

Université M. S. Ben Yahia Jijel

Fac. Sciences et Technologie

Dépt. d'Electrotechnique

Master I Electrotechnique, option Réseaux, S3

Module: Intégration des Ressources Renouvelables aux Réseaux Electriques

Enseignant: N. Boudjerda

Chapitre I. Les énergies renouvelables dans les réseaux électriques

Chapitre I. Les énergies renouvelables dans les réseaux électriques

I. Energie électrique

Le distributeur d'électricité s'engage à fournir à l'ensemble des utilisateurs une énergie de qualité sous la forme de trois tensions sinusoïdales constituant le réseau triphasé équilibré. De sa production jusqu'à sa consommation, l'énergie subit des perturbations qui altèrent sa qualité. L'énergie électrique est caractérisée par la fréquence, l'amplitude, la forme d'onde et le déséquilibre des courants et tensions. La détérioration d'un ou plusieurs paramètres indique la présence d'une anomalie sur le réseau électrique.

I.1. Qualité de l'énergie électrique

La notion de qualité de l'électricité apparaît généralement sous les aspects suivants :

- La continuité de fourniture : disponibilité de l'énergie électrique en un endroit donné qui peut être interrompue par des coupures brèves (< 1 min.) ou longues (> 1 min.).
- La forme de l'onde de tension (fréquence, amplitude, durée). En pratique, la qualité de l'énergie électrique est une combinaison de la qualité de la tension et la qualité du courant.

I.1.1. Qualité du courant

Le terme « qualité du courant » est rarement utilisé, car la qualité du courant est étroitement liée à la qualité de la tension et la nature des charges. Pour cette raison, «la qualité de l'énergie électrique» est souvent réduite à «la qualité de la tension».

I.1.2. Qualité de la tension

La qualité d'énergie ou de la tension concerne essentiellement les quatre caractéristiques principales de la tension à savoir :

- La fréquence.
- L'amplitude.
- La forme d'onde.
- La symétrie.

Pour le réseau synchrone algérien, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale mesurée, doit se trouver dans l'intervalle de 50 Hz ± 1 %. Le maintien de ce niveau de qualité est la responsabilité commune de tous les gestionnaires des réseaux concernés (zones de réglage), qui doivent participer aux réglages primaire et secondaire de la fréquence.

Le gestionnaire du réseau doit maintenir l'amplitude de la tension dans un intervalle de l'ordre de 10 % autour de sa valeur nominale. Cependant, même avec une régulation parfaite, plusieurs types de perturbations peuvent dégrader la qualité de la tension :

- Les creux de tension et coupures brèves.
- Les variations rapides de tension (Flicker).

- Les surtensions temporaires ou transitoires.

Les deux premières catégories posent les problèmes les plus fréquents.

I.2. Dégradation de la qualité de la tension

Les perturbations dégradant la qualité de la tension peuvent résulter de:

a/ Défauts dans le réseau électrique ou dans les installations des clients :

- Court-circuit dans un poste, une ligne aérienne, un câble souterrain, etc.
- Causes atmosphériques (foudre, givre, tempête...).
- Matérielles (vieillesse d'isolants...).
- Humaines (fausses manœuvres, travaux de tiers...).

b/ Installations perturbatrices :

- Fours à arc.
- Soudeuses.
- Variateurs de vitesse.
- Toutes applications de l'électronique de puissance, téléviseurs, éclairage fluorescent,
- Démarrage ou commutation d'appareils, etc....

Les principaux phénomènes qui peuvent affecter la qualité de la tension sont décrits ci-après.

I.2.1. Variation ou fluctuation de la fréquence

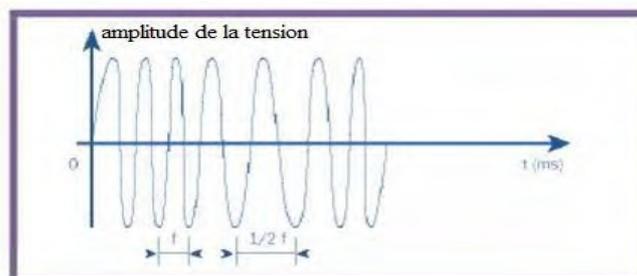


Figure 1. Exemple de Variation ou fluctuation de la fréquence

Les fluctuations de la fréquence (Figure 1) sont généralement observées sur les réseaux non interconnectés ou les réseaux sur groupe électrogène. Dans des conditions normales, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle $50 \text{ Hz} \pm 1\%$.

I.2.2. Fluctuation de tension (flicker)

Des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires (Figure 2), sont provoquées par des variations rapides de puissance absorbée ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes, etc. Elles peuvent provoquer un papillotement de l'éclairage (Flicker) gênant pour la clientèle, même si les variations individuelles ne dépassent pas quelques dixièmes de pour-cent. Les autres applications de l'électricité ne sont normalement pas affectées par ces phénomènes, tant que l'amplitude des variations reste inférieure à 10 %.

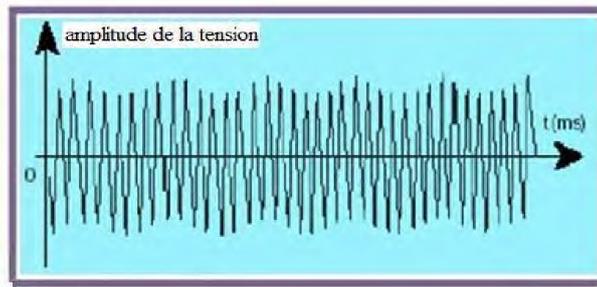


Figure 2. Exemple de variation rapide de la tension

I.2.3. Creux de tension

Les creux de tension sont produits par des court-circuit survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle (Figure 3). Seules les chutes de tension supérieures à 10 % sont considérées ici (les amplitudes inférieures rentrent dans la catégorie des “fluctuations de tension”). Leur durée peut aller de 10 ms à plusieurs secondes, en fonction de la localisation du court-circuit et du fonctionnement des organes de protection (les défauts sont normalement éliminés en 0.1 - 0.2 s en HT, 0.2 s à quelques secondes en MT).

