

---

# Chapitre 2

**Planification des réseaux de distribution  
électrique**

---

# Chapitre II

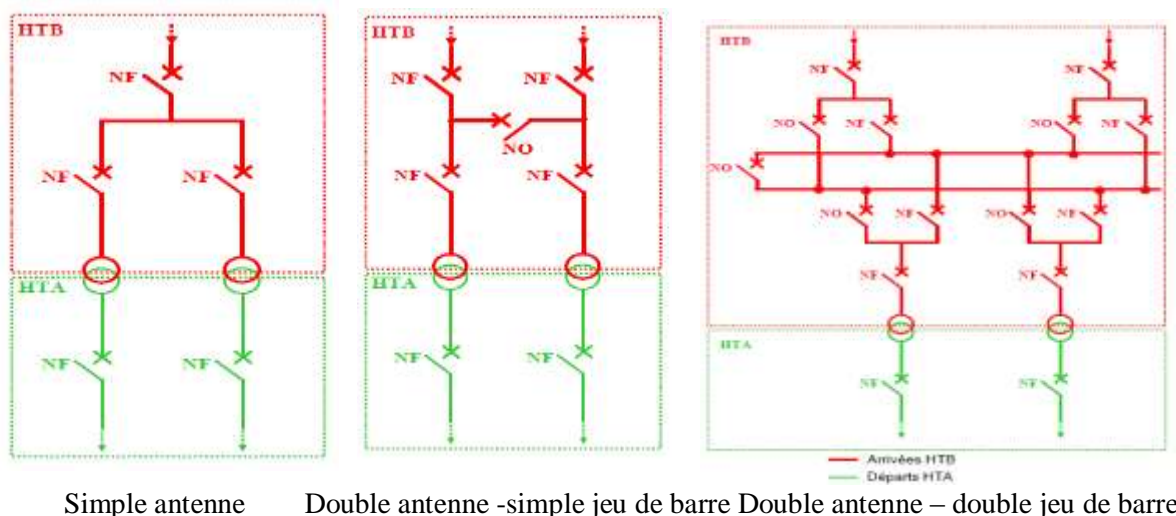
## Planification des réseaux de distribution électrique

### II.1. Introduction

Les réseaux de distribution assurent la distribution de l'énergie électrique au niveau local. Leur tension est inférieure ou égale à 50 kV (HTA). Ils sont divisés en réseaux HTA (moyenne tension) et BTA (basse tension). La limite entre ces deux niveaux de tension se trouve au niveau des postes de distribution publique HTA/BTA. Ce sont le dernier maillon de la chaîne d'acheminement de l'énergie entre les centres de production et les consommateurs finaux. Ils sont en général plus vastes et plus denses que les réseaux de transport et de répartition qui les alimentent à travers les postes de transformation haute tension de niveau B vers la haute tension de niveau A.

### II.2. Structure et topologie du réseau de distribution

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs. Il existe deux sous niveaux de tension : les réseaux moyenne tension (anciennement MT devenu HTA de 1 à 50 kV) les réseaux basse tension (BT de 50 à 1 000V), sur lesquels sont raccordés les utilisateurs (entreprises et locaux d'habitations) Contrairement aux réseaux de transport et répartition, les réseaux de distribution présentent une grande diversité de solutions techniques à la fois selon les pays concernés, ainsi que selon la densité de population.



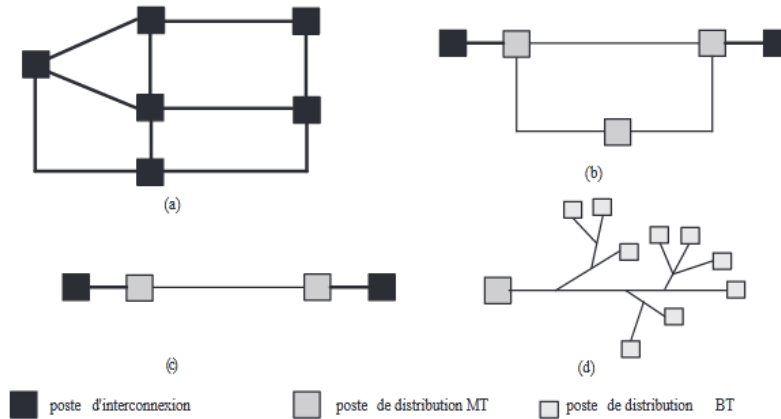
Simple antenne

Double antenne -simple jeu de barre

Double antenne – double jeu de barre

**Figure II.1.** Postes source HTB/HTA

Les topologies diffèrent d'un type de réseau à un autre. Cette topologie est dictée par : le niveau fiabilité recherché, la flexibilité et la maintenance, ainsi que les coûts d'investissement et d'exploitation.



**Figure II. 2.** Différentes topologies : (a) Réseau maillé, (b) Réseau bouclé, (c) réseau radial, (d) réseau arborescent

- Réseau maillé

Cette topologie est presque la norme pour les réseaux de transport. Tous les centres de production sont liés entre eux par des lignes THT au niveau des postes d'interconnexion, ce qui forme un maillage. Cette structure permet une meilleure fiabilité mais nécessite une surveillance à l'échelle nationale voire continentale.

- Réseau bouclé

Cette topologie est surtout utilisée dans les réseaux de répartition et distribution MT. Les postes de répartition HT ou MT alimentés à partir du réseau THT sont reliés entre eux pour former des boucles, ceci dans le but d'augmenter la disponibilité. Cependant, il faut noter que les réseaux MT ne sont pas forcément bouclés.

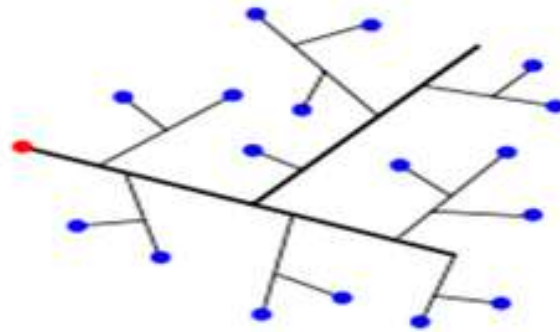
- Réseau radial

C'est une topologie simple qu'on trouve usuellement dans la distribution MT et BT. Elle est composée d'une ligne alimentée par des postes de distribution MT ou BT alimentés au départ par un poste source HT ou MT. En moyenne tension cette structure est souvent alimentée des deux côtés afin d'assurer la disponibilité.

