

**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 2.**

### **Impacts de l'intégration des ressources renouvelables sur le réseau de distribution**

## Chapitre 2.

# Impacts de l'intégration des ressources renouvelables sur le réseau de distribution

### 1. Introduction

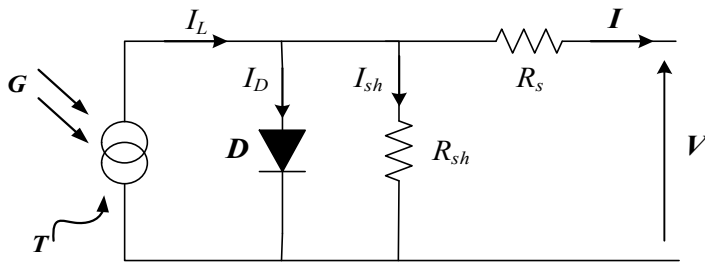
Le raccordement des unités de production décentralisées peut être positif et négatif à la fois. D'une part, l'insertion des unités de la génération d'énergie dispersée renforce la production du système et d'autre part elle a certains impacts négatifs qui peuvent fragiliser le système et qu'il faut donc connaître pour pouvoir les surmonter.

### 2. Couplage au réseau des sources photovoltaïques

Connaissant les caractéristiques de sortie I-V et P-V, la tension de sortie nécessite un réglage pour faire fonctionner la source PV au point de puissance maximal (MPP). Ce réglage s'effectue au moyen d'un convertisseur électronique de puissance. De plus, le couplage au réseau d'une source PV nécessite au moins un onduleur.

#### 2.1. Modèle d'une cellule photovoltaïque

Le modèle le plus utilisé est celui à une diode, qui est composé d'une source de courant, d'une diode et d'une résistance parallèle (shunt) exprimant le courant de fuite au niveau de la jonction, en plus d'une résistance série décrivant une résistance à la circulation du courant qui dépend principalement de la résistance du semi-conducteur et de la résistance des grilles collectrices et de leurs contacts, (figure 1), le modèle idéal est obtenu avec les conditions suivantes :  $R_s = 0$ ,  $R_{sh} = \infty$



**Figure 1.** Circuit équivalent à une seule diode d'une cellule PV

L'équation caractéristique de ce modèle pour une cellule PV est donnée par l'expression suivante :

$$I = I_L - I_s \left[ \exp \left( \frac{q(V + I R_s)}{n k T_C} \right) - 1 \right] - \frac{V + I R_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

Avec :

$I$  et  $V$  : Courant et tension de la cellule PV.

$I_L$  : Courant généré par la lumière (A).

$I_D$  et  $I_{sh}$  : Courant traversant la diode et courant dans la résistance shunt (A).

$R_{sh}$  et  $R_s$  : Résistance shunt et résistance série ( $\Omega$ ).

$I_S$  : Courant de saturation de la diode (A).

$q$  : Charge d'un électron  $1.60217 \cdot 10^{-19}$  C.

$n$  : Facteur d'idéalité de la diode.

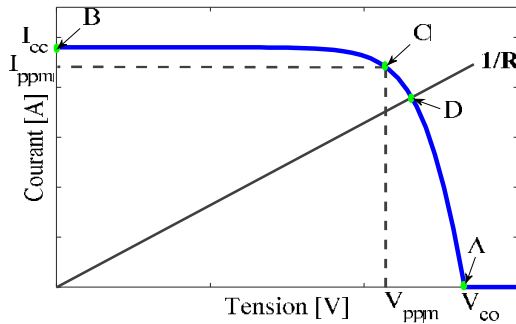
$k$  : Constante de Boltzmann.

$T_C$  : Température de la cellule.

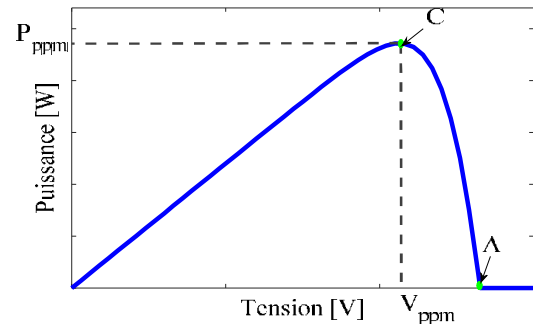
## 2.2. Caractéristiques (I-V) et (P-V) d'une cellule PV

