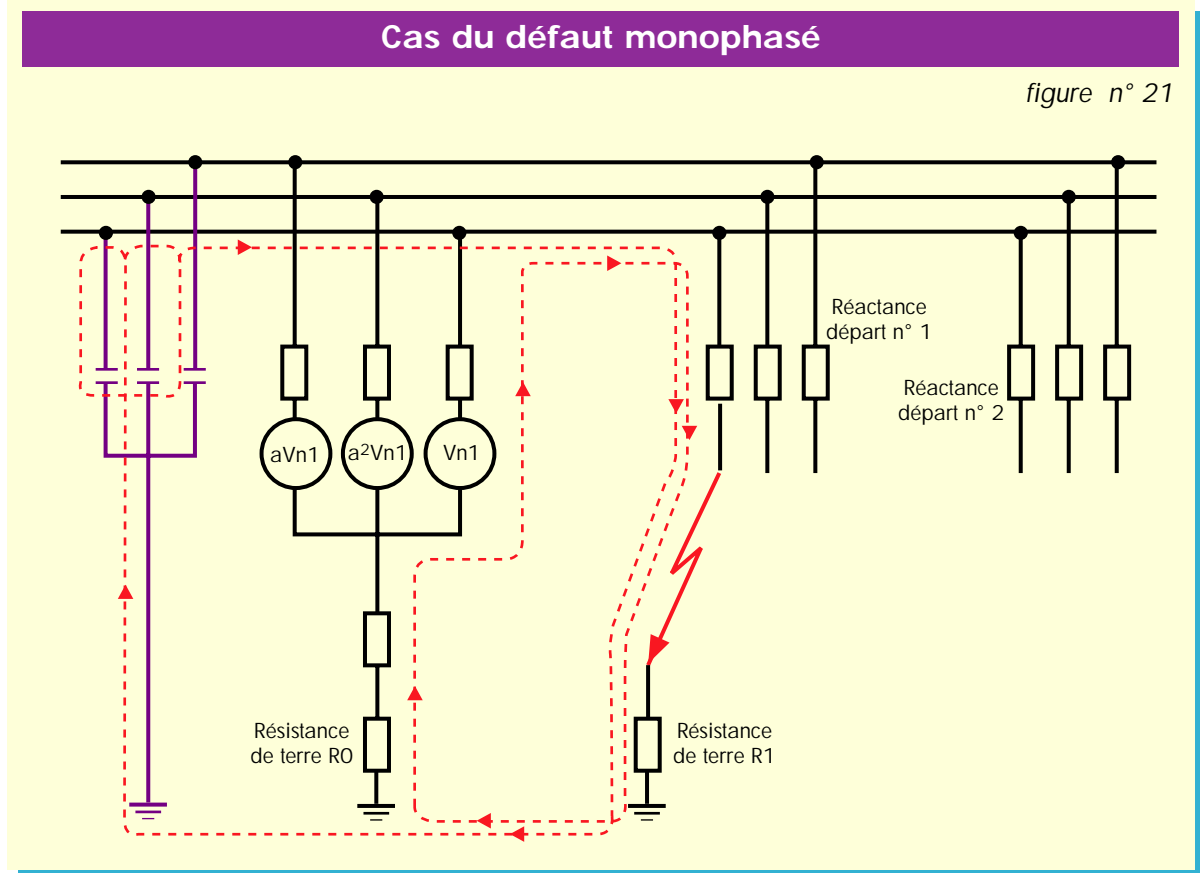
- **le second défaut affecte la ou les phases non intéressées par le premier défaut ;**
- **le second défaut n'a pas lieu au même endroit que le premier.**

Lorsqu'un défaut à la terre apparaît sur une phase du réseau HTA, il s'accompagne d'une montée en tension des deux autres phases du poste source. Cette montée atteint la tension composée, soit 21 kV efficaces. Elle est de plus susceptible de s'accompagner de phénomènes transitoires de fréquence élevée. Lorsqu'un point faible existe en réseau sur une des autres phases, un second défaut peut apparaître. Un chemin électrique permet alors le passage d'un courant de court-circuit biphasé qui transite par les terres locales des défauts.

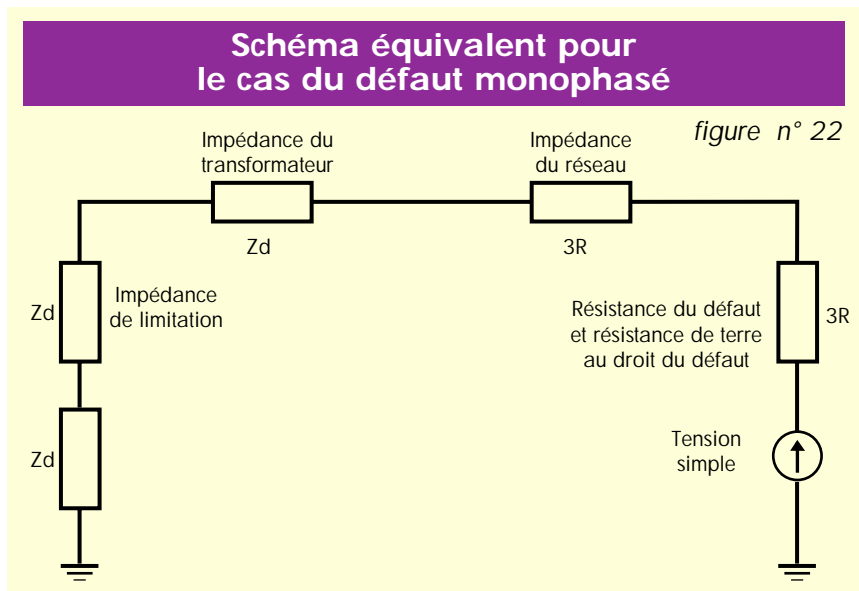
Les conséquences électriques des défauts doubles sont détaillées ci-après.



### 1.1. - Cas d'un défaut double



La circulation du courant de défaut homopolaire (cf. figure n° 21) provient de la présence d'une tension homopolaire égale à la tension simple du réseau, appliquée aux bornes d'un ensemble d'impédances illustré par la figure n° 22 (en supposant le réseau aérien, c'est-à-dire avec une faible capacité homopolaire).



Ordres de grandeur pour un réseau aérien 20 kV :

- $R_0$  : Inférieure à  $1 \Omega$
- $Z_0$  : Résistance de l'ordre de  $40 \Omega$
- $R_1$  : Résistance du défaut.

Compte tenu des ordres de grandeur mentionnés, on peut, en première approximation, utiliser la formule simplifiée :

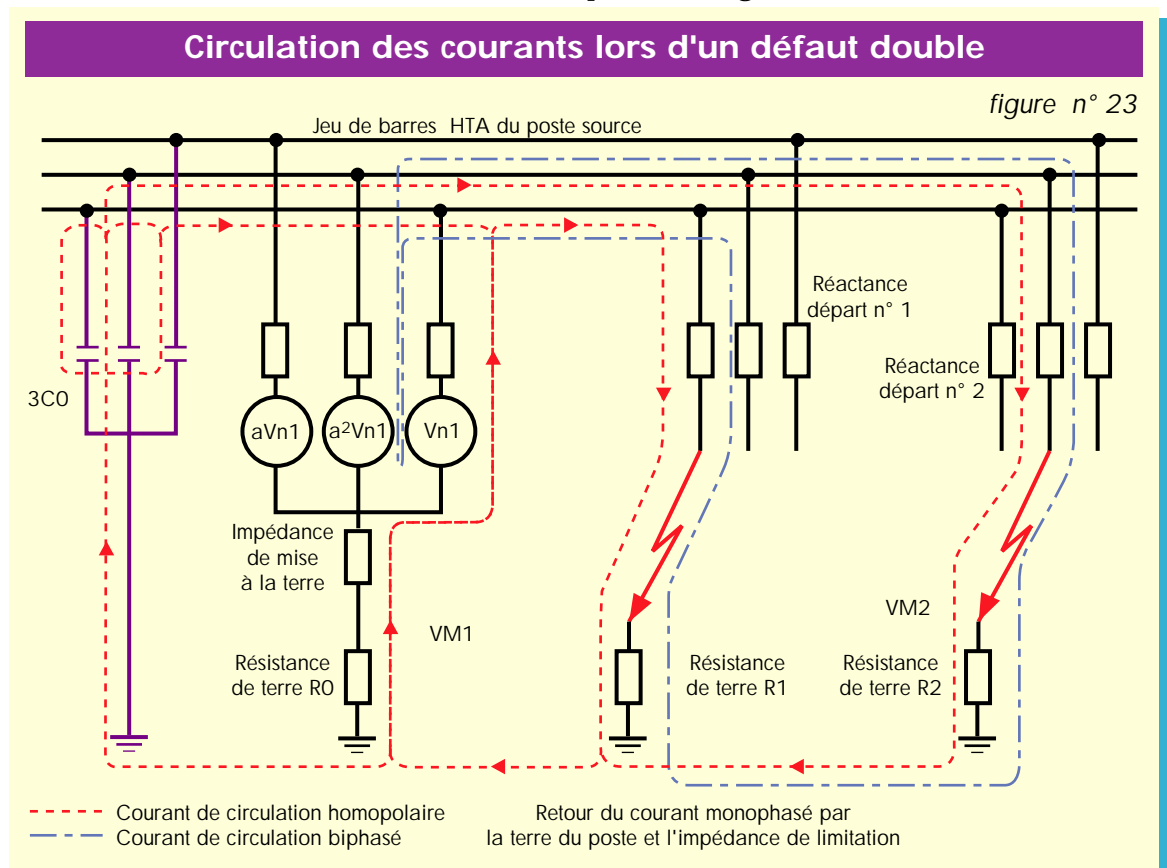
$$\vec{I}_D \approx \frac{\vec{V}_0}{Z_0 + R_1} \text{ où } \vec{I}_D \text{ est le courant de défaut.}$$

Le courant d'un défaut franc phase-terre est donc limité à environ :

$$\frac{12\,000}{40} = 300 \text{ A.}$$

### 1.2. - Cas du double défaut monophasé

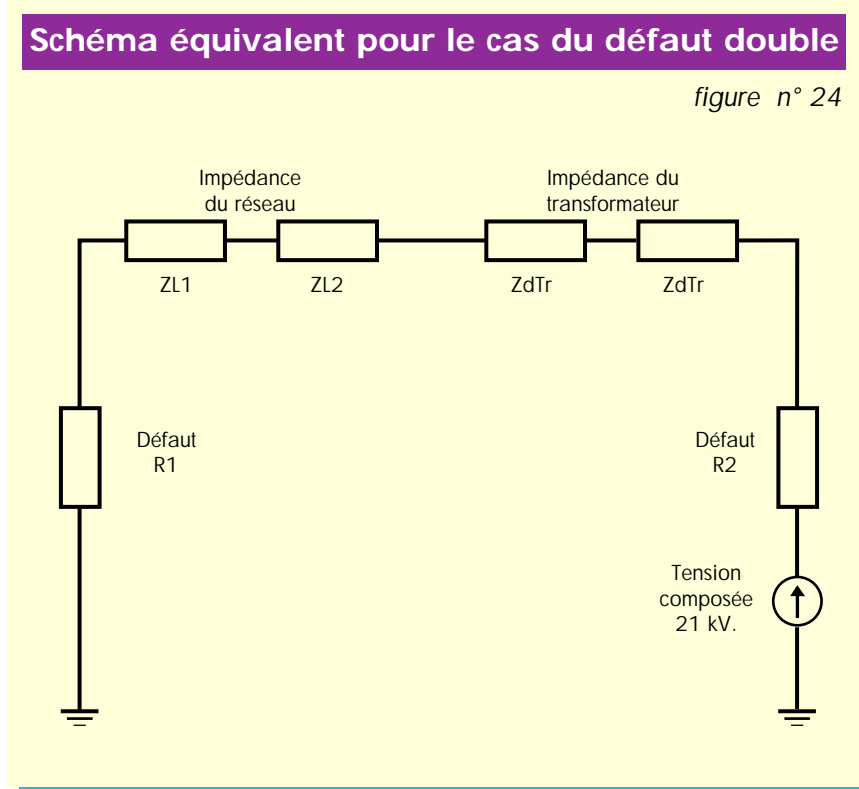
Lors d'un défaut double, la circulation des courants de défaut s'établit comme indiqué sur la figure n° 23.



Les courants de défaut se décomposent en deux :

- l'un qui correspond au court-circuit biphasé ;
- l'autre qui correspond au courant de retour par la résistance de limitation.

L'amplitude du court-circuit biphasé peut être évaluée à partir du schéma équivalent suivant :



Le réseau apparaît alors comme un générateur de tension 21 kV et d'impédance interne selfique :  $Z = ZL1 + ZL2 + 2Zdtr$ .