- Réseau arborescent

Cette structure est très utilisée en milieu rural et quelque fois en milieu urbain où la charge n'est pas très sensible aux interruptions. Elle est constituée d'un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution (BT) grâce à des piquages à différents niveaux des lignes alimentant les postes MT/BT

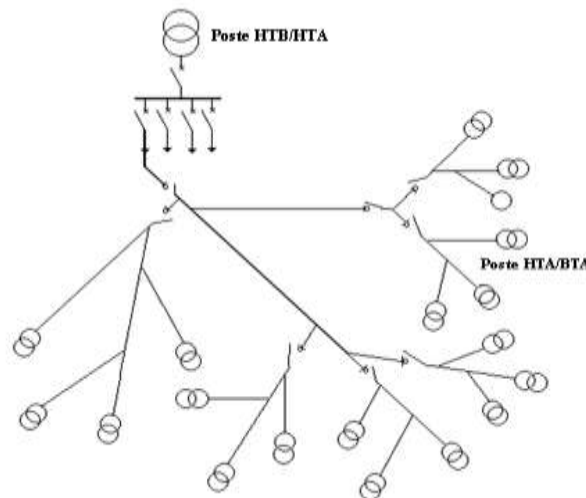
Les réseaux de distribution sont généralement basés sur une structure arborescente de réseau : à partir d'un poste source (**en rouge**), l'énergie parcourt l'artère ainsi que ses dérivations avant d'arriver aux postes de transformation



On distingue par ailleurs : les réseaux ruraux de types **aériens** et les réseaux urbains de types **souterrains**.

### II.2.1. Les réseaux de distribution aériens

Les réseaux de distribution aériens, associés aux zones rurales de faible densité de charge, sont de structure arborescente mais exploitée en radial. Les boucles peuvent se situer entre les postes HTB/HTA ou entre départs voisins du même poste source.



**Figure II.3.** Réseau rural de type aérien

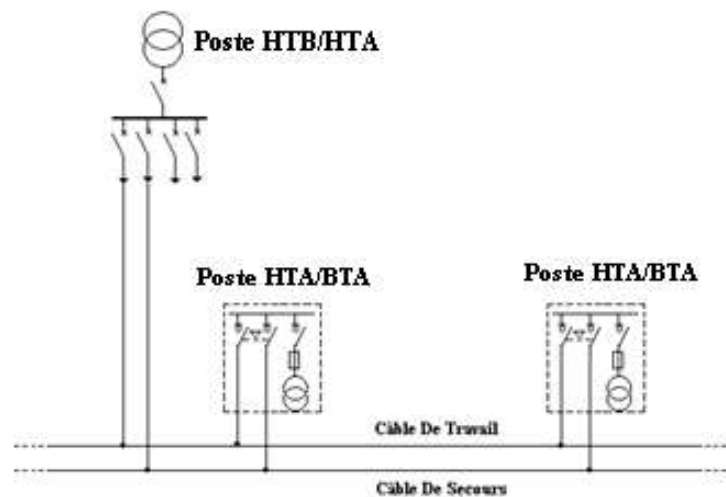
Le départ type est constitué d'une ossature principale de section relativement forte et des dérivations de section plus faible alimentant des grappes de plusieurs postes HTA/BTA. Au poste source, un disjoncteur MT (Moyen Tension), à cycle de ré-enclenchements rapides puis lents, est installé en tête de l'ossature pour éliminer les défauts auto-extincteurs. En tête de chaque dérivation, il est installé un IACT (Interrupteur Aérien à Creux de Tension). Ce dernier permet d'isoler la dérivation en cas de défaut en s'ouvrant automatiquement pendant les déclenchements lents du cycle du disjoncteur de départ, évitant ainsi d'affecter l'ossature principale. L'emploi récent des IAT (Interrupteurs Aériens Télécommandés) dans l'exploitation des réseaux HTA aériens a beaucoup réduit les durées de coupure et par conséquent l'énergie non distribuée. Ces IAT, placés le long des ossatures et aux points de bouclage, permettent de localiser et d'isoler rapidement le tronçon en défaut et effectuer les secours nécessaires.

### **II.2.2. Les réseaux de distribution souterrains**

La structure des réseaux de distribution souterrains, employés dans des zones urbanisées à forte densité de charge, est caractérisée par le nombre de voies d'alimentation utilisables pour desservir une même charge (poste HTA/BTA). Les structures à deux voies d'alimentation sont les plus fréquentes. On y distingue : la structure en coupure d'artère et la structure en double dérivation.

#### ***a) Structure en double dérivation***

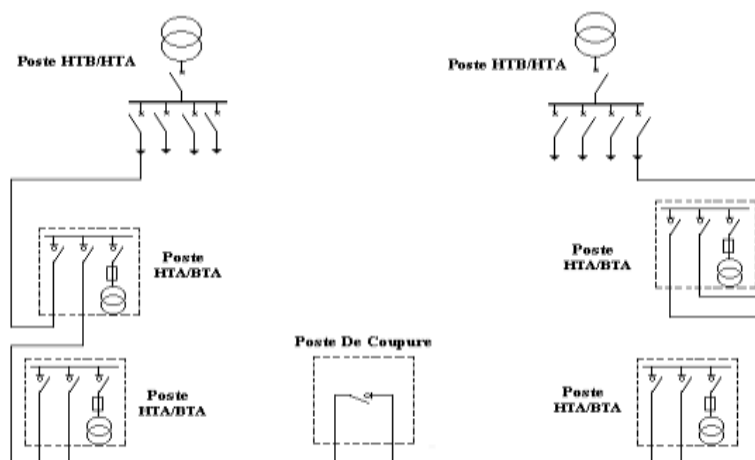
La façon la plus simple d'obtenir deux voies distinctes d'alimentation consiste à doubler le réseau radial à partir du jeu de barres du poste source HTB/HTA (figure 1.4). Chaque poste de transformation HTA/BTA est raccordé à deux câbles par un dispositif inverseur. En cas de défaut sur le premier câble de travail, il peut être basculé automatiquement sur le deuxième câble de secours. C'est une structure difficilement exploitable manuellement mais facilement automatisable malgré les coûts.



**Figure II.4.** Structure en double dérivation

***b) Structure en coupure d'artère***

Dans cette architecture, un câble part d'un poste source HTB/HTA, passe successivement par les postes HTA/BTA à desservir avant de rejoindre soit un autre poste source HTB/HTA, soit un départ différent du même poste source HTB/HTA, soit un câble secours. Au niveau des postes HTA/BTA, des interrupteurs sont placés de part et d'autre des postes sources. Ils sont tous normalement fermés sauf un qui permet l'exploitation radiale. Ainsi en cas de défaut sur un tronçon de câble, on peut l'isoler en ouvrant les deux interrupteurs qui l'encadrent. La fermeture de l'interrupteur normalement ouvert permet la réalimentation du reste des charges non touchées par le défaut. Bien que son exploitation manuelle soit plus économique que la double dérivation mais nécessite un temps d'intervention plus long, d'environ une heure. Son automatisation actuellement coûteuse peut se développer avec la baisse des coûts de transmission et des systèmes de gestion centralisée.