La figure 2 montre les caractéristiques de fonctionnement courant-tension ( $I-V$ ) et puissance-tension ( $P-V$ ) d'une cellule PV à température  $T$  et irradiation  $G$  fixes. Le point A correspond à un courant nul (à vide:  $I = 0$ ), le point B correspond au court-circuit ( $V = 0$ ), le point D correspond à un point de fonctionnement pour une charge  $R$  quelconque et le point C correspond au point de puissance maximal (mpp: maximum power point); pour ce point de fonctionnement, on définit aussi la tension

$V_{ppm}$  et le courant  $I_{PPM}$ . Ce point est unique, Il est obtenu en résolvant l'équation:  $\frac{dP}{dV} = 0$ .



a. Caractéristique ( $I-V$ )



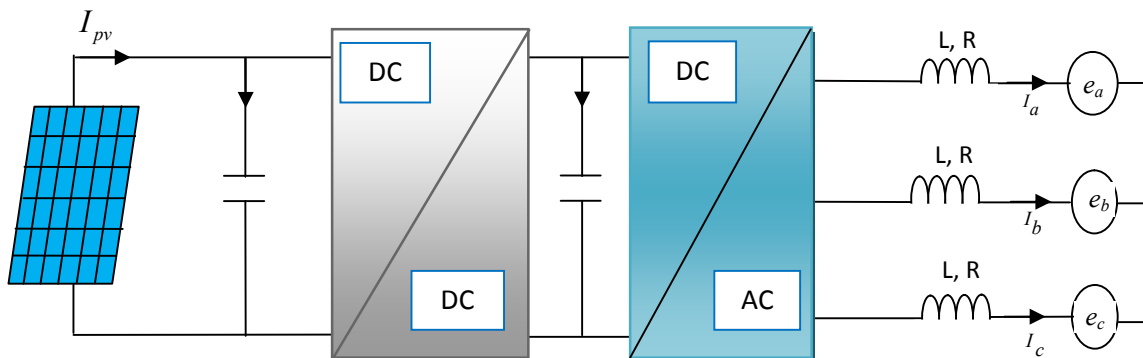
b. Caractéristique ( $P-V$ )

**Figure 2.** Caractéristiques ( $I-V$ ) et ( $P-V$ ) d'une cellule PV

## 2.3. Couplage au réseau

### 2.3.1. Utilisation de deux convertisseurs: hacheur + onduleur

Le réglage du point de fonctionnement au point de puissance maximal se fait par l'intermédiaire du convertisseur DC-DC et le couplage au réseau se fait à l'aide du convertisseur DC-AC (Fig.3).



**Figure 3.** Générateur PV relié au réseau par l'intermédiaire d'un hacheur et d'un onduleur

### 2.3.2. Utilisation d'un seul convertisseur (onduleur)

Le réglage du point de fonctionnement au point mpp et le couplage au réseau sont effectués à l'aide du convertisseur DC-AC (Fig.4), ce qui nécessite un algorithme de réglage sophistiqué.

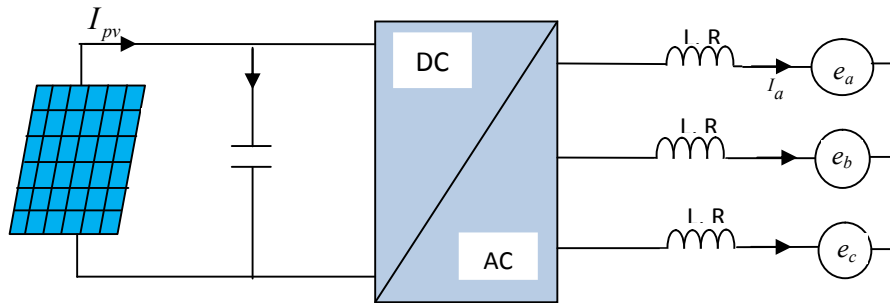


Figure 4. Générateur PV connecté directement au réseau

**Remarque:** En pratique, on distingue différentes topologies de groupements (série et parallèle) des panneaux photovoltaïques afin d'augmenter la puissance de la source avec une tension et un courant adéquats (Figure 5). Ainsi on distingue 03 topologies bien connues, chacune avec ses avantages et ses inconvénients :

- Topologie à onduleur central.
- Topologie à onduleurs de chaînes ou (string).
- Topologie à onduleur intégré au panneau PV.