**La tension aux bornes des terres étant répartie au prorata de leur résistance, si l'une des terres est très supérieure à l'autre ( $R1 \gg R2$  par exemple), elle sera portée, lors d'un défaut double, à un potentiel pouvant atteindre la tension composée du réseau pour des courts-circuits proches du poste source.**

$R1 \gg R2$  et si  $Z \ll R1$  (défauts proches du poste) :

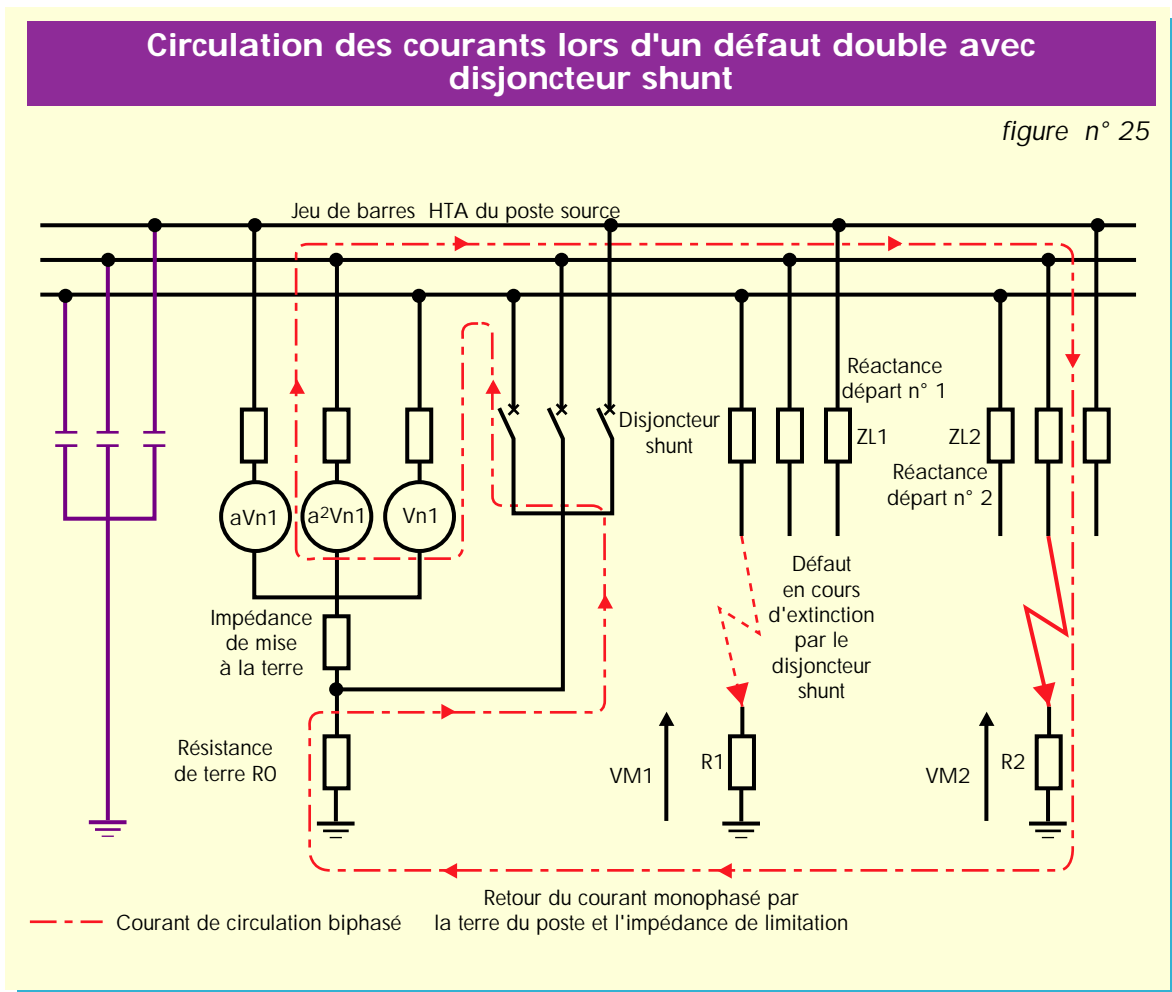
$$VM1 \approx U = 21 \text{ kV} \text{ et } VM2 \approx \frac{R2}{R1} U \text{ (quelques centaines de volts).}$$

Pour que la montée en potentiel soit minimale (proche des 8 kV à 50 Hz de tension d'amorçage de l'éclateur disposé entre neutre BT et masse HTA dans les coffrets des disjoncteurs BT des postes type H61 - voir norme HN 63 S11), il faut  $R1 = R2$  alors :

$$VM1 \approx \frac{R1}{2 R1 + jZ} U \qquad VM2 \approx \frac{R2}{2 R2 + jZ} U$$

### 1.3. - Cas du double défaut avec coup de shunt

Lorsqu'un poste est équipé d'un disjoncteur shunt, le fonctionnement de celui-ci, pour éliminer un défaut simple en réseau, crée un défaut monophasé franc au poste source. Il y a donc, comme précédemment, risque d'évolution en défaut double. La circulation des courants est alors illustrée par la figure n° 25.



Par rapport au cas précédemment évoqué, sur défaut biphase, l'impédance interne du générateur de tension devient :

- $Z = ZL2 + 2 Z_{tr}$

soit environ deux fois moins que précédemment pour des défauts situés en milieu de réseau.

Dans la majorité des cas,  $R2$  est très supérieur à  $R0$  (terre du poste source) et  $R2 > Z$ , ce qui permet d'écrire :

- $R2 + R0 + jZ \approx R2$

d'où :

- $VM2 \approx U = 21 \text{ kV}$

- $VM1 \approx 0$

**Ordres de grandeurs :**

Pour un réseau exploité à 21 kV et alimenté par un transformateur de 36 MVA ( $Z_{dTr} = j2 \Omega$ ), si le deuxième défaut s'amorce à 10 km du poste sur une terre locale  $R_2 = 30 \Omega$ .

$$Z = Z_L + 2 Z_{tr}$$

$$Z_L = j \cdot 0,4 \Omega/\text{km} \text{ (B 61.22 paragraphe 3.11)}$$

$$Z = 10 \cdot j 0,4 \Omega + 2 j 2 \Omega = j 8 \Omega$$

$R_0$  = Valeur de terre du poste (1  $\Omega$ )

$$VM_2 = \frac{30}{30 + 1 + j 8 \Omega} \cdot 21 \text{ kV}$$

$$VM_2 = \frac{30}{\sqrt{(31)^2 + (8)^2}} \cdot 21 = 19,7 \text{ kV}$$

## 2 • Calcul du courant de défaut monophasé en cas de rupture d'un conducteur aérien

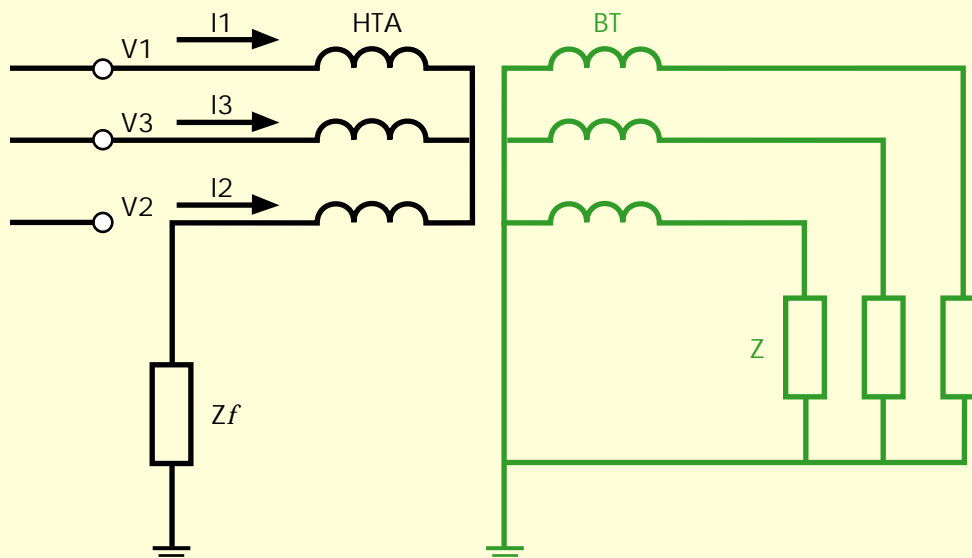
### 2.1. - Rupture d'un conducteur avec contact à la terre du côté de la charge (défaut en retour)

Ce calcul fait appel à la méthode des composantes symétriques.

- Pour un réseau HTA avec conducteur à la terre du côté de l'utilisation (poste HTA/BT), en supposant que la valeur de la capacité homopolaire à l'aval du défaut est négligeable, le schéma suivant illustre ce type de défaut.

#### Réseau HTA : rupture d'un conducteur avec câble à la terre

figure n° 26



V1, V2, V3 : tensions entre phase et terre  
aux bornes HTA du transformateur  
Z : impédance de charge du réseau BT  
Zf : impédance du défaut

Le calcul du courant de défaut est effectué dans les deux cas extrêmes où Zf est nulle ou infinie :

**a) L'impédance de défaut est nulle  $Z_f = 0$**

avec  $a = e^{2j\pi/3}$  et  $1 + a + a^2 = 0$

- $\vec{V}_1 = \vec{V}$

- $\vec{V}_2 = 0$

- $\vec{V}_3 = a\vec{V}$

Les tensions directe  $\vec{V}_d$ , inverse  $\vec{V}_i$  et homopolaire  $\vec{V}_o$  sont alors :

- $\vec{V}_d = \frac{1}{3} (\vec{V}_1 + a\vec{V}_2 + a^2\vec{V}_3) = \frac{2}{3} \vec{V}$
- $\vec{V}_i = \frac{1}{3} (\vec{V}_1 + a^2\vec{V}_2 + a\vec{V}_3) = \frac{1}{3} (1 + a^2) \vec{V}$
- $\vec{V}_o = \frac{1}{3} (\vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3) = \frac{1}{3} (1 + a) \vec{V}$

L'impédance du transformateur étant faible devant celle de la charge  $Z$ , l'impédance du circuit du transformateur et de sa charge, ramenée côté HTA, est peu différente de l'impédance de charge  $Z$ .

Les impédances directe  $Z_d$ , inverse  $Z_i$ , et homopolaire  $Z_o$  sont :

- $Z_d = Z_i = Z$
- $Z_o = \infty$  car le neutre HTA du transformateur est isolé de la terre.

Les courants direct  $I_d$ , inverse  $I_i$  et homopolaire  $I_o$  s'écrivent :

- $\vec{I}_d = \frac{\vec{V}_d}{Z_d} = \frac{1}{Z} \left(\frac{2}{3}\right) \vec{V}$
- $\vec{I}_i = \frac{\vec{V}_i}{Z_i} = \frac{1}{Z} \left(\frac{1+a^2}{3}\right) \vec{V}$
- $I_o = 0$

On en déduit le courant de défaut :

$$\vec{I}_2 = \vec{I}_o + a^2\vec{I}_d + a\vec{I}_i$$

soit :

$$\vec{I}_2 = \frac{\vec{V}}{3Z} a^2$$

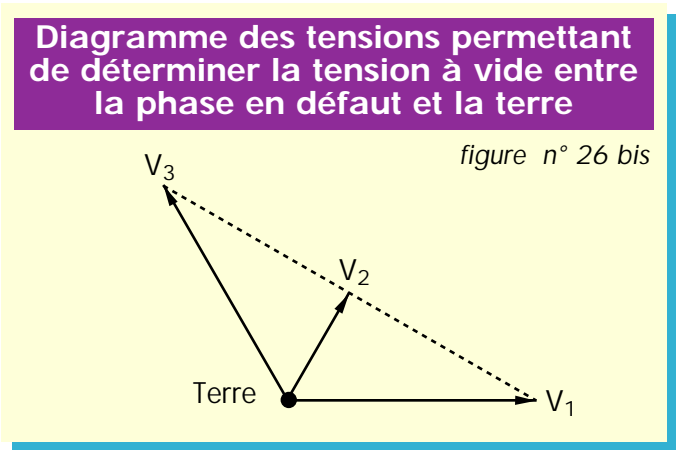
Ainsi, si l'impédance de défaut  $Z_f$  à l'endroit où le conducteur touche le sol est nulle, le courant de défaut est égal à :

- $\frac{\vec{V}}{3Z}$

**b) L'impédance de défaut est infinie**

- $\vec{I}_2 = 0$
- $\vec{V}_1 = \vec{V}$
- $\vec{V}_3 = a\vec{V}$

et  $\vec{V}_2$  est donné à partir du diagramme des tensions de la figure 26 bis :



$$\vec{V}_2 = \frac{\vec{V}_1 + \vec{V}_3}{2}$$

On en déduit :

$$\vec{V}_2 = \frac{1+a}{2} \vec{V} = -\frac{a^2}{2} \vec{V}$$

**c) Conclusion**

Ainsi, l'ensemble du poste HTA/BT et du fil tombé à terre constitue un **générateur** dont la tension à vide est égale à :

- $\vec{V}_2 = -\frac{a^2}{2} \vec{V}$

et le courant de court-circuit :

- $\vec{I}_2 = \frac{\vec{V}}{3Z} a^2$

L'impédance interne de ce générateur est donc :

- $Z_g = \frac{V_2}{I_2} = \frac{3Z}{2}$



**d) Application numérique**

Il est intéressant de comparer la valeur de l'impédance de charge avec les valeurs des défauts que l'on rencontre sur les réseaux HTA (entre 0 et 1000  $\Omega$  essentiellement).