**Figure II.5.** Structure en coupure d'artère

### II.3. Réseau de distribution HTA

Le réseau de distribution HTA achemine l'énergie entre le réseau de transport, les utilisateurs raccordés en HTA triphasé et les postes de distribution publique desservant les utilisateurs raccordés en BT, par l'intermédiaire des liaisons électriques (aérien ou câble souterraine). La tension nominale en HTA est 30 kV entre phases pour les lignes aériennes et 10 kV entre phases pour les câbles souterraines. En Algérie, le réseau HTA est arborescent, en général bouclable mais exploité en boucle ouverte. En cas d'incident sur le réseau HTA, les utilisateurs peuvent être réalimentés par une demi-rame HTA adjacente ou un autre poste source grâce une manœuvre télécommandée à distance. Ce réseau est équipé de détecteurs permettant un contrôle à distance de l'état du réseau et une intervention rapide en cas de défaut.

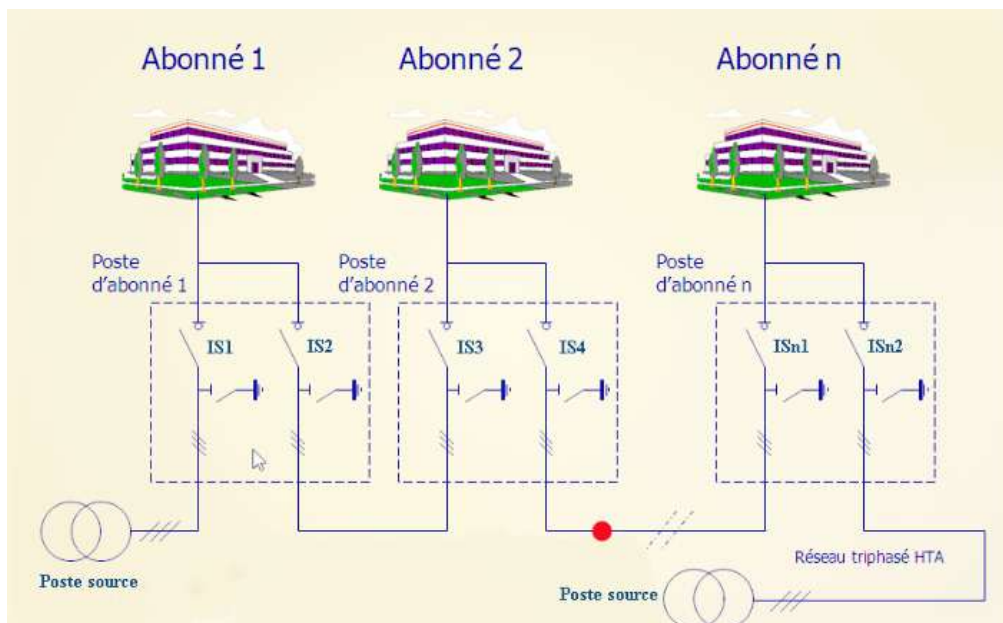


Figure II.6. Intervention sur le réseau de distribution HTA

### II.4. Réseau de distribution BT

Le réseau BT achemine l'énergie entre le réseau HTA et les utilisateurs raccordés en BT en 400 V triphasé ou en 230 V monophasé. Le réseau BT est composé des départs issus des postes de transformation HTA/BT. La longueur des départs BT est limitée par l'intensité admissible dans les câbles et par les chutes de tension. On peut distinguer schématiquement trois types de structures de réseau à basse tension :

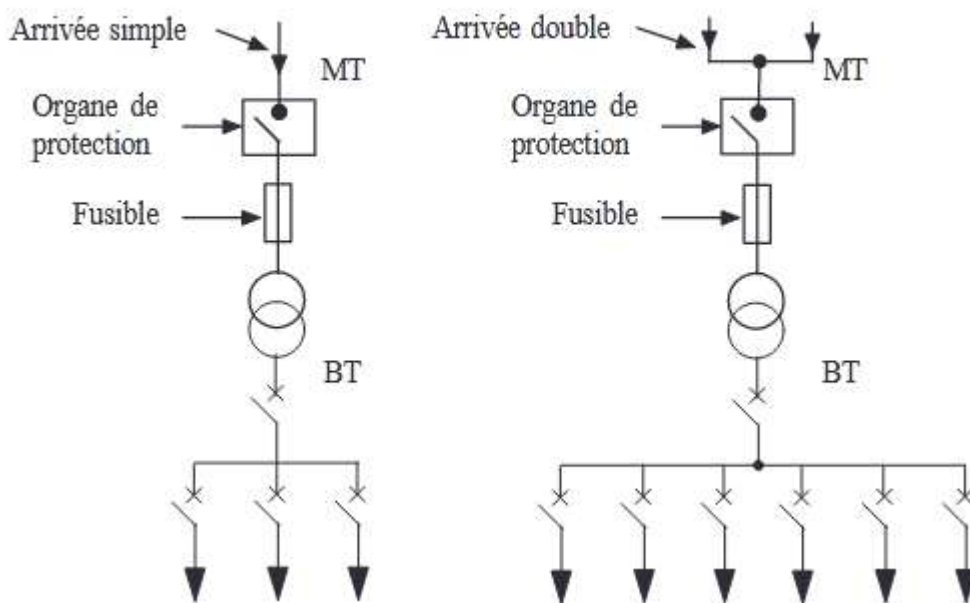
-La structure arborescente : C'est de loin la plus répandue. Elle est, dans la plupart des cas, considérée comme suffisante. En effet, bien que les détails de localisation de défaut et de

réparation soient non négligeables, surtout en souterrain, le nombre des clients affectés par l'indisponibilité d'un tronçon est beaucoup plus faible qu'en HTA ;

- La structure bouclée : Elle consiste à insérer des points de bouclage (par les boîtes de coupure, ou dans les postes) ouverts en fonctionnement normal, entre deux (2) départs du même poste HTA/BT ou des deux (2) postes voisins.

La structure maillée : Cette structure est très coûteuse et elle est réalisée dans des cas où l'on souhaite un niveau de qualité de service très élevé.

En Algérie, le réseau BT est arborescent et non bouclé, avec des départs généralement construits pour être les plus courts possible. En cas d'incident sur le réseau BT, la réalimentation des utilisateurs doit se faire manuellement en déroulant un câble provisoire depuis un autre départ BT ou en installant un groupe électrogène.