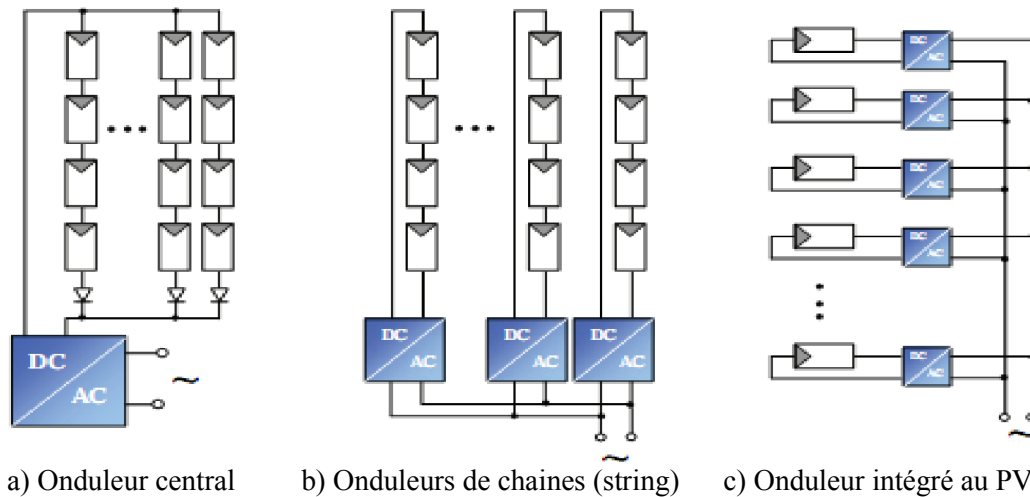
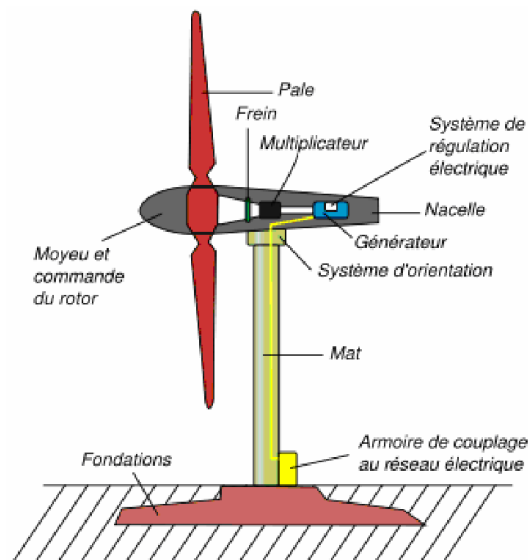


Figure 5. Différentes topologies d'installations PV connectées à un réseau électrique

## 3. Couplage au réseau des éoliennes

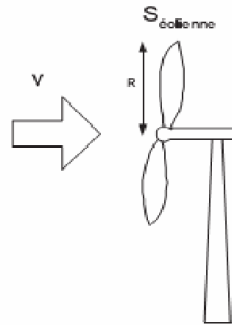
### 3.1. Principe des éoliennes

La technologie des éoliennes a connu une évolution très rapide ces dernières décennies dans le domaine de la production d'énergie électrique. Plusieurs technologies sont utilisées et leurs structures sont de plus en plus performantes. Elles sont basées sur la Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique (Figure 6).



**Figure 6.** Schéma d'une éolienne de type aérogénérateur

### 3.2/ Loi de BETZ



**Figure 7.** Principe d'une éolienne

D'après la théorie de Betz, la puissance du vent  $P_{vent}$  est (Fig.5):  $P_{vent} = \frac{1}{2} S_{éolienne} \rho v^3$  (2)

Avec  $S_{éolienne}$  la surface balayée par l'éolienne (Fig. 7),  $\rho$  la masse volumique de l'air ( $1.25 \text{ kg/m}^3$ ) et  $v$  la vitesse du vent.