Ainsi, la puissance absorbée par la charge Z, préalablement au défaut, est :

- $P = 3 \frac{V^2}{Z} = \frac{U^2}{Z}$ , où U est la tension entre phases.

Le courant absorbé par la charge est de :

- $I = \frac{P}{3V}$

On a par exemple, pour :

- $P = 54 \text{ kW}$

une impédance de charge :

- $Z = 3 \frac{V^2}{P} = 8 \text{ k}\Omega$

soit une impédance interne du générateur :

- $Z_g = 12 \text{ k}\Omega$

On constate donc que, quelle que soit la résistance de terre au droit du défaut (par exemple entre 0 et 1 000  $\Omega$ ), son influence sera négligeable devant celle du transformateur et de sa charge.

On peut exprimer le courant de défaut à la terre en fonction de la puissance absorbée :

- $I_2 = \frac{P}{9V} a^2$ , (en effet  $\vec{I}_2 = \frac{\vec{V}}{3Z} a^2$  et  $Z = \frac{3V^2}{P}$ )

ou en fonction du courant initial avant le défaut :

- $I_2 = \frac{I}{3} a^2$  (en effet  $I = \frac{P}{3V}$ )

Si le seuil de détection de terre résistante est de 0,5 A (réseau aérien en 20 kV), on ne peut détecter le défaut que si :

- $P > 0,5 \cdot 9 \cdot 12 \cdot 10^3$

soit  $P > 54 \text{ kW}$ .

Si on se trouve sur un réseau fortement capacitif (par exemple 300 A) et que cela nécessite un réglage de la détection à 1,5 A (cas typique d'un transformateur de 36 MVA), le courant de défaut en réseau qui sera détecté est alors de :

- $\sqrt{2} \cdot 1,5 = 2,12 \text{ A}$

ce qui ne permet de détecter les câbles à la terre que si la puissance consommée en aval du défaut est d'au moins 230 kW.

*Les EPATR apportent dans ce cas une très nette amélioration de la situation, car ils détectent des courants de défaut de 0,7 A et donc fonctionnent pour une charge aval supérieure à 76 kW.*

## 2.2. - Rupture d'un conducteur sans contact à la terre

Les résultats du calcul des tensions sont donnés par des relations :

- $\vec{V}_1 = V$
- $\vec{V}_3 = aV$
- $\vec{V}_2 = \frac{a^2}{2} V$

Dans le cas de la rupture d'un conducteur d'un réseau HTA avec couplage capacitif à la terre (figure n° 27) et si C est la capacité monophasée du réseau à l'aval du défaut, on construit le diagramme de la figure n° 28.

Les trois tensions  $\vec{V}_1$ ,  $\vec{V}_2$  et  $\vec{V}_3$  introduisent des courants qui circulent dans les trois capacités en aval du défaut. Le courant résultant est :

- $\vec{I}_d = 3\vec{I}_2$

et on a :  $\vec{V}_2 = \frac{\vec{V}}{2}$

Le courant de déséquilibre capacitif vaut alors :

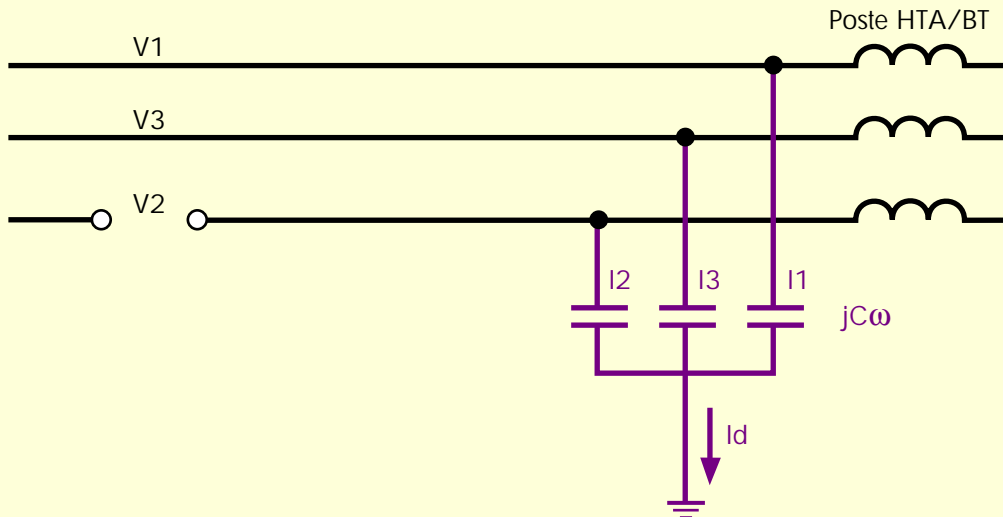
- $\vec{I}_d = \frac{3}{2} C \omega \vec{V}$

or le courant résiduel capacitif des réseaux  $3 I_o$  est égal à  $3 V C \omega$  ; on a donc :

- $\vec{I}_d = \frac{3}{2} \vec{I}_o$

Réseau HTA : rupture d'un conducteur avec couplage capacitif à la terre

figure n° 27



Le courant capacitif des réseaux aériens est d'environ 5 A pour 100 km ( $3 I_0/\text{km} = 0,05 \text{ A}$ ).

Pour un réglage du détecteur de terre à 0,5 A, la longueur L (km) du réseau en aval doit être telle que :

- $\frac{1}{2} \cdot L \cdot (3 I_0/\text{km}) > 0,5 \text{ A}$

soit :

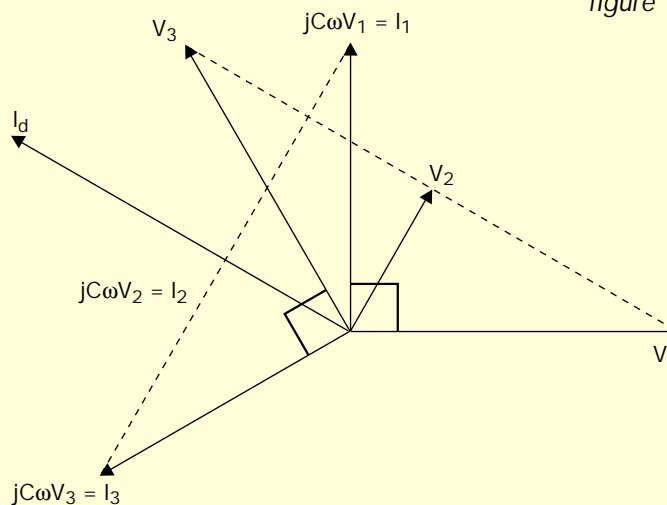
- $L > 0,5 \cdot \frac{2}{0,05}$

- $L > 20 \text{ km}$

Ainsi pour un réglage de 0,5 A, la rupture d'un conducteur sans contact à la terre ne peut être détectée que si la longueur aérienne en aval du défaut est supérieure à 20 km (le cas est rare).

Diagramme des tensions dans le cas de rupture d'un conducteur avec couplage capacitif à la terre

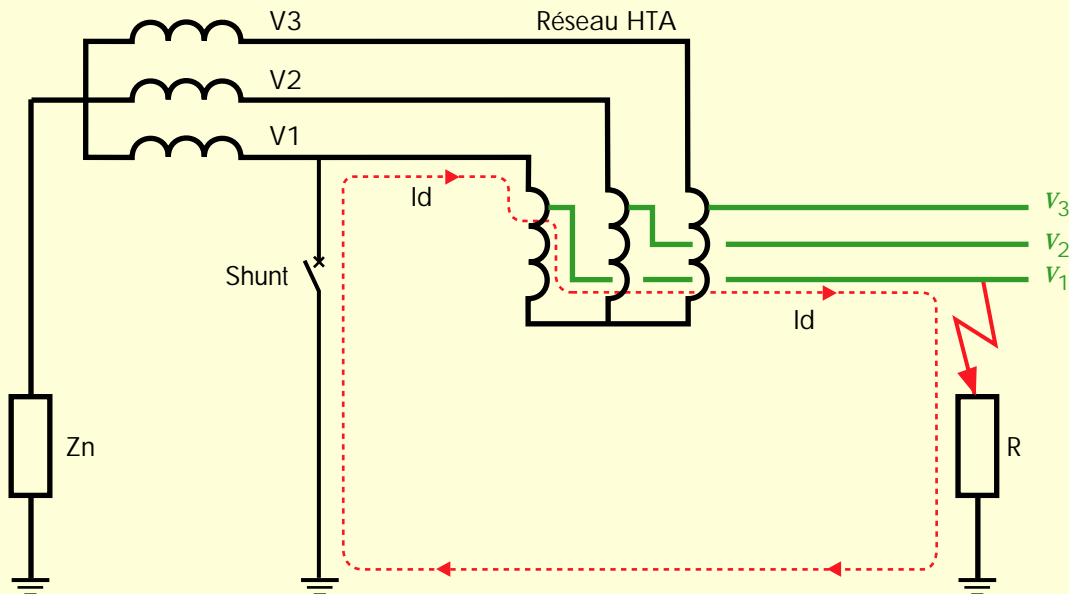
figure n° 28



### 3 • Shunt et auto transformateur

#### Réseau affecté d'un défaut monophasé en aval d'un auto transformateur pendant le coup de shunt

figure n° 29



Lorsqu'un défaut phase-terre de résistance  $R$  apparaît en aval de l'auto transformateur, l'emploi du disjoncteur shunt n'est pas efficace puisqu'il ne permet pas d'annuler la tension aux bornes du défaut. En effet, on maintient alors la tension  $V_1 - \varnothing 1$  aux bornes.

De plus, le fonctionnement du disjoncteur shunt entraîne la mise en court-circuit d'une partie d'un enroulement de l'auto-transformateur par la résistance du défaut. De ce fait, le courant de défaut qui passait précédemment au travers de l'impédance de point neutre  $Z_n$  n'est plus alors limité que par la réactance de cette portion d'enroulement, ce qui peut conduire à des valeurs notablement plus importantes pour ce courant (de l'ordre de 1000 A).

**L'emploi de disjoncteurs shunt sur les réseaux équipés d'auto-transformateurs est donc déconseillé.**

# Chapitre 3

## Capacités homopolaires des câbles et lignes

- 1 • Ordre de grandeur des capacités homopolaires  $C_0$  et des courants capacitifs résiduels  $I_0$  des anciens câbles et des lignes aériennes ..... 47**
  
- 2 • Ordre de grandeur des capacités homopolaires des câbles HN 33 S 23 sous 20 kV ..... 49**

# 1 • Ordre de grandeur des capacités homopolaires Co et des courants capacitifs résiduels 3 Io des anciens câbles et des lignes aériennes

Tension de service kV	Tension spécifiée en kV	Section (mm <sup>2</sup> )	Câbles souterrains isolés au papier						Lignes aériennes	
			Câble à champ radial		Câble tripolaire à champ non radial				Co	3 Io
			Unipolaire triplomb métallisé		Conducteurs ronds		Conducteurs sectoraux		μF/km	A/km
			Co μF/km	3 Io A/km	Co μF/km	3 Io km	Co μF/km	3 Io A/km		
5,5	3,2	30			0,12	0,35	-	-	5 x 10-3	0,015
		38			0,12	0,37	0,16	0,49		
		48			0,13	0,38	0,17	0,52		
		75			0,13	0,4	0,20	0,60		
		95			0,14	0,41	0,22	0,65		
		116			0,14	0,43	0,23	0,70		
		148			0,15	0,45	0,25	0,76		
240			0,16	0,49	0,30	0,89				
10	5,8	30	0,32	1,74	0,10	0,57	0,12	0,64	5 x 10-3	0,027
		38	0,35	1,9	0,11	0,58	0,13	0,69		
		48	0,40	2,18	0,11	0,60	0,14	0,73		
		75	0,48	2,61	0,12	0,65	0,15	0,84		
		95	0,52	2,83	0,12	0,67	0,16	0,90		
		116	0,58	3,16	0,13	0,70	0,18	0,96		
		148	0,64	3,48	0,13	0,73	0,19	1,04		
	240	0,79	4,3	0,14	0,78	0,22	1,18			
	11,6	30	0,21	1,15						
		38	0,24	1,3						
		48	0,27	1,47						
		75	0,33	1,8						
		95	0,36	1,96						
		116	0,41	2,23						
240		0,46	2,5							
15	8,7	30			0,09	0,77	0,11	0,87	5 x 10-3	0,04
		38			0,10	0,81	0,11	0,92		
		48			0,10	0,86	0,12	0,99		
		75			0,11	0,92	0,14	1,12		
		95			0,12	0,96	0,15	1,21		
		116			0,12	0,99	0,16	1,3		
		148			0,13	1,04	0,17	1,39		
	240			0,14	1,12	0,19	1,57			
	11,6	30	0,21	1,72						
		38	0,24	1,96						
		48	0,27	2,21						
		75	0,33	2,69						
		95	0,36	2,94						
		116	0,41	3,35						
240		0,46	3,76							
20	11,6	30	0,21	2,29	0,08	0,91	0,09	-	5 x 10-3	0,054
		38	0,24	2,61	0,09	1,01	0,10	1,13		
		48	0,27	2,94	0,10	1,09	0,11	1,23		
		75	0,33	3,59	0,11	1,19	0,13	1,41		
		95	0,36	3,92	0,11	1,24	0,14	1,51		
		116	0,41	4,47	0,12	1,29	0,15	1,61		
		240	0,46	5,01	0,12	1,33	0,16	1,72		
		240	0,58	6,32	0,13	1,44	0,18	2		

## 2 • Ordre de grandeur des capacités homopolaires des câbles HN 33 S 23 sous 20 kV

Section en mm <sup>2</sup>	Co μF/km	3 Io A/km
3 x 50	0,16	1,8
3 x 95	0,19	2,1
3 x 150	0,225	2,5
3 x 240	0,270	3

Calcul du 3 Io/km pour un câble 3 x 50 mm<sup>2</sup> :

$$3 I_o \left\{ \begin{array}{l} = 3 V C_o \omega \\ = 3 \cdot 11\,600 \cdot 0,16 \cdot 10^{-6} \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \\ = 1,75 \text{ A arrondi à } 1,8 \text{ A.} \end{array} \right.$$

# Chapitre 4

## Mesure du courant capacitif résiduel d'un départ HTA

- 1 • Poste équipé d'un disjoncteur shunt ..... 53**
- 2 • Poste non équipé d'un disjoncteur shunt ... 55**



## 1 • Poste équipé d'un disjoncteur shunt

La méthode de mesure consiste à enregistrer simultanément sur chaque départ HTA le courant capacitif résiduel lors de la mise à la terre directement d'une phase.