**Figure II.7.** Postes de distribution basse tension

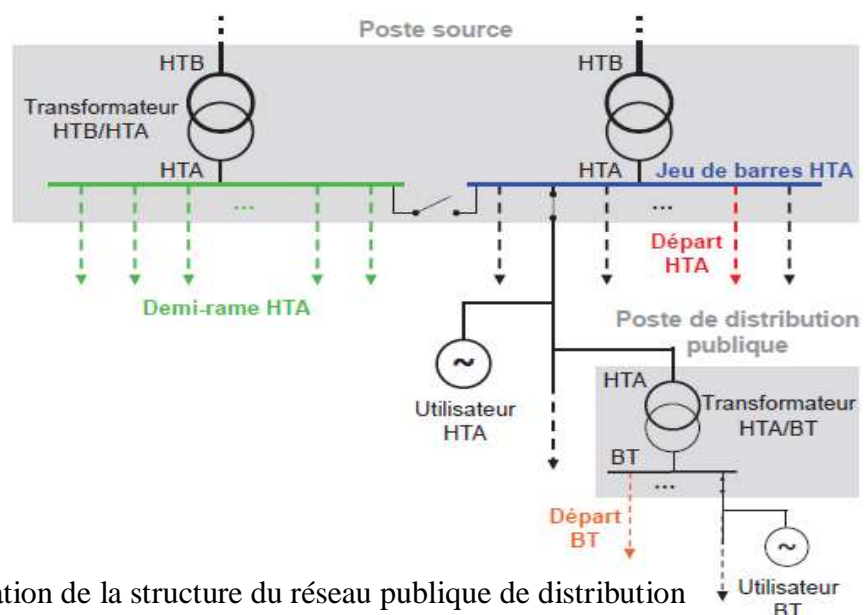
## II.5. La planification des réseaux de distribution

La planification des réseaux électriques de distribution est l'ensemble des décisions opérationnelles et des investissements nécessaires dans le réseau électrique afin de répondre à trois objectifs fondamentaux : desservir les utilisateurs finaux (consommateurs et producteurs), prévoir leur besoin électrique (puissance soutirée et injectée) et assurer la qualité et la continuité de l'alimentation, avec un souci de rentabilité sur la durée de vie de ces



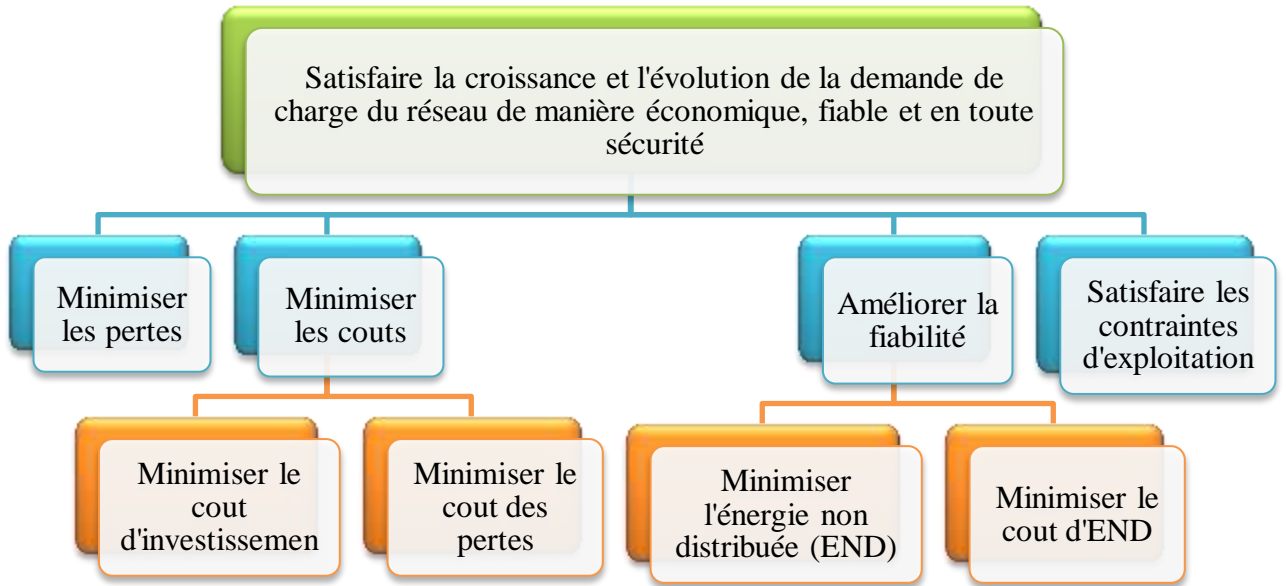
investissements. Plusieurs spécificités inhérentes au système de distribution doivent être prises en compte en planification :

- Le renforcement et la création des ouvrages nécessitent des investissements potentiellement lourds. Pour un problème technique donné, différentes solutions doivent donc être imaginées pour trouver un optimum technico-économique.
- Les ouvrages ont une durée de vie de 40 ans et plus. La réalisation de nouveaux ouvrages impacte donc l'architecture des réseaux à long terme.
- Les délais de réalisation des ouvrages varient entre quelques mois et plusieurs années. Le développement de réseaux doit donc, si possible, être anticipé à moyen et long termes.
- Une partie des investissements est imposées et doit être réalisée en priorité. C'est le cas du raccordement des nouveaux utilisateurs et du remplacement des ouvrages défectueux.
- Les choix d'investissements délibères sont confrontés à un environnement futur incertain : écarts de prévision de consommation, connaissance des nouveaux producteurs limitée à quelques années, évolution possible du cadre réglementaire, etc. Il est donc nécessaire d'avoir une vision stratégique et de réviser régulièrement les choix de planification long terme pour tenir compte des écarts de prévision et des évolutions significatives du réseau à court et moyen termes. De ce fait, la planification des réseaux doit rechercher des compromis, notamment entre les objectifs à court terme et les objectifs à long terme, entre les investissements et les coûts opérationnels, entre le coût et la qualité d'acheminement de l'électricité, etc.