Ils sont caractérisés par leurs: amplitude et durée et peuvent être monophasés ou triphasés.

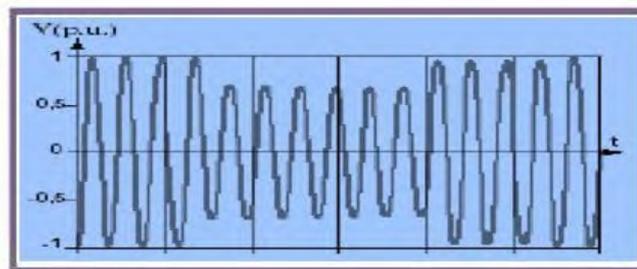


Figure 3. Creux de tension

Les creux de tension peuvent provoquer le déclenchement d'équipements, lorsque leur profondeur et leur durée excèdent certaines limites (dépendant de la sensibilité particulière des charges). Les conséquences peuvent être extrêmement coûteuses (temps de redémarrage se chiffrant en heures, voire en jours ; pertes de données informatiques ; dégâts aux produits, voire aux équipements de production...).

I.2.4. Interruption courte ou coupure brève

L'interruption courte est la perte complète ou la disparition de la tension d'alimentation pendant une période de temps de 1/2 cycle jusqu'à 3 s. Elle se produit quand la tension d'alimentation ou le courant de charge diminue à moins de 0.1 pu, (10 % de la puissance nominale). Ce phénomène peut être produit par les court-circuits imputables aux incidents naturels du réseau et aux manœuvres d'organes de protection éliminant ces défauts. Ils sont également la conséquence d'appel de puissances importantes lors de la mise en service de certaines charges du réseau.

I.2.5. Bosses de tension

La bosse de tension est une augmentation de la tension au-dessus de la tension nominale pour une durée de 0.5 cycle à 60 s. Elle est caractérisée par son amplitude et sa durée. Elle peut causer l'échauffement et la destruction des composants.

I.2.6. Chutes de tension

Une chute de tension est une diminution ou bien une disparition complète de la tension. Elle se caractérise par sa durée et par la tension résiduelle, généralement exprimée en pourcentage de la valeur efficace de la tension, au point le plus bas pendant la chute de tension. Dans les réseaux maillés THT, la tension est différente suivant l'endroit où l'on se trouve ; elle est forte aux nœuds du réseau où les centrales débitent, et relativement basse aux points de consommation éloignés des centrales (Figure 4).

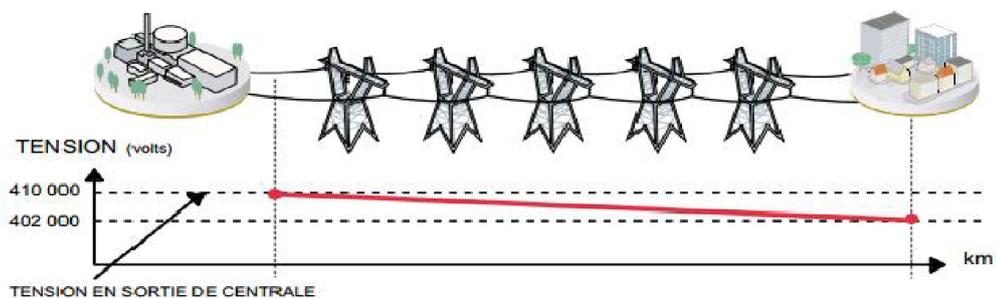


Figure 4. Chute de tension (cas d'un client alimenté par une ligne depuis une centrale)

I.2.7. Tension et/ou courant transitoire

Les surtensions transitoires illustrées sont des phénomènes brefs, dans leur durée et aléatoires dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale à la fréquence 50Hz ou 60Hz pendant une durée inférieure à une seconde. Quelques équipements tels que les dispositifs électroniques sont sensibles aux courants/tensions transitoires (Figure 5).

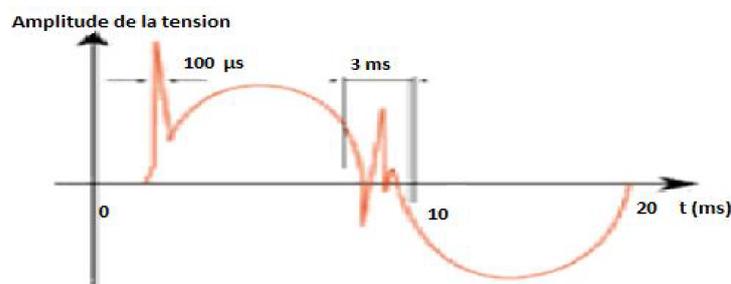


Figure 5. Surtension transitoire

I.2.8. Déséquilibre de tension

Considérons un récepteur triphasé non équilibré. Lorsqu'on alimente ce récepteur par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau (Figure 6). Ceci est fréquent pour les réceptrices

monophasées basses tensions. Mais cela peut également être engendré, à des tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc ou par la traction ferroviaire.

Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes des autres de 120° .