**Auparavant, il y a lieu de procéder à une vérification du fonctionnement des protections.**

Le matériel d'enregistrement est de type "oscilloperturbographe" (servant à l'auscultation de réseau).

La mise à la terre d'une des phases est réalisée en provoquant la fermeture du pôle correspondant du disjoncteur shunt.

Cette fermeture est provoquée par l'envoi d'une polarité "ordre de commande". Elle est sans conséquence sur la clientèle.

## 2 • Poste non équipé d'un disjoncteur shunt

La mise à la terre d'une des phases sera réalisée sur le départ condensateurs.

**Avant la fermeture du disjoncteur du départ condensateurs, il est nécessaire de réduire sa temporisation afin d'éviter tout déclenchement des départs HTA.**

Le disjoncteur du départ condensateurs va s'ouvrir par fonctionnement de sa protection et avant que les départs HTA n'aient eu le temps d'agir.

En cas d'absence de départ condensateurs, la mise à la terre d'une phase peut être réalisée sur un départ HTA libéré de tous ses clients.

# Chapitre 5

## Protections ampèremétriques à temps constant (phase et homopolaire) Exemples de réglage

<b>1 • Exemple n° 1 Schémas simplifiés</b> .....	<b>59</b>
1.1. - Calcul des impédances de réseau .....	60
1.2. - Calcul de $I_{ccb}$ .....	61
<b>2 • Exemple n° 2 Calcul complet pour un départ souterrain avec mise à la terre du neutre HTA par bobine de 1000 A.</b> .....	<b>63</b>
2.1. - Généralités .....	63
2.2. - Départs .....	63
2.2.1. - Caractéristiques des départs 1 et 2 .....	63
2.2.2. - Caractéristiques des protections .....	64
2.2.3. - Réglage des relais de phase (calcul de $I_{ccb}$ ) .....	64
2.2.4. - Réglage des relais homopolaires .....	64
2.3. - Arrivée .....	65
2.3.1. - Caractéristiques des protections .....	65
2.3.2. - Réglage des relais de phase .....	65
2.3.3. - Réglage du relais homopolaire .....	65
2.4. - Liaison .....	66
2.4.1. - Caractéristiques des protections .....	66
2.4.2. - Réglage des relais de phase .....	66
2.4.3. - Réglage du relais homopolaire .....	66
<b>3 • Exemple n° 3 Calcul complet pour un départ aérien avec autotransformateur</b> .....	<b>67</b>
3.1. - Généralités .....	67
3.2. - Départ sans autotransformateur .....	68
3.2.1. - Caractéristiques du départ .....	68
3.2.2. - Caractéristiques des protections .....	68
3.2.3. - Réglage des relais de phase (calcul de $I_{ccb1}$ ) .....	68
3.2.4. - Réglage du relais homopolaire .....	68
3.3. - Départ avec autotransformateur .....	69
3.3.1. - Caractéristiques du départ .....	69
3.3.2. - Caractéristiques des protections .....	69

<b>3.3.3. - Réglage des relais de phase</b>	
<i>(calcul de <math>I_{ccb}</math>)</i> .....	69
<b>3.3.4. - Réglage du relais homopolaire</b> .....	70
<b>3.4. - Arrivée</b> .....	70
<b>3.4.1. - Caractéristiques des protections</b> .....	70
<b>3.4.2. - Réglage des relais de phase</b> .....	71
<b>3.4.3. - Réglage du relais homopolaire</b> .....	71
<b>3.5. - Liaison</b> .....	71
<b>3.5.1. - Caractéristiques des protections</b> .....	71
<b>3.5.2. - Réglage des relais de phase</b> .....	72
<b>3.5.3. - Réglage du relais homopolaire</b> .....	72
<b>3.6. - Remarque</b> .....	72

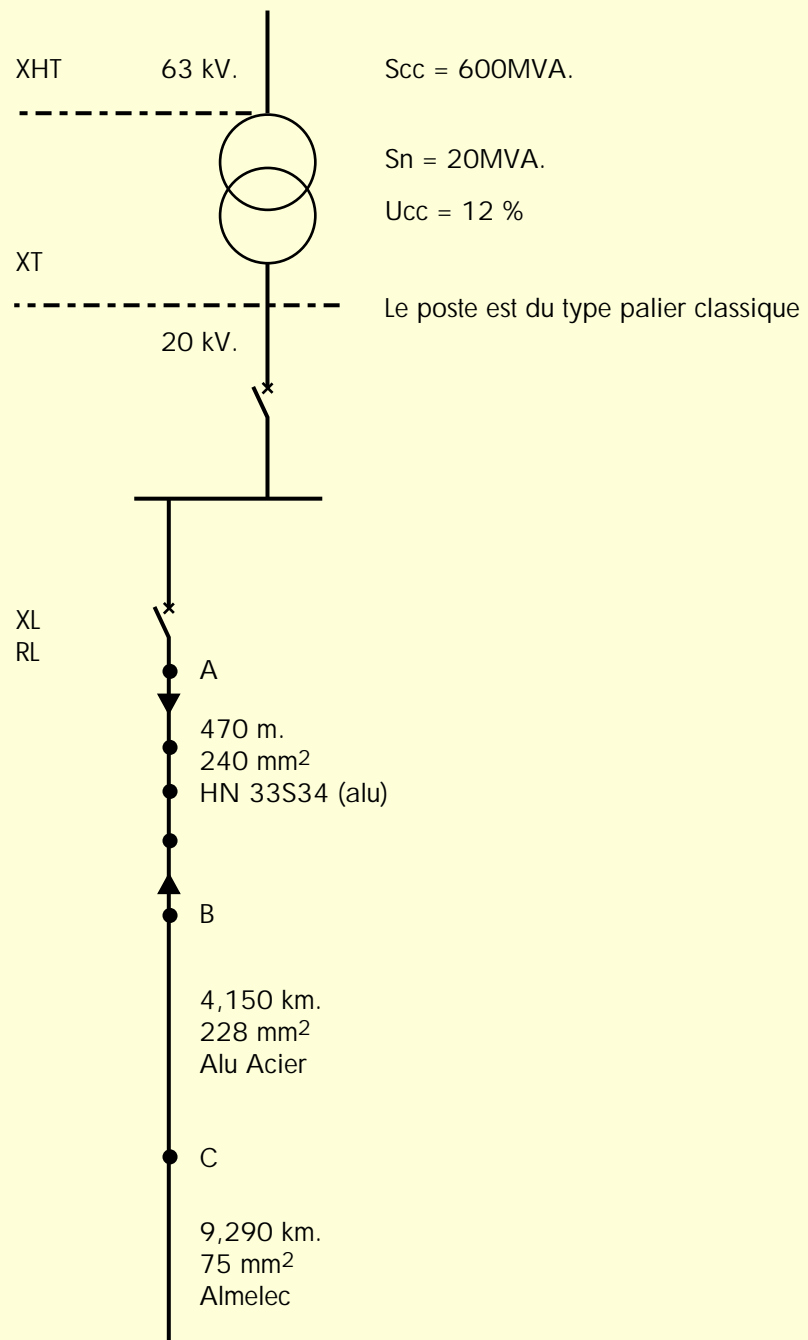
# 1 • Exemple n° 1

## Schémas simplifiés

Trois exemples de calcul de réglage sont présentés ci-après :

### Exemple n° 1 de réseaux HTA pour le calcul des réglages

figure n° 30



Le réseau est caractérisé par le schéma ci-après :

Le poste est du type palier classique.

### 1.1. - Calcul des impédances de réseau

Le calcul va permettre le réglage des seuils des relais de protections ampèremétriques à temps constant des départs.

Sachant que la tension d'alimentation minimale est 20,5 kV et S<sub>cc</sub> est égale à 600 MVA :

$$\bullet \text{ XHT} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} = \frac{(20,5)^2}{600} = 0,7 \Omega$$

Sachant que la tension de court-circuit du transformateur HTB/HTA est 12 % et S<sub>n</sub> = 20 MVA :

$$\bullet \text{ XT} = \frac{U_{cc}}{100} \cdot \frac{U_{nt}^2}{S_n} = \frac{1,2}{100} \cdot \frac{(20,5)^2}{20} = 2,52 \Omega$$

$$\bullet \text{ RL} + \text{XL} = (4,807 + j 5,423) \Omega$$

Cette valeur est obtenue de la manière suivante (voir le document B 61-22 paragraphe 3.1.2).

#### • Section souterraine en câble HN 33 S 34 (240 mm<sup>2</sup>)

$$Z = (0,12 + j 0,1) \cdot 0,470 = (0,056 + j 0,047) \Omega$$

avec :

$$\text{- partie résistive} = \frac{30}{240} = 0,12 \Omega/\text{km}$$

$$\text{- partie selfique} = 0,1 \Omega/\text{km.}$$

#### • Section aérienne en alu-acier (228 mm<sup>2</sup>)

$$Z = (0,16 + j 0,4) \cdot 4,150 = (0,664 + j 1,660) \Omega$$

avec :

$$\text{- partie résistive} = \frac{36}{228} = 0,16 \Omega/\text{km}$$

$$\text{- partie selfique} = 0,4 \Omega/\text{km.}$$

#### • Section aérienne

$$Z = (0,44 + j 0,4) \cdot 9,290 = (4,087 + j 3,716) \Omega$$

avec :

$$\text{- partie résistive} = \frac{33}{75} = 0,44 \Omega/\text{km}$$

$$\text{- partie selfique} = 0,4 \Omega/\text{km.}$$

$$\begin{aligned} RL + SL &= [0,056 + 0,664 + 4,87 + j (0,04 + 1,660 + 3,716)] \Omega \\ &= (4,807 + j 5,423) \Omega. \end{aligned}$$

La valeur totale de l'impédance directe du réseau en arrondissant est :

- $X_{HT} + X_T + R_L + X_L = 4,8 + j (0,7 + 2,5 + 5,4) = (4,8 + j 8,6) \Omega$
- $|X_{HT} + X_T + R_L + X_L| = |Z_d| = \sqrt{(4,8)^2 + (8,6)^2} = 9,84 \Omega.$
- $|Z_d| = 9,84 \Omega.$

### **1.2. - Calcul de I<sub>ccb</sub>**

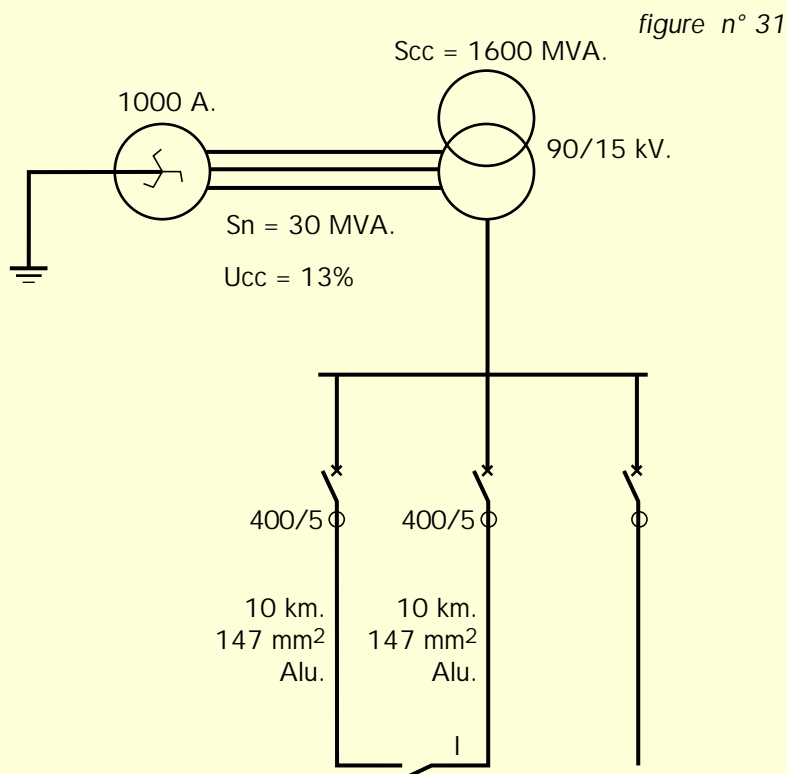
$$I_{ccb} = \frac{U}{2 |Z_d|} = \frac{20,5}{2 \cdot 9,84} = 1\,040 \text{ A}$$

Tous les réglages vont découler de cette valeur : les deux exemples suivants vont donner les différents calculs numériques pour y parvenir.