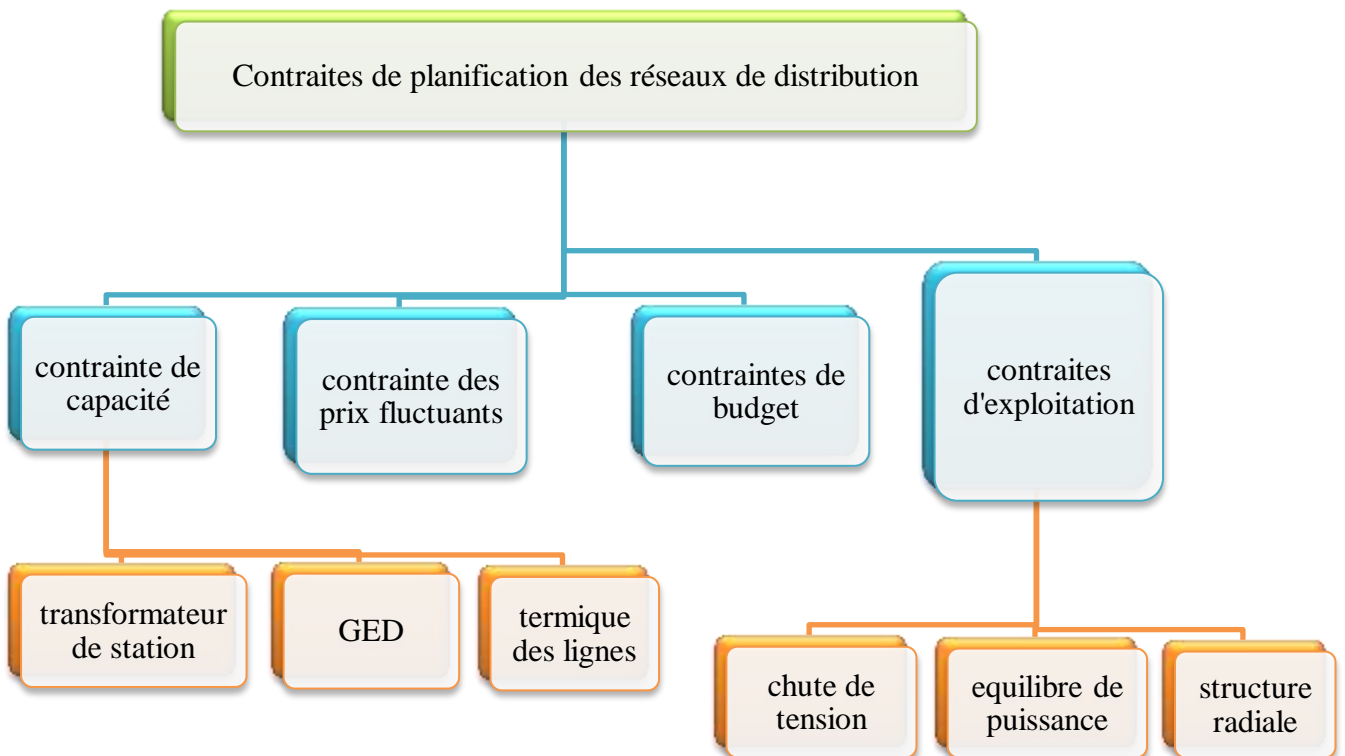
**Figure II.8.** Illustration de la structure du réseau public de distribution

**II.5.1. Objectifs de planification des réseaux de distribution**



**Figure II.9.** Hiérarchie des objectifs de planification des réseaux de distribution

**II.5.2. Les contraintes de la planification des réseaux de distribution**



**Figure II.10.** Les contraintes de la planification des réseaux de distribution

### **II.5.2.1. Contraintes de tension et de courant d'un réseau BT**

Les contraintes de tension et de courant sont les principaux facteurs intervenant dans le dimensionnement des ouvrages du réseau.

#### ⇒ Les contraintes de tension

La limite de chute de tension dépend également de la charge et de sa répartition le long de la ligne, mais aussi de la longueur de la ligne. Ce dernier paramètre est déjà minimisé lors de la phase précédente. Le respect des chutes de tension maximales est vérifié a posteriori car dans la mesure où les réseaux étudiés sont en milieu urbain et courts, il est rare que cette contrainte soit décisive. En effet, la tension délivrée par un réseau BT doit être varié entre :

- 230 ±10% pour les zones industrielles ;
- 230±5% pour les zones urbaines.

Les seuils de tension BT imposés par la réglementation aux bornes d'entrée de l'installation du client sont :

- 207 V en monophasé et 358 V en triphasé (-10% de la tension nominale).
- 244 V en monophasé et 423 V en triphasé (+ 6% de la tension nominale),

#### ⇒ Les contraintes de courant

L'intensité transitant dans un conducteur de réseaux ou branchement BT doit être inférieur au courant admissible pour réduire l'échauffement dans les conducteurs. Les risques pour les conducteurs isolés torsadés sont les mêmes que pour les câbles.

### **II.5.2.2. Contraintes de tension et de courant d'un réseau HTA**

#### ⇒ Critères de tension

Le distributeur adapte le réseau HTA afin d'alimenter les ouvrages avec une tension HTA suffisamment élevée tout en restant dans la plage définie. Cette tension sera plus élevée à la sortie des postes sources qu'aux extrémités des réseaux. Les transformateurs HTA/BT installés sur le réseau permettent d'adapter la tension secondaire sur une plage de +/- 2,5% et ainsi compenser les chutes de tension amont. Lors des études décisionnelles en HTA, le gestionnaire du réseau de distribution vérifie que la tension en tout point du réseau HTA reste dans une plage :

- de ±5 % autour de la tension nominale  $U_n$  dans des conditions normales d'exploitation,
- de [-5 % ; +8 %] autour de la tension nominale  $U_n$  dans des conditions dégradées d'exploitation.

### ⇒ Critères de courant et de puissance apparente

Les contraintes de courant/puissance apparente dans les ouvrages du réseau de distribution HTA sont définies pour respecter les limites constructives des matériels et assurer une hauteur de sécurité pour les liaisons aériennes. Les définitions suivantes sont retenues lors des études décisionnelles :

- Un transformateur est en contrainte de puissance apparente lorsque la puissance apparente le traversant est supérieure à sa puissance apparente maximale.
- Un conducteur est en contrainte de courant lorsque le courant le traversant est supérieur à son courant maximal admissible pendant plus de 10 minutes. Il est à noter qu'en exploitation, des surcharges temporaires de transformateurs et de câbles souterrains HTA sont tolérées sur des périodes inférieures à 1 ou 3 heures.

Pour les contraintes en courant, deux scénarios de régime de défaut, illustrés dans la figure II.11, sont étudiés. Ils correspondent à l'apparition d'un défaut en tête d'un des deux départs d'une ligne. Dans cette situation, l'ensemble des charges de la ligne est alimenté via un seul poste source. Pour chaque branche, le courant maximal correspondant est la valeur maximale entre les deux scénarios étudiés.