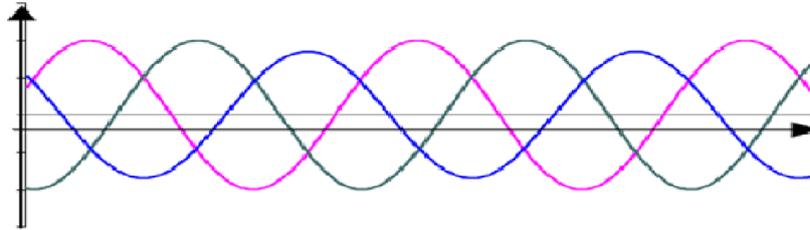


Figure 6. Exemple de déséquilibre des amplitudes et des phases

I.2.9. Perturbations harmoniques

On entend par harmonique, toute perturbation non transitoire affectant la forme d'onde de tension du réseau électrique. Ce sont des composantes dont la fréquence est un multiple de la fréquence fondamentale (Figure 7). Ils provoquent une distorsion de l'onde sinusoïdale et ils sont principalement dus à des installations non linéaires telles que les convertisseurs ou les gradateurs électroniques, etc. Des niveaux élevés d'harmoniques peuvent causer un échauffement excessif de certains équipements.

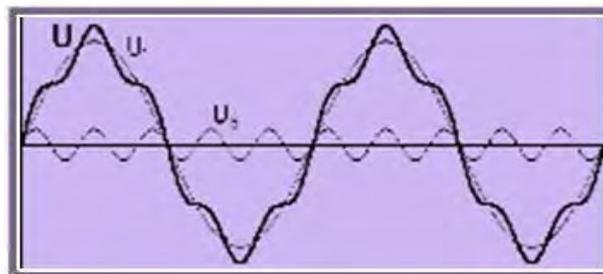


Figure 7. Distorsion provoquée par un seul harmonique "h" ($h = 5$)

II. La Puissance Réactive

Les réseaux électriques à courant alternatif fournissent l'énergie apparente qui correspond à la puissance (ou puissance appelée). Cette énergie se décompose en deux formes d'énergie:

- L'énergie active : transformée en énergie mécanique (travail) et en chaleur (pertes).
- L'énergie réactive : utilisée pour créer des champs magnétiques.

Les consommateurs de puissance réactive sont les moteurs asynchrones, les transformateurs, les inductances et les convertisseurs statiques (redresseurs).

II.1. Importance de la puissance réactive

L'énergie réactive est un facteur très important qui influe sur la stabilité et l'équilibre du réseau électrique, ainsi que son fonctionnement. Les effets secondaires de ce facteur se résument dans les points suivants :

- a) La chute de tension dans les lignes et les postes de transformation.

- b) Les pertes supplémentaires actives dans les lignes, les transformateurs et les générateurs.
- c) Les variations de tension du réseau sont étroitement liées à la fluctuation de la puissance réactive dans le système de production.

II.2. Le facteur de puissance

C'est le quotient de la puissance active consommée et de la puissance apparente fournie.

$$F = \frac{P}{S} = \cos\varphi \quad (1)$$

Le facteur de puissance ($\cos\varphi$) concerne seulement le fondamental et ne prend pas en compte la puissance véhiculée par les harmoniques.

- Un facteur de puissance proche de 1 indique une faible consommation d'énergie réactive et optimise le fonctionnement d'une installation. Il permet d'identifier facilement les appareils plus ou moins consommateur de puissance réactive.
- Un facteur de puissance égal à 1 ne conduira à aucune consommation de la puissance réactive (charge résistive pure).
- Un facteur de puissance inférieur à 1 conduit à une consommation (ou à une production) de la puissance réactive d'autant plus importante qu'il se rapproche de 0 (inductive pure).

Dans une installation électrique, le facteur de puissance pourra être différent d'un atelier à un autre, selon les appareils installés et la manière dont ils sont utilisés (fonctionnement à vide, pleine charge...).

III. Transport de la puissance active et réactive

En régime permanent, on peut écrire les équations reliant les puissances actives P_i et réactives Q_i injectées ou soutirées en chaque sommet du réseau i et les tensions en modules $|V|$ et phases θ .

La détermination des tensions et courants sur une ligne électrique peut être effectuée en utilisant la notation complexe. En schématisant chaque liaison (du sommet i au sommet k) par un π symétrique tel que ($i = 1, k = 2$), (Figure 8).

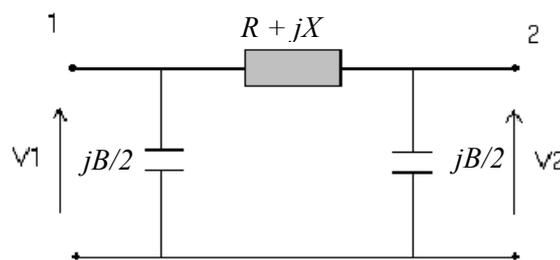


Figure 8. Circuit équivalent en π d'une ligne électrique

Les lignes sont normalement spécifiées par :

- Une impédance série : $Z = R + jX$
- Une admittance shunt : $Y = G + jB$

En pratique G est extrêmement petit ($G = 0$) et par conséquent $jB = j\omega C$ ou B représente la susceptance shunt.

IV. Les contrôles dans le problème tension / puissance réactive

Un système est dit bien conçu s'il peut délivrer une énergie d'alimentation fiable et de bonne qualité, par bonne qualité on entend un niveau de tension dans des limites acceptables.

Chaque fois que le niveau de tension en un point du système est soumis à des variations cela est dû à un déséquilibre entre la puissance fournie et consommée.