## 2 • Exemple n° 2

### Calcul complet pour un départ souterrain avec mise à la terre du neutre HTA par bobine de 1 000 A

#### Exemple n° 2 de réseaux HTA pour le calcul des réglages



### 2.1. - Généralités

Impédance du réseau HTB ramenée en 15 kV :

$$\bullet X_{HT} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} = \frac{(15)^2}{1600} = 0,14 \Omega$$

Impédance du transformateur HTB/HTA :

$$\bullet X_T = \frac{U_{cc}}{100} \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{13}{100} \cdot \frac{(16,5)^2}{30} = 1,18 \Omega$$

La tension d'exploitation est de 15 kV et la tension nominale du transformateur est de 16,5 kV.

### 2.2. - Départs

#### 2.2.1. - Caractéristiques des départs 1 et 2

- Les départs 1 et 2 forment une boucle ouverte en I.

En situation normale, ils sont identiques ; leur longueur est égale à 10 km ; les câbles sont des câbles de tension spécifiée 11,6 kV à surface métallisée, 147 mm<sup>2</sup> alu :



Les caractéristiques de ce câble sont :

- $R_c = 0,2 \Omega/\text{km}$  ;
- $X_c = 0,07 \Omega/\text{km}$

### **2.2.2. - Caractéristiques des protections**

- $TC = 400/5$
- 2 relais de phase, cal. 5 A réglable de 4 à 20 A
- 1 relais homopolaire, cal. 0,6 A réglable de 0,25 A à 5 A
- 1 relais de temps réglable de 0,1 à 2,4 s.

### **2.2.3. - Réglage des relais de phase (calcul de $I_{ccb}$ )**

Le calcul est fait dans le cas où l'un des départs réalimente l'autre en totalité, soit :

- $R_c = 20 \cdot 0,2 = 4 \Omega$  ;  $X_c = 20 \cdot 0,07 = 1,4 \Omega$

$$\bullet I_{ccb} = \frac{15 \cdot 150}{2 \sqrt{(4)^2 + (0,14 + 1,18 + 1,4)^2}} = 1\,565 \text{ A}$$

Après application des coefficients des capteurs :

$$\bullet I_{ccb} = 1\,565 \cdot \frac{5}{400} = 19,6 \text{ A}$$

$$\bullet 0,8 I_{ccb} (\text{BT}) = 0,8 \cdot 19,6 = 15,6 \text{ A}$$

La valeur du courant de réglage  $I_r$  doit vérifier la relation :

- $6,5 \text{ A} < I_r < 15,6 \text{ A}$

ce qui entraîne le réglage suivant :

- **Réglage à adopter : 7,5 A (BT)**

### **2.2.4. - Réglage des relais homopolaires**

Calcul de 3  $I_o$ .

Compte tenu du régime de secours, la longueur de câble à prendre en considération est de 20 km.

$$3 I_o = 20 \cdot 3,76 \text{ A/km} = 75 \text{ A côté HTA}$$

$$\text{soit côté BT : } 75 \cdot \frac{5}{400} = 0,94 \text{ A (BT)}$$

après application du coefficient de réduction des capteurs.

Le coefficient  $k$  à prendre en considération est égal à 1,3 :

$$\bullet k (3 I_o) = 1,3 \cdot 0,94 = 1,2 \text{ A}$$

ce qui entraîne le réglage suivant :

- **Réglage à adopter : 1,2 A (BT)**

## 2.3. - Arrivée

### 2.3.1. - Caractéristiques des protections

- TC 1 200/5
- 2 relais de phase, cal. 5 A réglable de 4 à 20 A
- 2 relais homopolaires, cal. 0,6 A réglable de 0,25 A à 5 A
- 1 relais de temps réglable de 0,1 à 2,4 s.

### 2.3.2. - Réglage des relais de phase

L'intensité nominale secondaire du transformateur HTB/HTA est égale à :

$$\bullet \text{ Int} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \text{ Unt}} = \frac{30 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 16,5 \cdot 10^3} = 1\,050 \text{ A}$$

L'intensité de réglage doit donc être de :

$$\bullet 1,6 \cdot 1\,050 = 1\,700 \text{ A, soit } 1\,700 \cdot \frac{5}{1\,200} = 7 \text{ A (BT)}$$

ce qui entraîne le réglage suivant :

- **Réglage à adopter : 7 A (BT)**

### 2.3.3. - Réglage du relais homopolaire

Le neutre du réseau est à la terre par une bobine qui limite le courant de défaut à la terre à 1 000 A.

Supposons que le poste comporte 8 départs et qu'en cas de défaut monophasé franc sur le jeu de barres, le courant  $3 I_0$ , qui apparaît dans chacun d'eux est égal à :

- pour les départs 1 et 2 = 37,5 A ;
- pour 4 autres départs = 30 A ;
- pour les 2 autres départs = 20 A.

En supposant, en outre, que les départs dont le réglage du relais homopolaire est le plus élevé soient les départs 1 et 2, en cas de défaut franc sur l'un deux, l'intensité du courant capacitif des départs sains  $3 I_{0DS}$  serait de :

$$\bullet (4 \times 30) + (2 \times 20) + 37,5 = 200 \text{ A.}$$

La lecture du coefficient  $\beta$  s'effectue sur la figure correspondante, ce qui donne :  $\beta = 0,8$ .

Le réglage des départs 1 et 2 est égal à :  $1,2 \text{ A (BT)} \cdot \frac{400}{5} = 96 \text{ A (HTA)}$

L'arrivée doit donc être réglée à :

$$\bullet \frac{1,2 \cdot 96}{0,8} = 144 \text{ A (HTA), soit } 144 \cdot \frac{5}{1\,200} = 0,6 \text{ A (BT)}$$

le coefficient  $\frac{5}{1\,200}$  correspond au rapport de transformation

du TC,

ce qui entraîne le réglage suivant :

- **Réglage à adopter : 0,6 A (BT)**

## **2.4. - Liaison**

### **2.4.1. - Caractéristiques des protections**

- Tores (bushings) 600-1200/5 A
- TC neutre 300/5.

### **2.4.2. - Réglage des relais de phase**

L'intensité nominale du transformateur étant 1 050 A, le réglage des protections de la liaison doit être :

- $2 \text{ Int} = 2 \cdot 1\,050 \text{ A} = 2\,100 \text{ A}$ , soit  $2\,100 \cdot \frac{5}{1\,200} = 8,7 \text{ A (BT)}$

après application des coefficients des réducteurs de mesure, ce qui entraîne le réglage suivant :

- **Réglage à adopter : 8,7 A (BT)**

### **2.4.3. - Réglage du relais homopolaire**

Le relais homopolaire de l'arrivée étant réglé à 144 A, le relais homopolaire de la protection de la liaison doit être réglé à :

- $1,2 \cdot 144 \text{ A} = 173 \text{ A}$ , soit  $173 \cdot \frac{5}{300} = 2,9 \text{ A (BT)}$

ce qui entraîne le réglage suivant :

- **Réglage à adopter : 2,9 A (BT)**

Ce réglage est inférieur à la tenue thermique de la résistance de point neutre qui est de 500 A - 20 s.

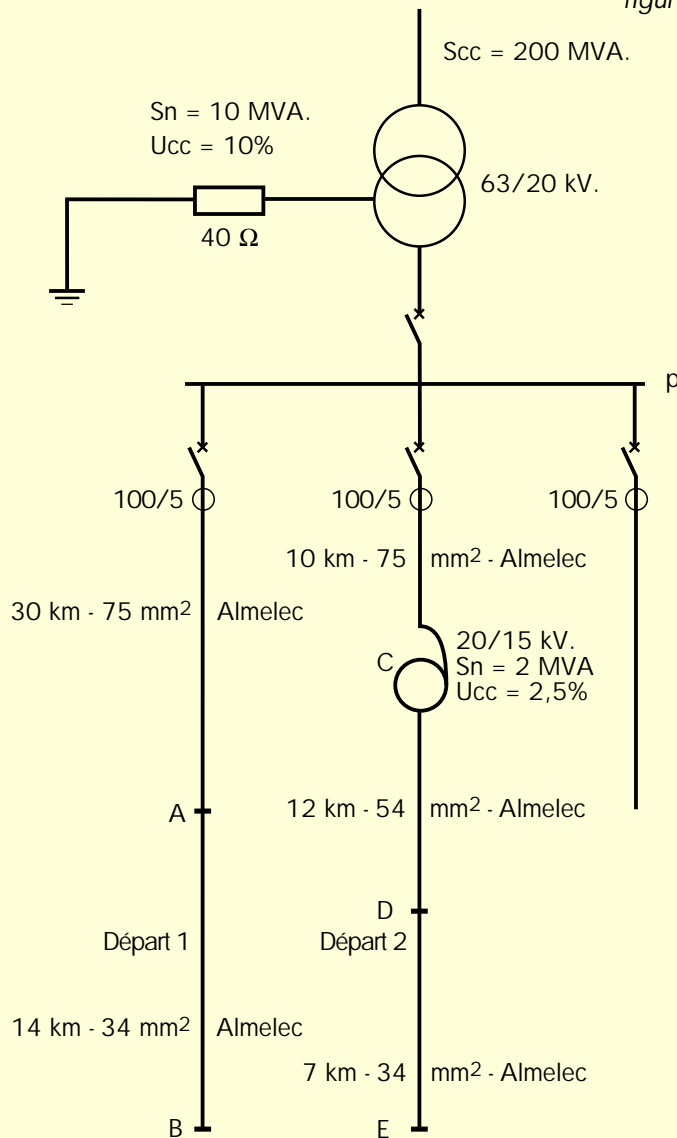
**Remarque :** Le réglage des relais de temps ne présentant pas de difficulté particulière n'a pas été traité dans cet exemple.

### 3 • Exemple n° 3

## Calcul complet pour un départ aérien avec autotransformateur

#### Exemple n° 3 de réseaux HTA pour le calcul des réglages

figure n° 32



### 3.1. - Généralités

Impédance du réseau HTB ramenée en 20 kV :

$$\bullet X_{HT} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} = \frac{20^2}{200} = 2 \Omega$$

Impédance du transformateur HTB/HTA :

$$\bullet X_T = \frac{U_{cc}}{100} \cdot \frac{U_{nt}^2}{S_n} = \frac{10}{100} \cdot \frac{21^2}{10} = 4,4 \Omega$$

Tension d'utilisation 20 kV, tension nominale 21 kV.

### 3.2. - Départ sans autotransformateur

#### 3.2.1. - Caractéristiques du départ

Le point pour lequel l'impédance de court-circuit est la plus grande en régime de secours normal est le point B :

- tronçon PA = 30 km - 75 mm<sup>2</sup> en ligne aérienne Almelec ;
- tronçon AB = 14 km - 34 mm<sup>2</sup> Alm en ligne aérienne Almelec ;
- longueur totale en aérien (y compris les dérivations) = 100 km ;
- le départ comporte également 2 km de câble tri-plomb de 48 mm<sup>2</sup>.

#### 3.2.2. - Caractéristiques des protections

- TC = rapport : 100/5 ;
- 2 relais de phase, cal. 5-10 A, réglables de 3 à 12 A ;
- 1 relais homopolaire, cal. 0,5-1 A, réglable de 0,3 à 1,2 A
- 1 relais de temps, réglable de 0,2 à 1,5 s.

#### 3.2.3. - Réglage des relais de phase (calcul de I<sub>ccb1</sub>)

$$\bullet R_{PA} = 30 \frac{33}{75} = 13,2 \Omega ; \quad X_{PA} = 30 \cdot 0,04 = 12 \Omega$$

$$\bullet R_{AB} = 14 \frac{33}{34} = 13,6 \Omega ; \quad X_{AB} = 14 \cdot 0,04 = 5,6 \Omega$$

$$\bullet I_{ccb1} = \frac{20\,000}{2 \sqrt{(13,2 + 13,6)^2 + (2 + 4,4 + 12 + 5,6)^2}} = 280 \text{ A}$$

après application des coefficients des capteurs :

$$\bullet I_{ccb\ BT} = \frac{280 \cdot 5}{100} = 14 \text{ A}$$

$$\bullet 0,8 I_{ccb1\ BT} = 11 \text{ A}$$

L'intensité de réglage I<sub>r</sub> doit vérifier la relation :

$$\bullet 6,5 \text{ A} < I_r < 11 \text{ A}$$

ce qui entraîne le réglage suivant :

• **Réglage à adopter : 10 A (BT)**

#### 3.2.4. - Réglage du relais homopolaire

Calcul de 3 I<sub>o</sub> :

- partie aérienne : 0,054 • 100 = 5,4 A ;
- partie souterraine : 2 • 2,94 = 5,9 A.