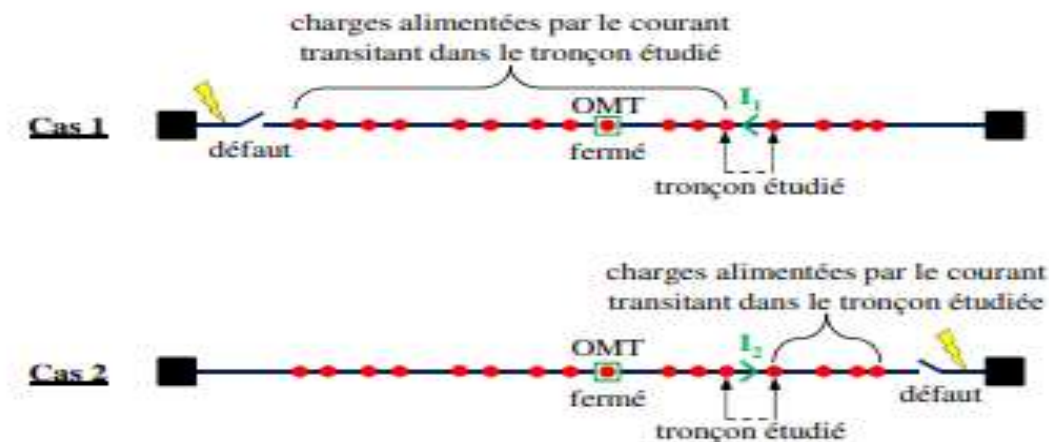
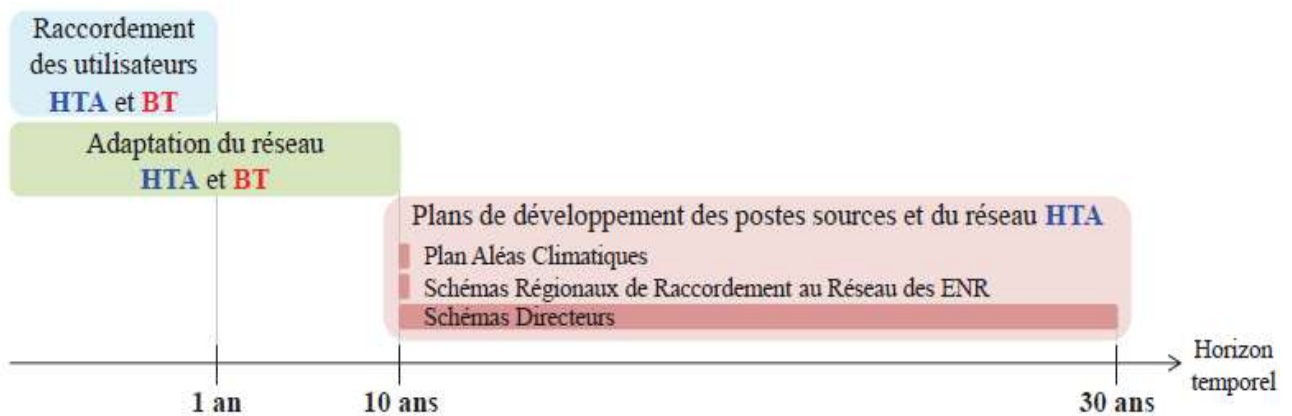


Figure II.11. Calcul du courant maximal dans une branche du réseau HTA

## II.6. Horizons temporels planification des réseaux de distribution

Pour les gestionnaires des réseaux de distribution, les études de planification à long terme sont réalisées afin d'établir la meilleure stratégie d'électrification.

- La recherche du schéma cible d'électrification ;
- Le choix des matériels à utiliser ;
- La répartition dans l'espace (problème de structure) ;
- La répartition dans le temps (problème de stratégie) de ces matériels.



**Figure II.12.** Plan de planification sur plusieurs horizons temporels

- ⇒ **Sur le domaine HTA**, l'affluence de la consommation et l'évolution modérée du réseau rendent possible une anticipation des contraintes sur le long terme. Le gestionnaire du réseau de distribution est donc capable d'élaborer des schémas directeurs à 30 ans et d'établir une liste prévisionnelle des travaux de développement du réseau HTA sur 10 ans.
- ⇒ **Sur le domaine BT**, l'anticipation des contraintes à long terme est plus difficile du fait des aléas individuels importants et de l'évolution rapide du réseau. Le gestionnaire du réseau de distribution planifie le développement du réseau souvent suite au constat de contraintes. Les zones à traiter sont classées en fonction du nombre de clients mal alimentés (CMA) et ils sont traités en fonction de l'enveloppe budgétaire allouée à la qualité de fourniture. C'est pourquoi seule la planification HTA est possible au-delà de 10 ans.

### **II.7. Les études de la planification des développements du réseau de distribution**

Les études décisionnelles sont les études à caractère technique et économique menées pour éclairer les choix d'investissement sur les Réseaux de Distribution. Décider d'engager des dépenses sur le réseau est le résultat de l'une des démarches suivantes :

- l'utilisateur (client ou producteur) souhaite le raccordement de son Installation au réseau,
- le tiers souhaite un déplacement de nos ouvrages,
- les ouvrages ne répondent plus au cadre réglementaire ou normatif - ou sont susceptibles de ne plus y répondre dans un délai prévisible,

- le taux de défaillance des Installations est tel que les dépenses à engager pour améliorer les performances du réseau sont jugées moins contraignantes pour le gestionnaire que l'insatisfaction des clients.

La défaillance du réseau se traduit par des coupures. Elle entraîne une gêne de la clientèle desservie, gêne différente selon qu'il s'agit de la perte de production d'un industriel ou d'inconvénients ressentis par la clientèle domestique. Pour pallier cette difficulté, EDF a créé, il y a plus de 30 ans, le concept d'Energie Non Distribuée (END). Les méthodes d'évaluation et de valorisation des volumes d'END ont permis de donner un poids économique aux interruptions de fourniture. Pour un problème posé au planificateur de réseau, il est ainsi possible de comparer plusieurs solutions du point de vue de la défaillance.

### **II.8. La méthodologie d'étude et de développement du réseau BT**

La planification d'un réseau de distribution BT consiste à analyser de manière technico-économique le développement de ce réseau. L'objectif principal est l'électrification des nouvelles zones pour satisfaire les besoins futures des consommateurs. Dans ce qui suit, nous allons procéder à la définition de quelques paramètres techniques liées à la planification d'un réseau basse tension.

**Puissance installée** : La puissance installée est la somme des puissances de tous les récepteurs. Cette puissance est beaucoup plus élevée que la puissance réellement consommée.

**Puissance souscrite** : C'est une caractéristique du contrat de fourniture d'électricité entre l'abonné et le distributeur. Il s'agit d'une indication de puissance maximale qui ne doit pas être franchie ou dont les dépassements seront facturés avec des pénalités.

**Puissance consommée** : C'est la puissance de pointe réellement consommée, elle dépend du fonctionnement de chaque récepteur pris individuellement et de tous les récepteurs pris ensemble, d'où la notion du coefficient d'utilisation maximale et du coefficient de simultanéité.

**Facteur d'utilisation** : Le régime de fonctionnement normal d'un récepteur peut être tel que sa puissance utilisée soit inférieure à sa puissance nominale installée, d'où la notion de facteur d'utilisation. Le facteur d'utilisation s'applique individuellement à chaque récepteur.