En effet quand une charge est alimentée à travers une ligne de transmission dont la tension de départ est constante, la tension de la charge dépend de l'amplitude du courant de la charge et du facteur de puissance de la charge. La variation de tension en un nœud est un indicateur de déséquilibre entre la puissance réactive délivrée et celle consommée cependant une importation de la puissance réactive donne une augmentation des pertes de puissances et de la chute de tension à travers l'impédance d'alimentation.

IV.1. Chute de tension sur une ligne

Afin d'illustrer les relations entre la puissance réactive et la chute de tension, considérons le circuit équivalent ci-dessous (Figure 9).

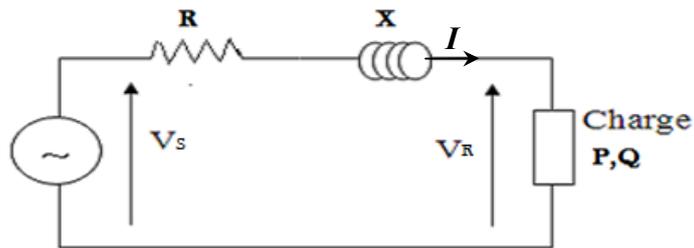


Figure 9. Circuit équivalent du réseau électrique

La chute de tension due au courant I dans l'impédance.

$$Z = R + jX \text{ et } \Delta V = V_s - V_r = ZI \quad (2)$$

Le tracé du diagramme vectoriel de ce circuit est donné en figure 10.

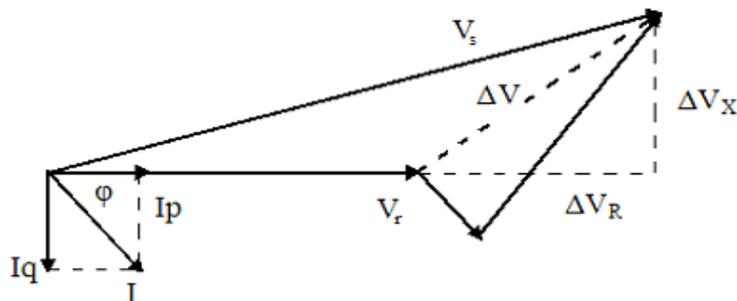


Figure 10. Diagramme vectoriel associé au circuit de la figure 9

$$S = V_r * I^* = P + jQ \quad (3)$$

$$I = (P - jQ) / V_r \quad (4)$$

$$\Delta V = ZI = (R + jX) (P - jQ) / V_r \quad (5)$$

$$\Delta V = (RP + XQ) / Vr + j (XP - RQ) / Vr \quad (6)$$

$$\Delta V = \Delta VR + j\Delta VX \quad (7)$$

C'est-à-dire que la chute de tension a une composante ΔVR en phase avec Vr et une composante ΔVX en quadrature avec Vr .

Il est clair que la chute de tension dépend simultanément de la puissance active et réactive de la charge.

Comme $\Delta V = Vs - Vr$ donc $Vs = Vr + \Delta V$ et en considérant Vs égale 1:

$$|Vs|^2 = |Vr + \Delta VR|^2 + |\Delta VX|^2 \quad (8)$$

$$|Vs|^2 = \left| Vr + \frac{PR+XQ}{Vr} \right|^2 + \left| \frac{XR-XQ}{Vr} \right|^2 \quad (9)$$

Comme $\Delta VX < (Vr + \Delta VR)$ on peut effectuer l'approximation suivante:

$$|Vs|^2 \approx \left| Vr + \frac{PR+XQ}{Vr} \right|^2 \quad (10)$$

Ce qui donne:

$$Vs - Vr = \frac{PR+XQ}{Vr} \quad (11)$$

Puisque la réactance X est le paramètre prédominant dans l'impédance du réseau c'est-à-dire $R \ll X$, on peut écrire :

$$\Delta V = Vs - Vr \approx \frac{XQ}{Vr} \quad (12)$$

Donc la cause de la chute de tension à travers une impédance est due principalement au courant réactif passant dans cette impédance, ou en d'autres termes elle est due à la variation de la puissance réactive.

Pour maintenir Vr constante si la courant I change, il faut varier la puissance réactive au point de raccordement de la charge.

IV.2. Contrôle de la tension

La chute de tension sur un élément de réseau s'exprime par l'équation (12). L'examen de cette équation montre que pour maintenir Vr constante au niveau du consommateur, on dispose de plusieurs solutions à savoir :

- Augmentation de la tension de départ Vs .
- Diminution de la réactance de la ligne par insertion de réactances capacitatives.
- Fourniture de la puissance réactive au niveau des usagers (compensation de la puissance réactive). Cette compensation peut être obtenus soit par :
 - La connexion de capacité shunts.
 - La connexion de compensateurs synchrones.
 - La connexion de réactance shunt (pour les faibles charges, ou charges capacitatives).

En connectant un compensateur de puissance réactive en parallèle avec la charge, il sera possible de maintenir la tension V_r égale en module à la tension V_s . La puissance réactive totale connectée au jeu de barre de charge sera remplacée par $Q_s = Q_\delta + Q$, où Q_δ est la puissance réactive injectée par le compensateur et qui sera ajustée pour faire tourner le vecteur ΔV jusqu'à ce que la tension V_r sera égale à la tension V_s (Figure 10).