Total 3 I<sub>o</sub> = 11,3 A

$$\bullet 3 I_o = 11,3 \cdot \frac{5}{100} = 0,565 \text{ A}$$

Le coefficient à prendre en considération est égal à 1,3

- $k (3 I_0) = 1,3 \cdot 0,565 = 0,74 \text{ A}$

ce qui entraîne le réglage suivant :

- **Réglage à adopter : 0,8 (BT)**

### 3.3. - Départ avec autotransformateur

#### 3.3.1. - Caractéristiques du départ

Le point pour lequel l'impédance de court-circuit est la plus grande en régime de secours normal est le point E :

- tronçon PC = 10 km - 75 mm<sup>2</sup> en ligne Almelec ;
- en C = auto transformateur 20/15 kV de 2 MVA - U<sub>cc</sub> = 2,5 % ;
- tronçon CD = 12 km - 54 mm<sup>2</sup> Alm ;
- tronçon DE = 7 km - 34 mm<sup>2</sup> Alm ;
- longueur totale en aérien 20 kV (y compris les dérivations) : 10 km (tronçon PC) ;
- longueur totale en aérien 15 kV (y compris les dérivations) : 80 km ;
- le départ ne comporte pas de parties souterraines.

#### 3.3.2. - Caractéristiques des protections

Les mêmes que pour le départ 1.

#### 3.3.3. - Réglage des relais de phase (calcul de I<sub>ccb</sub>)

- $R_{PC} = 10 \frac{33}{75} = 4,4 \Omega$  ;  $X_{PC} = 10 \cdot 0,04 = 4 \Omega$

- $X_{\text{auto}} = \frac{2,5}{100} \cdot \left(\frac{20^2}{15}\right) = 5 \Omega$

- $R_{CD} = 12 \cdot \frac{33}{54} \cdot \left(\frac{20^2}{15}\right) = 13,1 \Omega$  ;  $X_{CD} = 12 \cdot 0,4 \left(\frac{20^2}{15}\right) = 8,5 \Omega$

- $R_{DE} = 7 \cdot \frac{33}{54} \cdot \left(\frac{20^2}{15}\right) = 12,1 \Omega$  ;  $X_{CE} = 7 \cdot 0,4 \left(\frac{20^2}{15}\right) = 5 \Omega$

Application du coefficient 4/3 dû à l'autotransformateur (B 61-22 paragraphe 3.2.2).

- $I_{ccb2} = \frac{20,000}{2 \sqrt{(4,4 + 13,1 + 12,1)^2 + (2 + 4,4 + 4 + 8,5 + 5 + 5)^2}} = 242 \text{ A}$

après application des coefficients de réduction des capteurs

- $I_{ccb2} = 242 \cdot \frac{5}{100} = 12 \text{ A}$

- $0,8 I_{ccb2} = 9,6 \text{ A}$

La valeur du courant de réglage  $I_r$  doit vérifier la relation :

- $6,5 \text{ A} < I_r < 9,6 \text{ A}$

ce qui entraîne le réglage suivant :

- **Réglage à adopter : 9 A (BT)**

### **3.3.4. - Réglage du relais homopolaire**

Calcul de  $3 I_o$  :

- $0,054 \cdot (10 + 80) = 4,9 \text{ A}$

- $3 I_o \text{ (BT)} = 4,9 \cdot \frac{5}{100} = 0,25 \text{ A}$

Le coefficient  $k$  est égal à 1,3 :

- $k (3 I_o) = 1,3 \cdot 0,25 = 0,325$

ce qui entraîne le réglage suivant :

- **Réglage à adopter : 0,35 A (BT)**

**Remarque :** Le relais détectera sur la partie 20 kV tous les défauts dont la résistance est inférieure ou égale à :

- $\frac{11\,600}{\frac{100}{5} \cdot 0,35} - 40 = 1\,617 \, \Omega$

et, sur la partie 15 kV, tous les défauts dont la résistance est inférieure ou égale à :

- $\frac{8\,600}{\frac{100}{5} \cdot 0,35} - 40 = 1\,188 \, \Omega$

## **3.4. - Arrivée**

### **3.4.1. - Caractéristiques des protections**

- TC 300-600/5 connectés en 300/5 ;
- 2 relais de phase 5 A - 10 A ;
- 1 relais homopolaire - 0,5 A - 1 A, réglable de 0,3 à 1,2 A
- 1 relais de temps - 0,3 à 3 s.

### 3.4.2. - Réglage des relais de phase

L'intensité nominale (Int) secondaire du transformateur HTB/HTA est égale à :

$$\bullet \text{ Int} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \text{ Unt}} = \frac{10^7}{\sqrt{3} \cdot 21 \cdot 10^3} = 275 \text{ A}$$

L'intensité de réglage doit donc être de :  $1,6 \cdot 275 = 440 \text{ A}$  (HTA).

Le réglage des relais doit donc être de :

$$\bullet 440 \cdot \frac{5}{300} = 7,3 \text{ A}$$

ce qui entraîne le réglage suivant :

- **Réglage à adopter : 7,3 A (BT)**

### 3.4.3. - Réglage du relais homopolaire

Le neutre du réseau est mis à la terre par résistance.

Supposons que la somme des 3  $I_o$  de tous les départs soit inférieure à 100 A ;  $\beta$  est alors peu différent de 1.

Le réglage doit donc être égal à 1,2 fois le réglage du départ réglé plus haut.

Supposons que le départ 1 soit ce départ ; son réglage est de 0,8 A, soit 16 A (HTA).

$$\bullet 1,2 \frac{I_{or \max}}{\beta} = \frac{1,2 \cdot 16}{1} = 19,2 \text{ soit : } 19,2 \cdot \frac{5}{300} = 0,32 \text{ A}$$

Après application des coefficients de réduction des capteurs ce qui entraîne le réglage suivant :

- **Réglage à adopter : 0,35 A (BT).**

## 3.5. - Liaisons

### 3.5.1. - Caractéristiques des protections

- Tores (bushings) 600-1200/5, connectés en 600/5 ;
- TC neutre 100/5 ;
- 2 relais de phase - 5/10 ;
- 1 relais homopolaire, 1/2 A ;
- 1 relais de temps - 0,3 à 3s.



### **3.5.2. - Réglage des relais de phase**

L'intensité nominale du transformateur étant 275 A, le réglage des protections de la liaison doit être :

- $2 \text{ Int} = 2 \cdot 275 \text{ A} = 550 \text{ A}$ , soit  $550 \cdot \frac{5}{600} = 4,6 \text{ A}$

ce qui entraîne le réglage suivant :

- **Réglage à adopter : 4,6 A (BT)**

### **3.5.3. - Réglage du relais homopolaire**

Le relais homopolaire de l'arrivée étant réglé à :

$$0,35 \cdot \frac{300}{5} = 21 \text{ A (HTA)},$$

le réglage du relais de terre de la protection de liaison doit être de :

- $1,2 \times 21 = 25,2 \text{ A}$ , soit en BT  $25,2 \times \frac{5}{100} = 1,26 \text{ A}$

après application des coefficients de réduction des capteurs,

ce qui entraîne le réglage suivant :

- **Réglage à adopter : 1,3 A (BT)**

### **3.6. - Remarque**

Cet exemple n'est donné qu'à titre indicatif ; en effet, les protections qui sont proposées ne sont guère plus installées sur les réseaux.

Toutefois, il permet de suivre toute la démarche aboutissant aux réglages des protections à temps constant.

# Chapitre 6

## Enregistrements de défauts

<b>1 • Enregistrements de défauts .....</b>	<b>75</b>
---	-----------

# 1 • Enregistrements de défauts

## Légende :

$V_A, V_B, V_C$  : Tensions sur l'arrivée.

$I_A, I_B, I_C$  : Courants sur l'arrivée.

$I_N$  : Courant neutre.

$I_R$  : Courant résiduel du (ou des) départ(s) en défaut.

## Désignation du défaut :

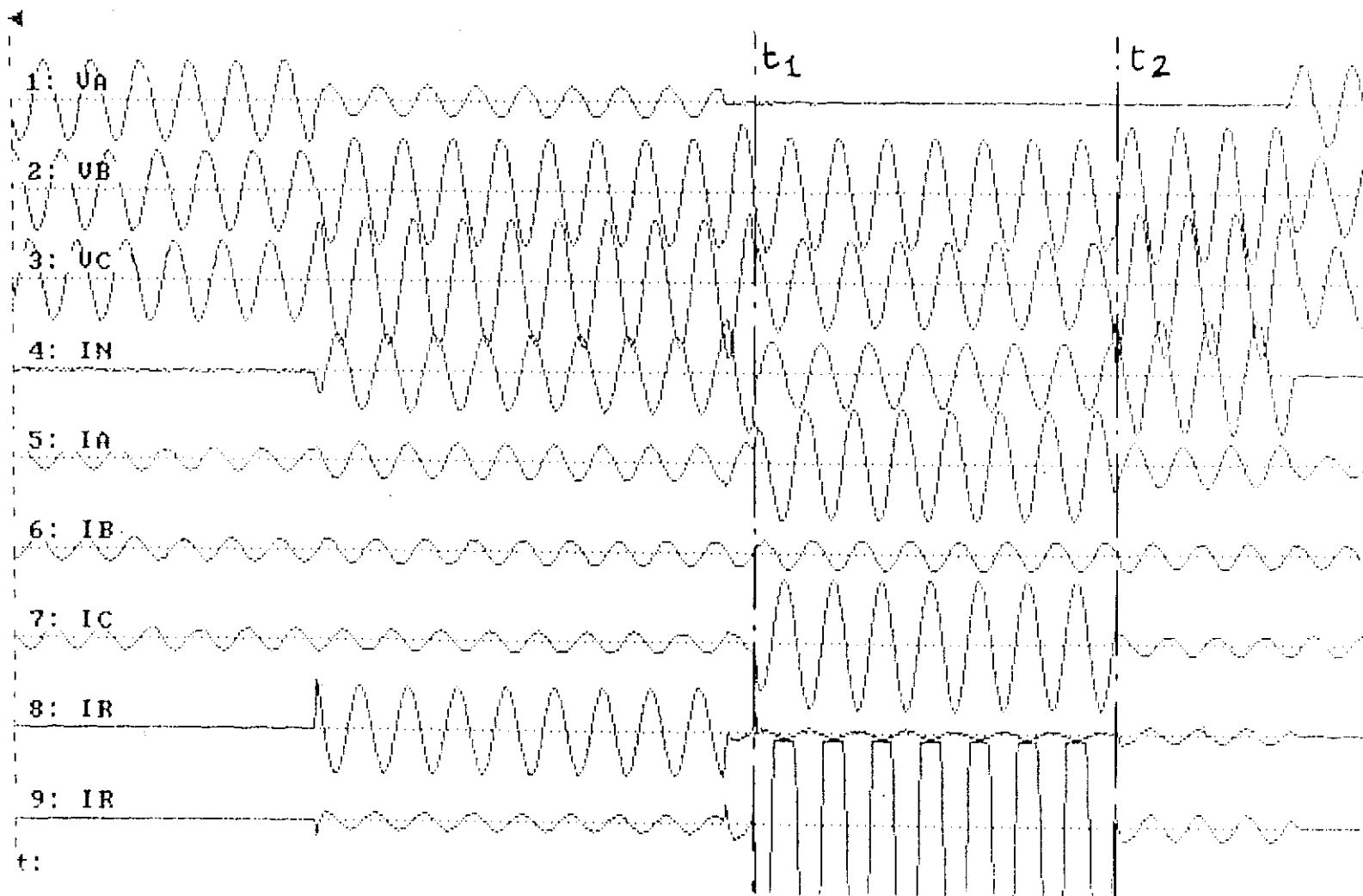
AN ou AT : Défaut phase A - terre.

AB : Défaut bi phases A et B.