**Coefficient de simultanéité** : La variation du régime de fonctionnement d'un récepteur dans le temps entraîne la non superposition des pointes de consommation maximale d'un groupe de

récepteurs, d'où la notion de coefficient de simultanéité, en d'autres termes il exprime avec quelle probabilité un certain nombre de récepteurs fonctionneraient en même temps.

**Tableau. II.1.** Coefficient de simultanéité en fonction du nombre d'abonnés

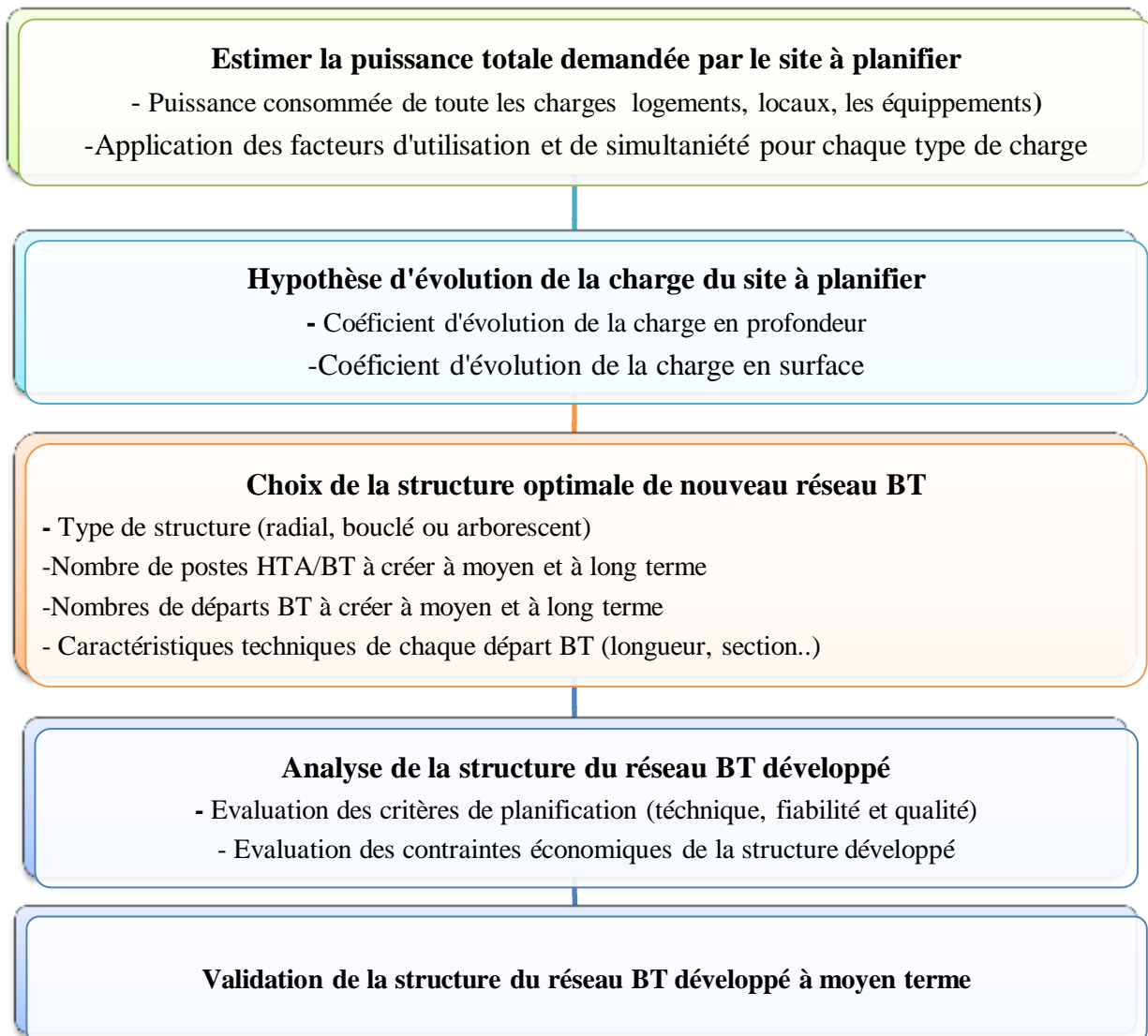
Nombre d'abonnés	Coefficient de simultanéité
2 à 4	1
5 à 9	0,78
10 à 14	0,63
15 à 19	0,53
20 à 24	0,49
25 à 29	0,46
30 à 34	0,44
35 à 39	0,42
40 à 49	0,41
50 et au- dessus	0,40

**Coefficient d'évolution de la charge :** Le coefficient d'évolution de la charge est une valeur qui permet d'évaluer avec plus ou moins d'exactitude, la valeur de la charge d'une région, au bout d'un certain temps. Le but de la détermination de ce coefficient est de pouvoir prendre des précautions pour pallier aux éventuelles carences de tension dues à l'augmentation de la charge. Dans le domaine pratique on distingue deux coefficients d'évolution de la charge :

- **Coefficient d'évolution de la charge en profondeur :** Ce coefficient permet d'estimer la manière avec laquelle évoluent les charges existantes (domestiques ou industrielles) dans le réseau.
- Coefficient d'évolution de la charge en surface : Ce coefficient permet d'estimer la manière avec laquelle évoluent le réseau par rapport au réseau existant.

### **II.9. Etapes de planification d'un réseau de distribution BT**

L'étude de planification d'un réseau basse tension se fait méthodiquement en respectant les étapes illustrées dans l'organigramme ci-dessous.



**Figure II.13.** Etapes de planification d'un réseau de distribution BT

### II.10. Les calculs technico-économiques

Pour comparer des solutions sur un horizon temporel long, des calculs technico-économiques ont été réalisés.

⇒ Le coût net actualisé

Comme les solutions engagent potentiellement des dépenses différentes à des dates différentes, il est nécessaire d'actualiser les coûts avant de pouvoir les sommer. Le principe d'actualisation suppose que tout acteur économique préférera disposer d'une ressource financière dans l'immédiat que dans le futur. Un taux d'actualisation  $i$  est donc appliqué aux coûts annuels pour les ramener à l'année 1 : un coût  $c$  à l'année  $t$  est équivalent à un coût



$c_{act} = \frac{c}{(1+i)^{t-1}}$  € à l'année 1. Pour comparer les solutions possibles pour résoudre un problème donné, le Coût Net Actualisé (CNA) a été établi, de chaque solution sur une même période de T années. La solution optimale est la solution techniquement faisable qui obtient le CNA minimal. Le CNA d'une solution sur T années est défini comme suit :

$$CNA = I_{act} + C_{act} - V_{act} = \sum_{t=1}^T \left( \frac{I_t}{(1+i)^{t-1}} + \frac{C_t}{(1+j)^{t-1}} - \frac{V_t}{(1+j)^T} \right)$$

avec :

- $I_{act}$ ,  $C_{act}$  et  $V_{act}$  : les montants respectifs d'investissement, de coûts opérationnels et de valeurs d'usage actualisés à l'année 1 ;
- T : le nombre d'années de l'étude technico-économique ;
- i : le taux d'actualisation des coûts réels ;
- $I_t$  : le montant des investissements à réaliser à l'année t ;
- $C_t$  : le montant des coûts opérationnels prévisionnels à l'année t ;
- $V_t$  : la valeur d'usage, ou valeur résiduelle, de l'investissement  $I_t$  à la fin de l'année T.