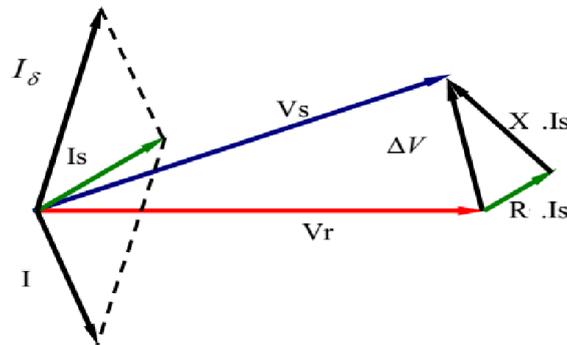


Figure 10. Diagramme des tensions pour une ligne compensée (tension constante)

V. Compensation de la puissance réactive

Le bilan global de la puissance réactive produite et consommée dans l'ensemble du système électrique doit être équilibré. En pratique la puissance réactive est produite et injectée au réseau à l'endroit où elle est consommée pour éviter de faire transiter cette puissance réactive dans le réseau, ce qui provoquerait d'autres chutes de tension et d'autres pertes.

Les variations de tension du réseau sont étroitement liées aux fluctuations de la puissance réactive dans le système de production et de transport. Ceci tient au fait que la puissance réactive intervient de manière importante dans l'expression de la chute de tension.

L'analyse des variations de la demande de la puissance réactive montre que le problème de l'adaptation offre-demande présente deux aspects qui nécessitent l'emploi de dispositifs aux caractéristiques très différentes.

- Le premier consiste à suivre les fluctuations périodiques. Celles-ci sont connues, tout au moins pour les charges dans une large mesure prévisible. Une grande part de l'ajustement peut donc être réalisée à l'aide de moyen dont l'action est discontinue et le temps de réponse relativement long. Cette catégorie comprend les batteries de condensateurs et les inductances installées sur les réseaux.
- Le second consiste à faire face aux variations brusques et aléatoires. Ceci nécessite la mise en œuvre de moyens dont le temps de réponse est très court. Cette catégorie comprend les groupes de production ainsi que les compensateurs synchrones et les compensateurs statiques.

V.1. Les groupes de production (générateurs)

Les groupes de production sont bien situés pour satisfaire les besoins en énergie réactive, de plus, leurs performances dynamiques leur permettent de faire face aux fluctuations brusques de

la demande mais, ils ne peuvent compenser que partiellement les charges réactives, en raison des chutes de tension créés par les transits d'énergie réactive sur les réseaux.

V.2. Les condensateurs

Ils ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive consommée par les charges dans le réseau. On distingue deux types :

- Des batteries de condensateurs HT, raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT et destinées à compenser les pertes réactives sur les réseaux HT et THT.
- Des batteries de condensateurs MT, raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT ou THT/MT. Ces batteries servent à compenser l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport. Elles sont localisées et dimensionnées individuellement en fonction du réglage de tension.

V.3. Les inductances

Elles sont utilisées pour compenser l'énergie réactive fournie en heures creuses par les lignes à très haute tension ou par les câbles. Elles sont soit directement raccordées au réseau, soit branchées sur les tertiaires des transformateurs. Par conséquent, elles permettent une limitation des surtensions dans le réseau.

V.4. Les compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes qui ne fournissent aucune puissance active, mais qui peuvent suivant qu'elles soient sous ou surexcitées, fournir ou absorber de la puissance réactive.

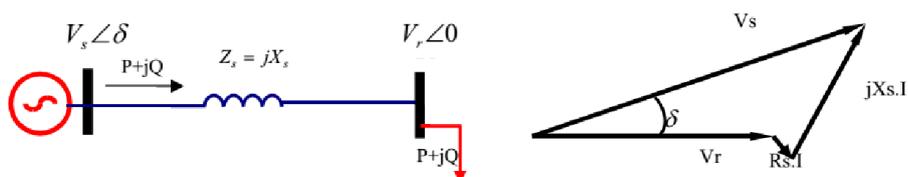
V.5. Les compensateurs statiques

Ils sont constitués par l'ensemble de condensateurs et d'inductances commandées par thyristors, montés en tête-bêche dans chaque phase.

V.6. Puissance transmissible sur une ligne

L'énergie électrique est transportée par des lignes électriques de capacités limitées à cause des limites thermiques des câbles, des tensions appliquées aux bornes et de l'angle de charge δ .

Considérant une ligne électrique (Figure 11) alimentant une charge ($P + jQ$). En admettant que la résistance de la ligne est très faible devant sa réactance, nous aurons: $Z_s \approx jX_s$.



(a) Schéma de ligne

(b) diagramme des tensions

Figure 11. Ligne électrique alimentant une charge

En prenant la tension au bornes de la charge comme référence des phase (Figure 11) et en négligeant la résistance R_s , le courant sera en phase avec V_r , La puissance demandé par la charge sera donnée par les équations qui suivent:

$$S_r = P + jQ = V_r \cdot I_r^* \text{ avec } I_r = \frac{V_s - V_r}{Z_s}$$

$$P = \frac{V_s \cdot V_r}{X_s} \sin \delta \quad (13)$$

$$Q = \frac{V_s \cdot V_r}{X_s} \cos \delta - \frac{V_r^2}{V_s} \quad (14)$$

La relation entre la tension au jeu de barre de charge et le courant de charge I est décrite par la droite de la figure ci après appelée ligne de charge du système qui est définie par l'équation d'une droite qui passe par V_s et de pente $-Z_s$ (Figure 12):