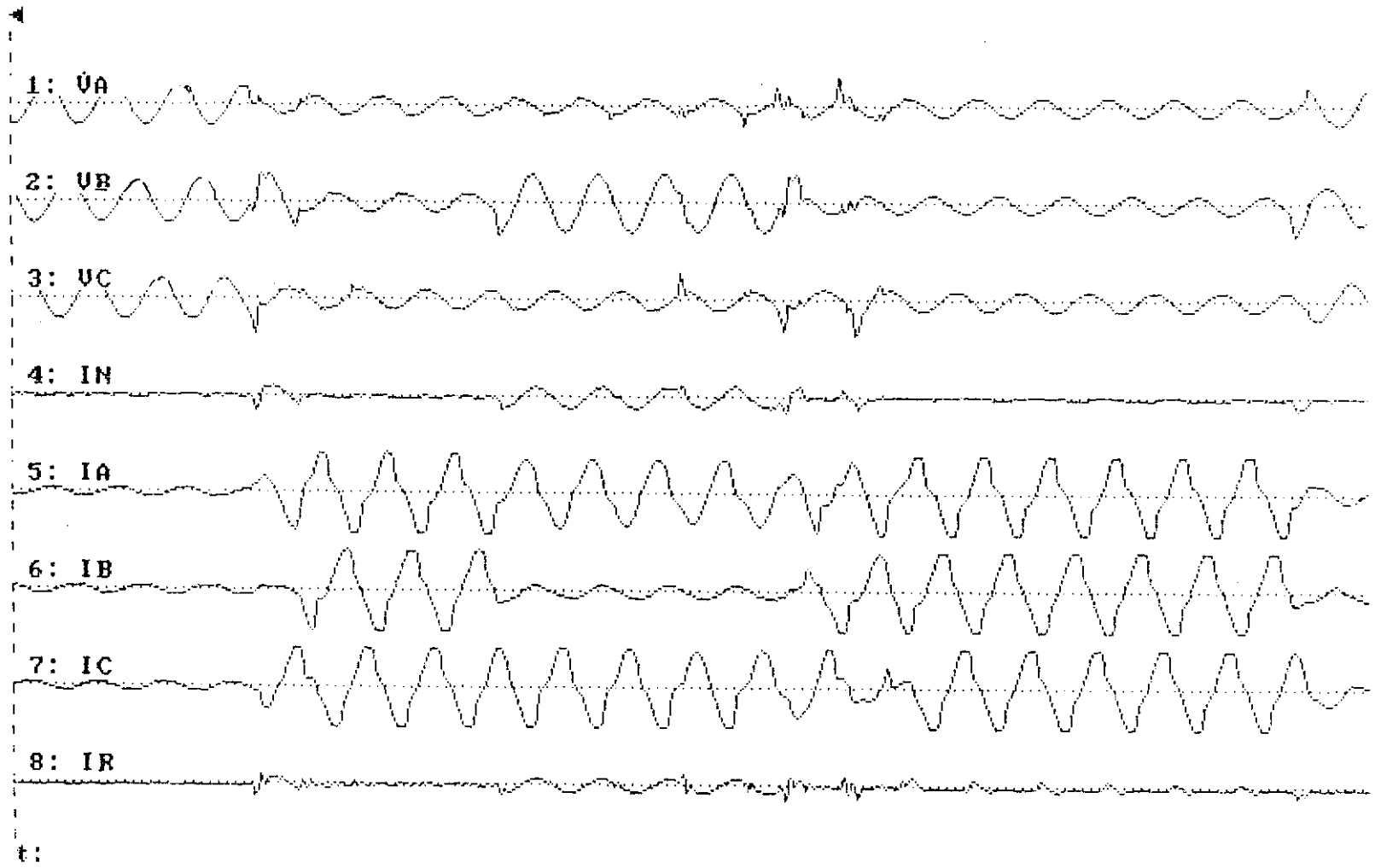
ABC : Défaut triphasé

ACN ou ACT : Défaut bi terre phase A, C - terre.

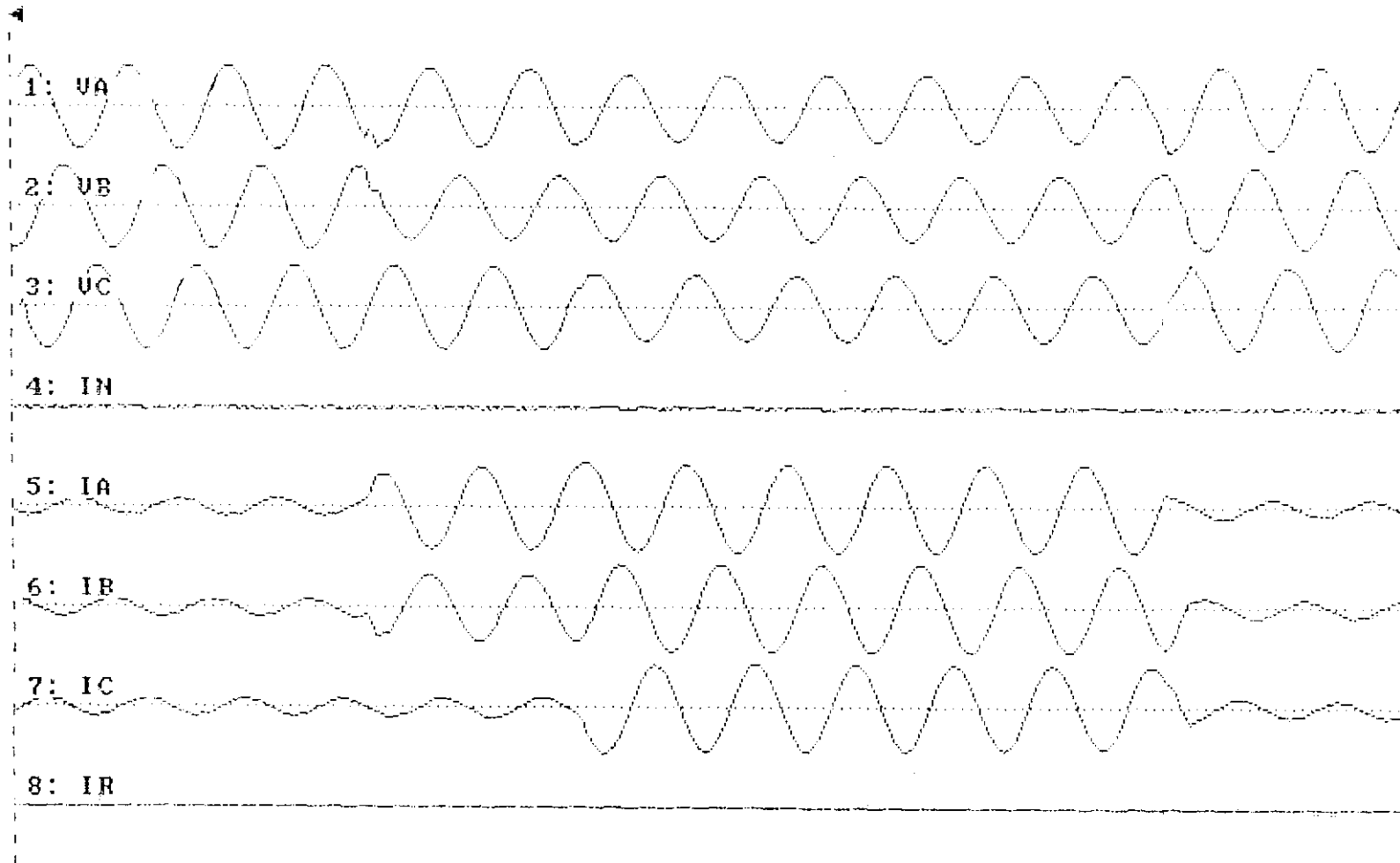
**DEFAUT DOUBLE :**  
**DEFAUT MONOPHASE PHASE AN SUIVI D'UN**  
**AMORCAGE PHASE C PENDANT LE COUP DE SHUNT**  
**( entre t1 et t2 )**



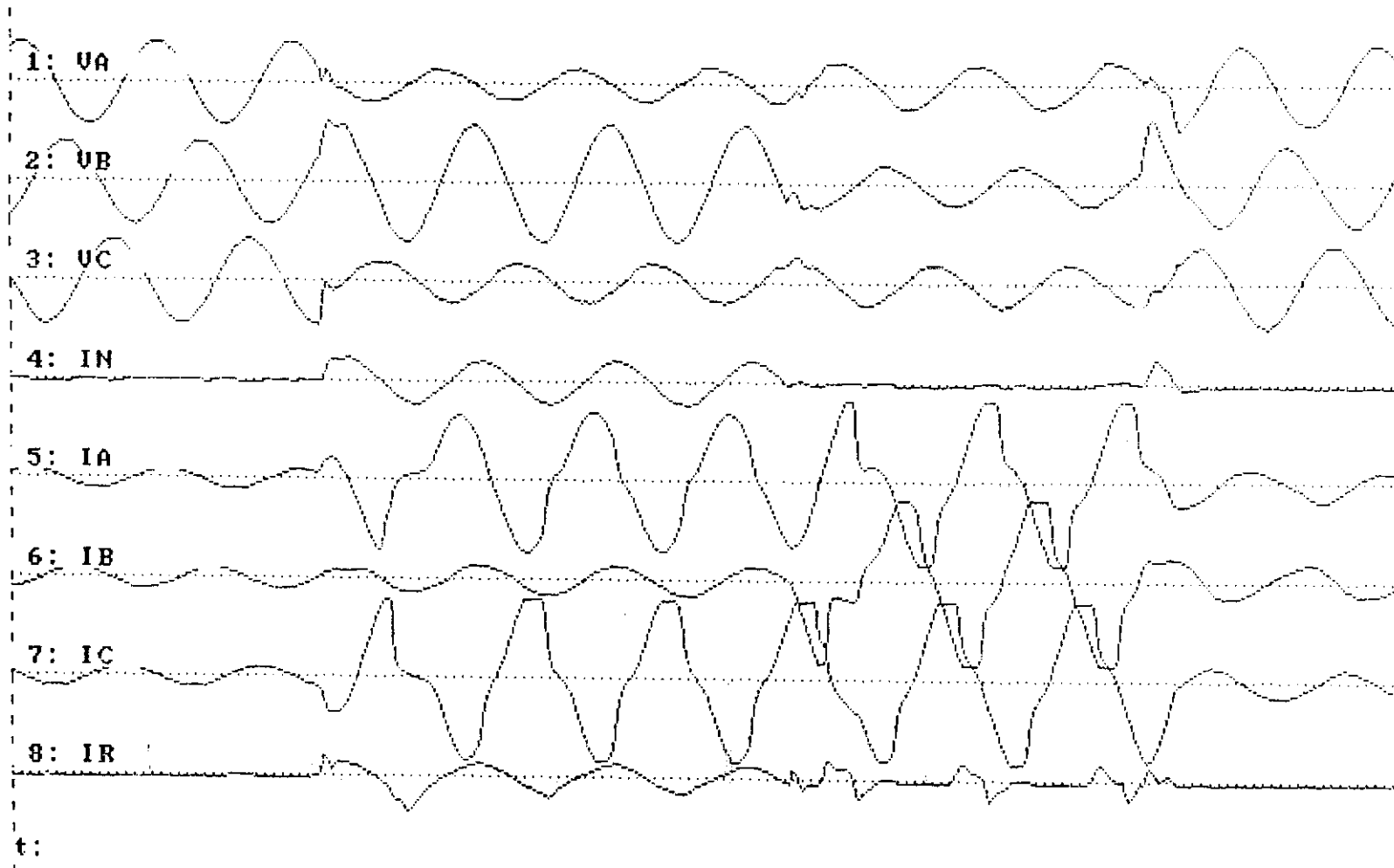
### DEFAULT EVOLUTIF PHASES AFFECTEES : ABC → ACT → ABC



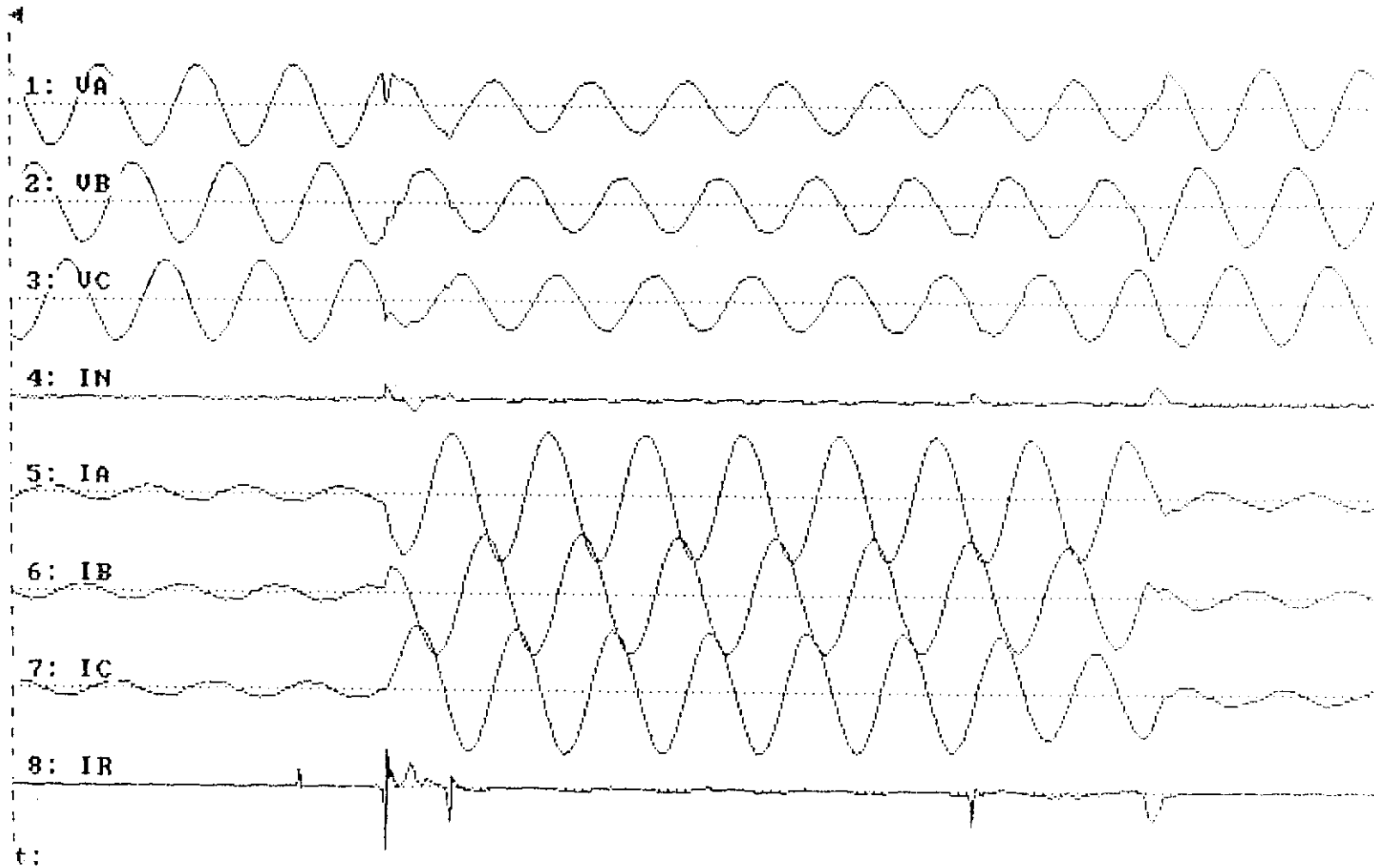
### DEFAULT EVOLUTIF PHASES AFFECTEES : AB → ABC