Le retrait des valeurs d'usage des investissements permet de quantifier les reports d'investissement et comparer les stratégies sur une même période d'étude.

La valeur d'usage  $V_t$  est calculée comme suit :

$$V_t = \frac{(1+i)^{A_t} - (1+i)^{T-t+1}}{(1+i)^{A_t} - 1} I_t,$$

où  $A_t$  est la durée de vie de l'investissement  $I_t$ .

### **II.11. Critères de qualité de l'énergie électrique**

Le planificateur du réseau de distribution HTA doit respecter plusieurs objectifs de qualité sur l'onde de tension, définie par :

- Les variations lentes de la tension autour de la valeur contractuelle : elles proviennent de l'évolution de la charge sur le réseau et ne doivent pas être trop importantes pour ne pas entraîner le dysfonctionnement de certains appareils.
- Les variations rapides ou « flicker » qui sont répétitives et aléatoires : Leur origine sont les équipements industriels tels que les fours à arcs électriques.

- Les creux de tension : ce sont des chutes brutales de la tension dont la valeur peut aller jusqu'à 90 % de la valeur contractuelle et dont la durée va de 10 ms à une minute. Les défauts polyphasés ou les défauts monophasés sévères générant un creux de tension sur la phase en défaut sont à leur origine. Les creux de tension peuvent entraîner l'arrêt pur et simple de certains matériels.
- Les harmoniques ou la déformation de l'onde de tension : leur origine est l'électronique de puissance présente dans les différents éléments du réseau et les impacts sur le vieillissement des appareils, l'augmentation du niveau de bruit dans les transformateurs et les machines tournantes.
- Le déséquilibre entre phases qui a pour impact une tension trop importante ou à l'inverse trop faible, et un couple de freinage sur les machines tournantes.

### **II.11.1. Critères de Fiabilité**

L'énergie électrique doit être fournie aux clients en respectant des normes de qualité mais également des objectifs de fiabilité. Les clients doivent rester alimentés en cas de défaut sur le réseau ou à minimum être déconnectés à une fréquence et une durée réduites. Dans le cadre des études de planification, seul l'impact des défauts permanents est évalué. La détection et l'élimination des défauts fugitifs et semi-permanents relèvent du déploiement des appareils de protection sur le réseau.

Les critères les plus couramment utilisés et les plus appropriés pour les réseaux de distribution électriques HTA sont :

- Le nombre et la durée des coupures ;
- L'énergie et la puissance totales coupées au moment des interruptions.

Ils sont évalués à l'aide de trois critères internationaux suivants:

- Le SAIFI (System Average Interruption Frequency Index);
- Le SAIDI ( System Average Interruption Duration Index);
- L'END (Energy Not Distributed ).

Ces trois indices de fiabilité donnent une image de la qualité du réseau. Plus ces indices sont petits et plus le réseau sera de bonne qualité. Pour chaque tronçon  $i$  délimité par deux organes de coupure, si un défaut se produit sur le tronçon  $i$ , on définit :

$$SAIFI_i = \frac{(Nbr\ clients\ coupés)_i \times (Nbr\ coupures)_i}{(Nbr\ total\ de\ clients)_i}$$

$$SAIDI_i = \frac{(Durée\ de\ la\ coupure\ du\ tronçon)_i \times (Nbr\ clients\ coupés)_i \times (Nbr\ coupures)_i}{(Nbr\ total\ de\ clients)_i}$$

$$END_i = \frac{(Puissance\ coupée)_i \times (Durée\ de\ la\ coupure\ du\ tronçon)_i \times (Nbr\ coupures)_i}{(Nbr\ total\ de\ clients)_i}$$

### **II.11.2. Critères économiques**

Lors d'une étude de planification, le gestionnaire du réseau de distribution se retrouve souvent avec plusieurs solutions qui répondent aux contraintes techniques et aux normes exigées. Ainsi le choix entre toutes les stratégies sélectionnées découle d'une comparaison économique entre celles-ci. De ce fait, des outils technico-économiques sont développés dans l'objectif de faciliter la comparaison économique entre plusieurs solutions techniques possibles.

L'ensemble des coûts qui seront assignés pour le développement du réseau électrique, appelé *TOTEX (Total Expenditures)*, comprend les investissements dit *CAPEX (Capital Expenditures)* ainsi que les coûts de maintenance et d'exploitation dit *OPEX (Operational Expenditures)*. Une étude technico-économique n'est généralement applicable que pour des études de planification long terme. Ainsi les solutions sélectionnées dans une étude de planification engendrent des dépenses (d'investissement et/ou d'exploitation) différentes dans le temps.

Illustrons cela sur un exemple simple où l'on souhaite comparer deux solutions (représentant des services techniques équivalents). La 1ère solution implique un coût d'investissement de 100 k€, et la seconde un coût d'investissement de 74 k€, mais cette dernière présente un coût d'exploitation pendant toute la période d'étude de 300 k€, alors que le coût d'exploitation et d'entretien de 1ère solution est 210 k€. Pour comparer les dépenses engendrées par les solutions sur toute la période d'étude il ne suffit pas de comparer la somme de toutes les dépenses relatives à chaque solution. Dans ce cas le gestionnaire du réseau de distribution opte pour un calcul qui s'appuie sur le principe dit d'actualisation. Ce principe valorise le capital économique présent. Ainsi, toutes les dépenses sont ramenées à une année de référence. Par exemple pour un taux d'actualisation égale à « i », Un Euro aujourd'hui

possède la même valeur que  $(i+1)^t$  Euro l'année  $t$ . Pour calculer le bilan actualisé l'équation suivante est utilisée :

$$C_{\text{global actualisé}} = \sum_{n=1}^N \frac{C(n)}{(i+1)^n}$$

Avec :

- $C_{\text{global actualisé}}$ : le coût actualisé (k€).
- $C(n)$  : l'ensemble des dépenses {l'année  $n$  (k€).
- $i$  : le taux d'actualisation (%).
- $N$  : la durée d'étude qui est souvent assimilée {la durée de vie de l'ouvrage (année).