$$V_s - V_r = Z_s * I \Rightarrow V_r = -Z_s * I + V_s$$

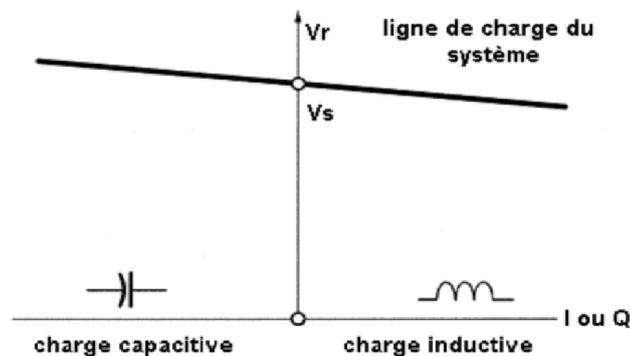


Figure 12. Ligne de charge du système

VI. Réglage de la fréquence et contrôle de la puissance active

Le contrôle de la puissance active produite par des groupes de production est lié au réglage de la fréquence du réseau. La notion de fréquence est primordiale. Elle traduit à tout instant l'équilibre entre la production et la consommation. Cette fréquence doit être maintenue à l'intérieur de certaines limites, afin de respecter les conditions techniques de fonctionnement du réseau. La Figure 13 suivante représente schématiquement un alternateur connecté au réseau. Dans ce cas, le couple T_{em} représente la consommation d'électricité tandis que le couple T_I représente la production.

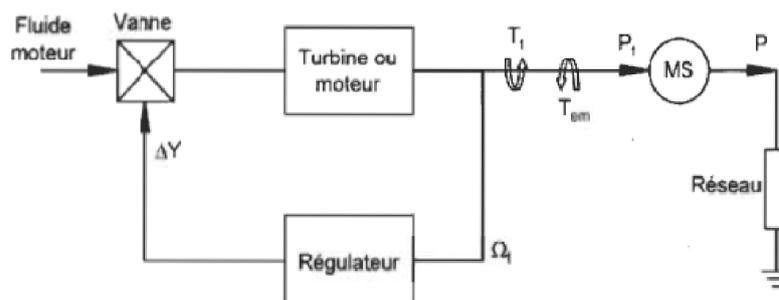


Figure13. Principe du contrôle de la puissance mécanique

Dans la figure 13 :

Ω_1 : Vitesse de rotation de la turbine du moteur (rad/s).

ΔY : Variation de la position de la vanne.

P : Puissance électrique (W).

P1: Puissance mécanique (W).

MS : Machine synchrone.

Dans la grande majorité des situations, la production d'électricité est obtenue par un alternateur entraîné par une turbine. L'ensemble est raccordé électriquement au réseau. La définition même du principe d'un alternateur fait que la vitesse de rotation de celui-ci est directement liée à la pulsation du réseau. Une variation de consommation se traduit par une modification du couple électromagnétique T_{em} .

La différence entre T_1 et T_{em} (couple mécanique) crée un couple d'accélération T_a qui va modifier la vitesse de rotation Ω_r . En effet, l'équation des masses tournantes est donnée par :

$$\sum_{i=1}^n J_i \frac{d\Omega_r}{dt} = T_1 - T_{em} = T_a \quad (15)$$

Si $T_1 = T_{em}$, alors $T_a = 0$, il n'y a pas d'accélération : $\frac{d\Omega_r}{dt} = 0$.

Si $T_1 > T_{em}$, $T_a > 0$, il y a une accélération : $\frac{d\Omega_r}{dt} = \frac{T_1 - T_{em}}{j}$.

J_i : moment d'inertie de chaque groupe de production (kg.m^2), dans notre cas : $i = 1$.

T_a : Couple d'accélération (N.m).

T_1 : couple de la turbine du moteur (N.m).

T_{em} : couple mécanique opposé par l'alternateur (N.m).

Face aux évolutions permanentes et aux aléas de consommation, il faut adapter en permanence la production. La fréquence est une variable globale, qui peut être considérée uniforme sur tout le réseau. Sa valeur doit rester comprise dans une certaine plage afin de garantir un fonctionnement normal et optimal du matériel connecté sur le réseau (50 Hz). Les faibles variations de la fréquence autour de sa valeur de référence seront compensées, par l'énergie cinétique des machines connectées au réseau. Comme pour la tension nous avons trois types de régulation.

• Régulation primaire

La régulation primaire de fréquence est destinée à faire face au déséquilibre de dynamique telle que la perte d'un groupe de production. Elle permet de retrouver l'équilibre production-consommation après une perturbation.

• Régulation secondaire

Dans un réseau insulaire, la régulation secondaire a un objectif unique qui est de ramener la fréquence à la valeur nominale. Dans les réseaux interconnectés, la régulation secondaire a un

deuxième objectif : faire revenir les transits de puissance entre pays à leurs valeurs contractuelles. La régulation secondaire doit agir lorsque la régulation primaire est terminée et la fréquence est stabilisée. La régulation secondaire permet de restaurer le point de fonctionnement de tous les groupes de production aux valeurs de consigne.

- **Régulation tertiaire**

Le réglage tertiaire est un réglage manuel avec lequel la répartition peut mobiliser à la hausse ou à la baisse des volumes de puissances disponibles. L'injection dans le réseau de cette puissance permet de compenser les déséquilibres profonds et durables entre production et consommation et de ramener la fréquence à la valeur nominale, de reconstituer les réserves primaires et secondaires, de maintenir les marges d'exploitation à des niveaux acceptables et de reconnecter les charges délestées permettant de prévoir tout nouvel incident.

VII. Raccordement au réseau électrique de la production décentralisée

Le raccordement aux réseaux de distribution HTA d'unités de production décentralisées doit respecter certaines contraintes techniques et impose généralement des aménagements dans le réseau pour assurer un fonctionnement correct de ce dernier, en particulier dans les réseaux de distribution qui n'ont pas été à l'origine conçus et développés pour accueillir des unités de production décentralisée. Des précautions quant à l'insertion de GED (Générateurs Electriques Décentralisés) sur les départs de réseaux de distribution sont ainsi à prévoir par des règles de raccordement afin de conserver le bon déroulement du fonctionnement du réseau. Ces règles sont des prescriptions techniques de conception et de fonctionnement : la protection, la puissance d'installation, la perturbation de la fréquence et de la tension.