### DEFAULT EVOLUTIF PHASES AFFECTEES : ACN → ACB

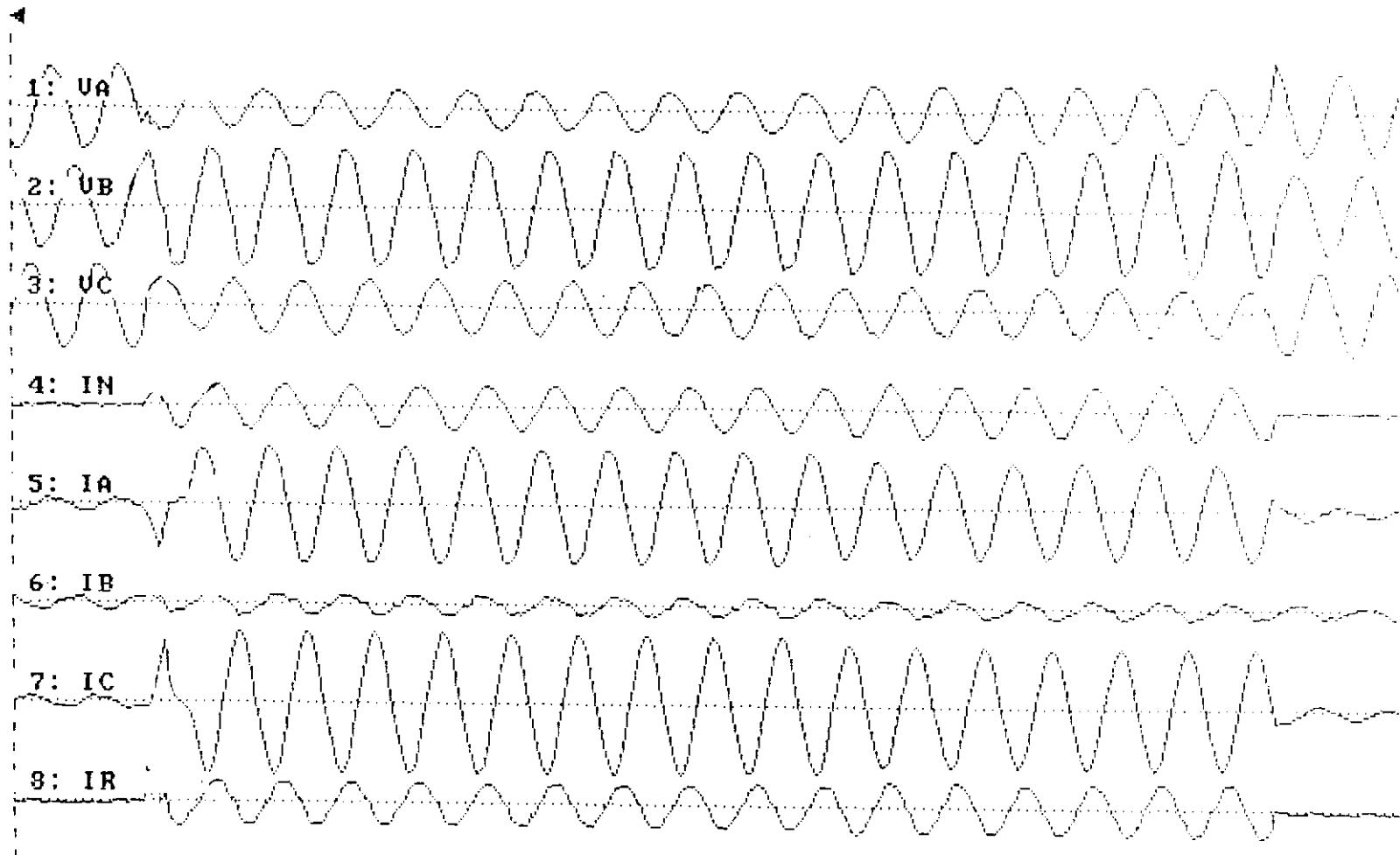


### DEFAULT TRIPHASE PHASES AFFECTEES : ABC



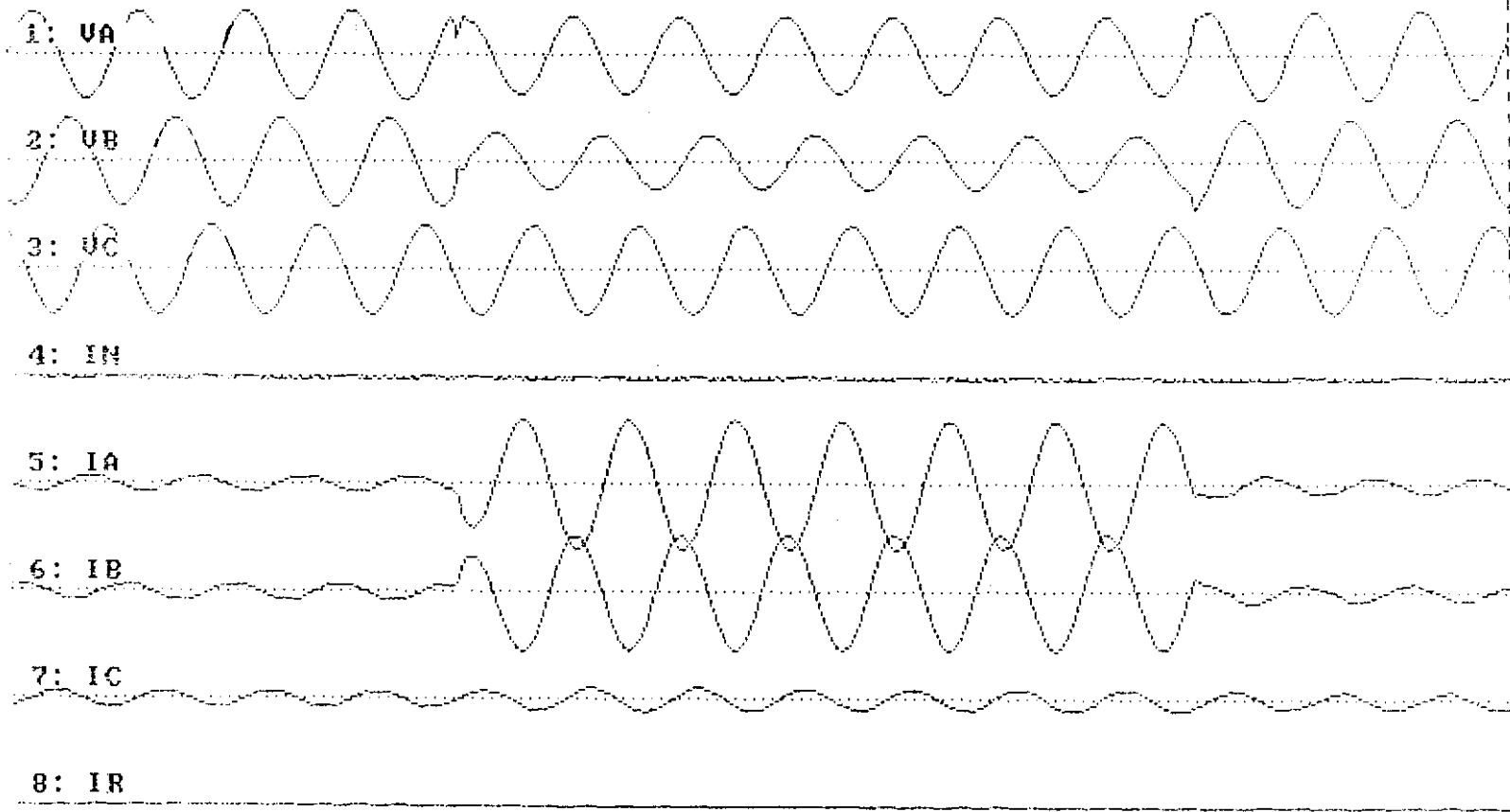


### DEFAULT BIPHASE TERRE PHASES AFFECTEES : ACN



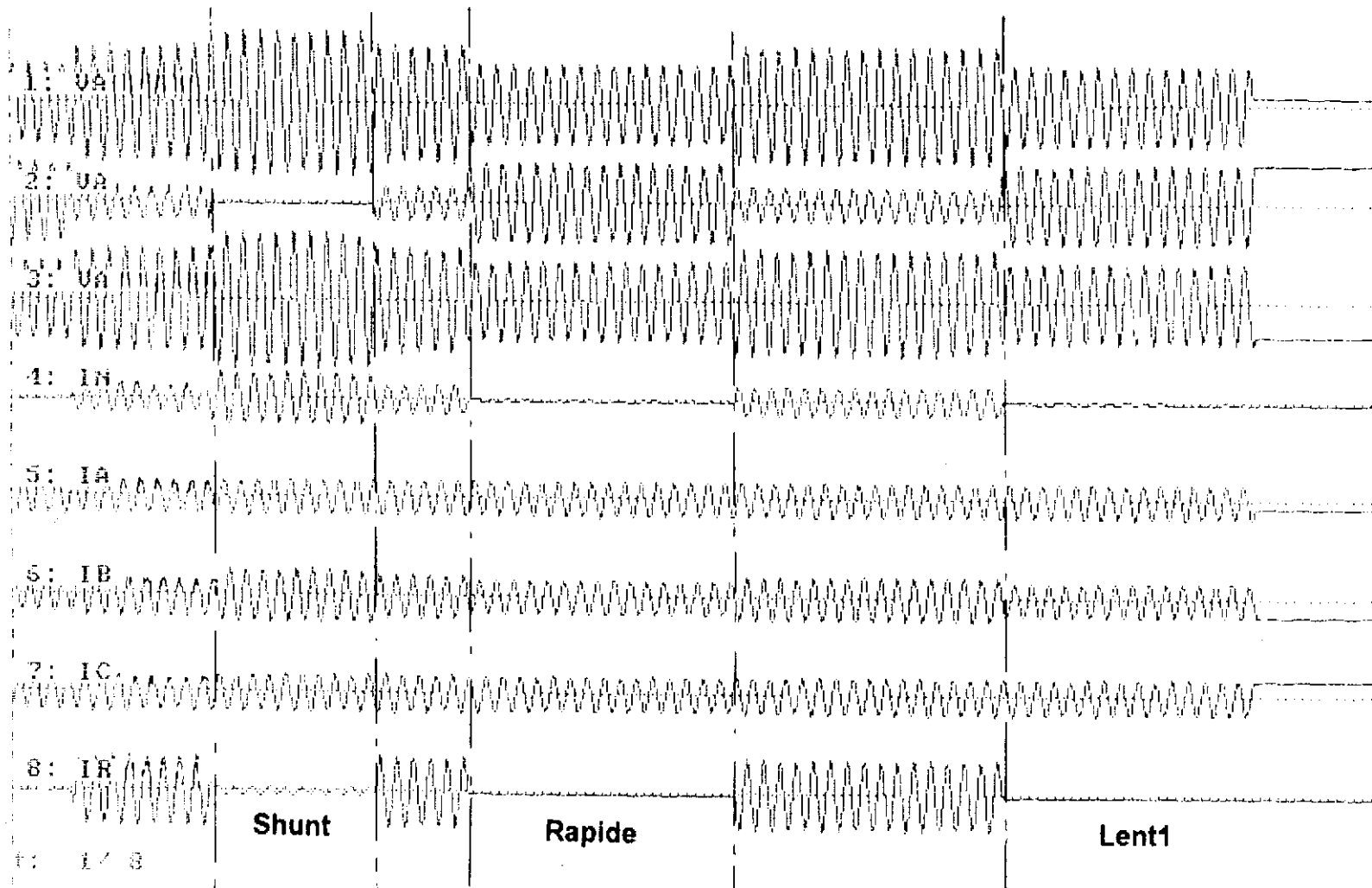
### DEFAULT BIPHASE ISOLE PHASES AFFECTEES : AB

4



t :

### DEFAULT MONOPHASE PHASE BN CORRIGE PAR LES CYCLES SHUNT + RAPIDE + LENT1



# DEFAUT MONOPHASE PHASE AN CORRIGE PAR UN SHUNT