VII.1 Type de raccordement

Deux types de configuration de raccordement sont envisagés :

- **Le raccordement en départ mixte** : le raccordement à un départ existant auquel des consommateurs et éventuellement des producteurs sont déjà raccordés (figure 14).

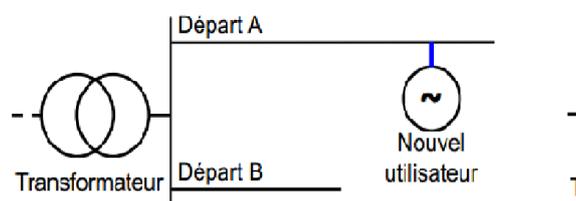


Figure 14. Départ mixte

- **Le raccordement en départ direct** : le raccordement au poste source le plus proche via un départ nouvellement créé pour le nouvel utilisateur (Figure 15).

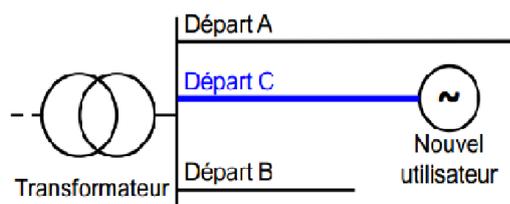


Figure 15. Départ direct

4.2 Tension au point de raccordement

La tension au point de raccordement détermine la puissance maximale de l'installation de production. A titre illustratif, le tableau 1 donne les niveaux de tension au point de raccordement en fonction de la puissance de l'installation.

Réseau	Limite de tension	Niveau réel	Limite de puissance
BT	$U \leq 1\text{kV}$ (raccordement monophasé)	230 V	$P \leq 18\text{ kVA}$
	$U \leq 1\text{kV}$ (raccordement triphasé)	400 V	$P \leq 250\text{ kVA}$
HTA	$1\text{ kV} < U \leq 50\text{kV}$	20 kV	$P \leq P_{\text{max}}(\text{transfo}) + P_{\text{min}}(\text{charge})$
HTB	$50\text{ kV} < U \leq 130\text{kV}$	60 kV	$P \leq 50\text{ MW}$
	$130\text{ kV} < U \leq 350\text{kV}$	225 kV	$P \leq 250\text{ MW}$
	$350\text{ kV} < U \leq 500\text{kV}$	400 kV	$P > 50\text{ MW}$

Tableau 1: Niveau de tension au point de raccordement en fonction de la puissance installée

Remarque: Au réseau de distribution, la puissance à insérer ne doit pas dépasser la somme de la puissance maximale du transformateur du poste source et la charge minimale du départ.

VII.3 La capacité d'accueil des réseaux de distribution

La capacité d'accueil en un nœud donné d'un réseau est la puissance de raccordement maximale qui respecte à tout moment les contraintes de tension et de courant sur l'ensemble du réseau considéré. Sous l'approche déterministe des études de raccordement des producteurs, la puissance de raccordement maximale P_{raccmax} en un nœud k correspond à la puissance maximale pouvant encore être injectée en ce nœud lorsque la production existante est maximale et la consommation existante est minimale sur le départ considéré. La capacité d'accueil P_{raccmax} d'un départ de type rural ou semi-urbain, à la distance l du poste électrique (Figure 16), peut donc être estimée à partir d'un modèle analytique du plan de tension d'un départ à grandeurs supposées uniformément réparties :

$$P_{racc\ max} = \frac{U_{\max}^2 - U_0^2 + (2\varepsilon - \varepsilon^2)(R.P_{c\ min} + X.Q_{c\ min})}{2\varepsilon(R + X.\tan(\varphi))} \quad (16)$$

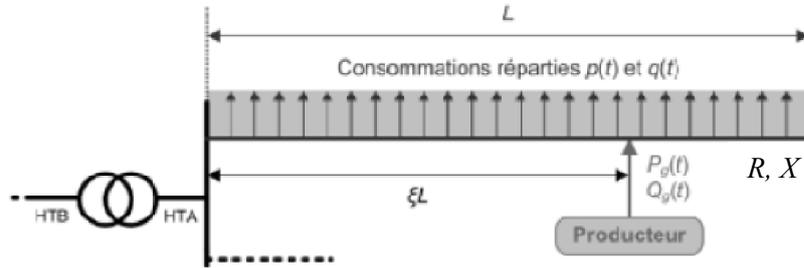


Figure 16. Modèle d'un départ HTA

Avec :

- $\varepsilon = l/L$, ce qui donne $l = \varepsilon L$.
- L , R et X : longueur, résistance et réactance totales du départ.
- $P_{c\ min}$ et $Q_{c\ min}$: les puissances actives et réactives minimales consommées sur le départ;
- $\tan(\varphi)$: la tangente φ de production associée à $P_{racc\ max}$ à la distance l ;
- U_0 : la tension au secondaire du transformateur amont;
- U_{\max} : la tension maximale admissible à la distance l du poste électrique.

D'après l'équation 16, la capacité d'accueil dépend de paramètres très variés : les caractéristiques électriques du départ R et X , la tension en tête de départ U_0 , les capacités constructives en puissance réactives du producteur $\tan(\varphi)$ et la consommation minimale du départ $P_{c\ min}$ et $Q_{c\ min}$.

VII.4 Tenue en tension et en fréquence

En régime normal, les GED doivent fonctionner dans une marge de fréquence de ± 0.5 Hz.

VII.4.1 Tenue en tension en régime normal

Toute installation de production d'énergie doit pouvoir produire sa puissance maximale dans les plages de fonctionnement normal. Elle doit aussi pouvoir fonctionner pendant un temps limité lorsque la tension ou la fréquence atteint des valeurs exceptionnelles. Les niveaux de tension du domaine de fonctionnement normal sont regroupés dans le tableau 2.

Tension nominale (kV)	Plage de variation (kV)	
	Max	Min
400	428	372
220	235	205
150	159	141
90	95	84
60	64	56

Tableau 2: Niveaux de tension du domaine de fonctionnement normal en Algérie

VII.4.2 Tenue aux creux de tension

En cas de creux de tension, les éoliennes et les panneaux photovoltaïques se protègent généralement en se déconnectant du réseau plus rapidement que les autres moyens de production. Ces déconnexions entraînent des pertes de production qui peuvent aggraver la situation sur un réseau déjà fragilisé par l'incident et avoir ainsi des conséquences très néfastes. Des contraintes de tenue aux creux de tension sont donc spécifiées dans les conditions techniques de raccordement.

En réseau de distribution, les installations de production de puissance maximale supérieure à 5 MW (fermes éoliennes et photovoltaïques) doivent rester en fonctionnement lors de l'apparition au point de raccordement d'un creux de tension HTA illustré sur la figure 17.

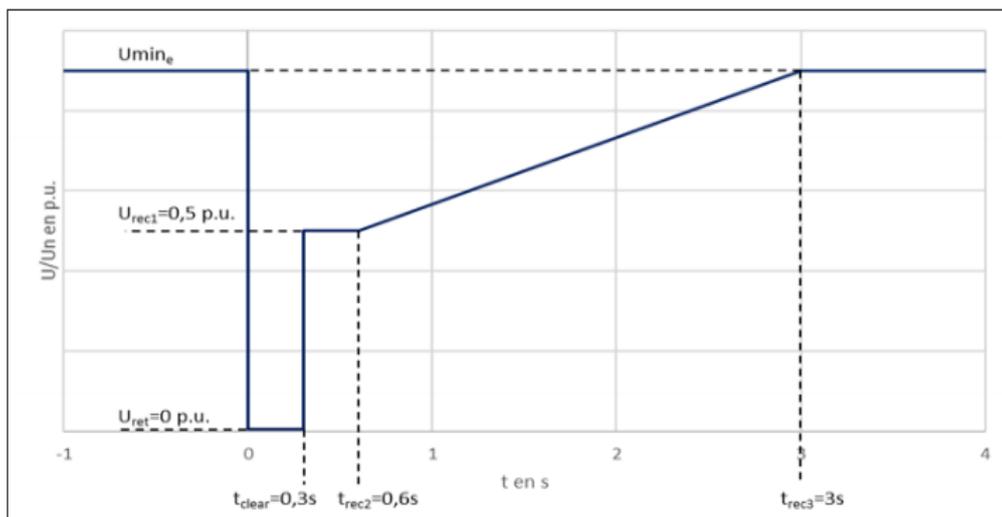


Figure 17: Gabarit de tension en réseau de distribution en Algérie

VII.5. Services systèmes

Les services systèmes sont nécessaires pour garantir un fonctionnement sûr et fiable du système électrique. Ils sont gérés par les gestionnaires de réseaux sur la base de contributions fournies par les producteurs raccordés. Parmi les services systèmes, on peut citer: le réglage de la tension, le réglage de la fréquence, et la reconstitution de réseau.

La variabilité, la non-contrôlabilité des énergies éolienne et photovoltaïque, et la nature des technologies utilisées limitent grandement la capacité de ces énergies à fournir des services systèmes. La capacité du système à garder un niveau de services systèmes suffisant malgré l'intégration des énergies renouvelables sera une des principales limites à l'insertion de ces dernières si elles ne sont pas en mesure de fournir ces services.

VII.5.1 Réglage de tension et compensation de puissance réactive

Toutes les unités de production, y compris les groupes de production d'énergie renouvelable, doivent pouvoir fonctionner dans un domaine de fonctionnement déterminé par le gestionnaire de réseau [9].

Les unités de production doivent assurer un contrôle de la tension et/ou de la puissance réactive au point de livraison. Trois types de réglage primaire sont possibles :

- **Type 1** : réglage à puissance réactive constante au point de livraison.
- **Type 2** : réglage de la tension au point de livraison à une valeur variant linéairement en fonction de la puissance réactive avec une pente ajustable.
- **Type 3** : réglage de la tension aux bornes de l'installation selon une consigne asservie aux ordres provenant du réglage secondaire de la tension.

VII.5.2 Réglage de la fréquence

Les installations dont font partie l'éolien et le photovoltaïque sont dispensées de réglage de fréquence car ce problème ne se pose pas et la fréquence est toujours fixée 50 Hz au moyen de l'onduleur.

VII.6 Qualité de tension

VII.6.1 Flicker

Les indicateurs de sévérité du flicker sont d'une part, le Pst : flicker à court terme quantifié sur 10 minutes et d'autre part, le Plt : flicker à long terme quantifié sur 120 minutes. En réseau de distribution, le niveau de contribution en flicker des sites perturbateurs tels que les fermes éoliennes et photovoltaïques doit être limité à ($Pst_{max} = 0.35$ et $Plt_{max} = 0.25$).

VII.6.2 Harmoniques

L'éolien et le photovoltaïque contribuent aux tensions harmoniques via les convertisseurs de puissance. Selon les normes (CEI et IEEE), le THD du courant injecté au réseau ne doit pas dépasser 5%.