#### Démonstration

L'énergie du vent est essentiellement cinétique:  $Ec = \frac{1}{2} m v^2$  (3)

Considérons un faisceau d'air à la vitesse  $v$ , l'énergie cinétique de la quantité d'air qui traverse le cylindre est:

$$Ec = \frac{1}{2} m_{air} v^2 \quad (4)$$

avec  $m_{air} = \rho V$

( $\rho$  masse volumique de l'air en  $\text{kg/m}^3$  et  $V$  le volume en  $\text{m}^3$ ,  $V = s.l$  et, ce qui donne  $V = s.v.t$ )

Et l'expression de l'énergie cinétique devient:  $Ec = \frac{1}{2} \rho s v^3 t$  (5)

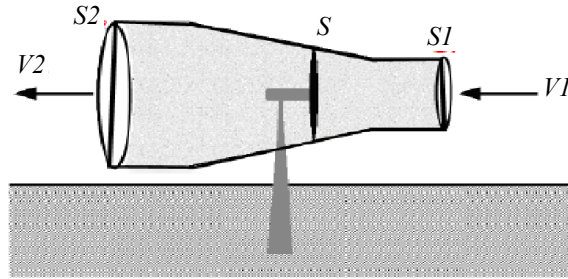
Remarque:  $Em = Ec + Ep$ ,  $Ep$  étant négligeable, alors:  $Em \approx Ec$ .

Alors:  $P = \frac{dEm}{dt} \approx \frac{dEc}{dt}$  (6)

En supposant  $v = \text{cste}$  on aura:  $P = \frac{1}{2} S \rho v^3$  (7)

### 3.3. Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la Figure 8 sur lequel on a représenté la vitesse du vent  $V1$  en amont et la vitesse  $V2$  en aval.



**Figure 8. Puissance du vent**

En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne  $V1$  et la vitesse du vent après passage à travers le rotor  $V2$  soit  $(V1 + V2)/2$ , la masse d'air en mouvement de densité  $\rho$  traversant la surface  $S$  des pales en une seconde est:  $m = \frac{\rho S (V1 + V2)}{2}$  (8)

La puissance  $Pm$  alors extraite s'exprime par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent (seconde loi de Newton) :

$$Pm = \frac{m(V1^2 - V2^2)}{2} \quad (9)$$

Soit en remplaçant  $m$  par son expression dans (8) :

$$Pm = \frac{\rho S (V1 + V2)(V1^2 - V2^2)}{4} \quad (10)$$

Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface  $S$  sans diminution de vitesse, soit à la vitesse  $V1$ , la puissance  $Pmt$  correspondante serait alors :

$$Pmt = \frac{\rho S V1^3}{2} \quad (11)$$

Enfin, le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est alors :

$$Cp = \frac{Pm}{Pmt} = \frac{(V1 + V2)(V1^2 - V2^2)}{2V1^3} = \frac{V1}{2} \cdot \frac{V1 + V2}{V1} \cdot \frac{V1^2 - V2^2}{V1^2} = \frac{V1}{2} \left(1 + \frac{V2}{V1}\right) \left(1 - \left(\frac{V2}{V1}\right)^2\right) \quad (12)$$

Le ratio  $Cp$  dépend beaucoup du rapport  $(V2/V1)$  et une étude menée par BETZ a montré qu'il ne dépasse pas une limite théorique appelée limite de BETZ:

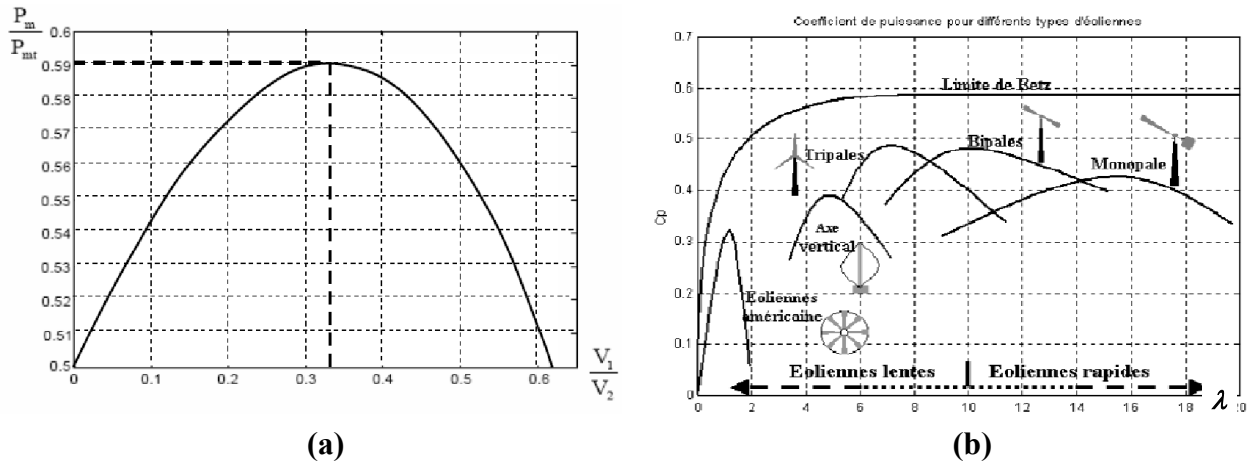
$$Cp < 16/27 = 0.59 \quad (13)$$

**Remarque:** En pratique  $C_p$  est issu de mesures pratiques, sa valeur max. est inférieure à 0.59.

On définit aussi le rapport de vitesse  $\lambda$  comme suit:  $\lambda = \frac{R\Omega}{V}$  (14)

$R$  est le rayon des pales de l'éolienne,  $\Omega$  la vitesse de rotation de l'éolienne et  $V$  la vitesse du vent.

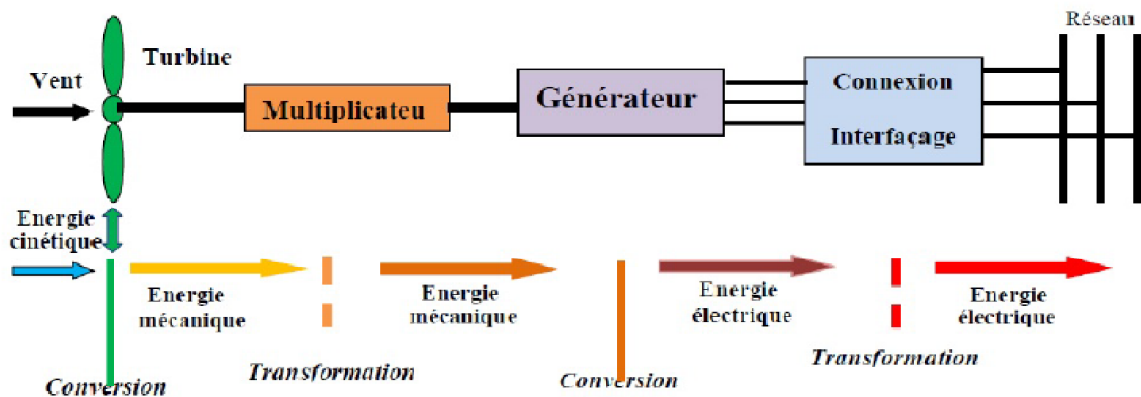
La figure 9 montre les variations de  $C_p$  en fonction du rapport  $V_1/V_2$  et en fonction de  $\lambda$ .



**Figure 9. (a)** Variation du coefficient de puissance  $C_p$  en fonction du rapport  $V_1/V_2$ ,  
**(b)** Variation de  $C_p$  en fonction de  $\lambda$  pour différents types d'éoliennes

### 3.4. Technologie de conversion de l'énergie éolienne et couplage au réseau

- Sous l'effet du vent, le rotor de la turbine tourne (Figure 10).
- La vitesse de rotation du rotor doit être augmentée par un multiplicateur de vitesse jusqu'à environ la vitesse nominale du générateur (machine électrique).
- Des convertisseurs électroniques de puissance ajustent la fréquence du courant produit par le générateur électrique à celle du réseau électrique auquel l'éolienne est raccordée, tout en permettant au rotor de l'éolienne de tourner à vitesse variable en fonction du vent.
- Eventuellement, un transformateur peut être utilisé pour ajuster le niveau de la tension à celle du réseau.



**Figure 10.** Principe de la conversion de l'énergie éolienne

#### 4. Impact des sources décentralisées sur le sens de transit de puissance

Les réseaux sont dimensionnés pour acheminer les flux d'énergie du réseau de transport vers la distribution; dans ce cas, la circulation d'électricité est unidirectionnelle. L'insertion des productions décentralisées dans les réseaux de distributions peut créer une injection de puissance dans le sens contraire, c'est-à-dire, de la distribution vers le transport. Les équipements, notamment les protections doivent alors être bidirectionnelles (Figure 11).

Sachant que les réseaux aux niveaux de tension inférieure sont normalement surdimensionnés afin de faire face à l'accroissement de consommation, on n'aura peut-être pas, à court terme, de problèmes liés à des limites de la capacité de transfert d'énergie ; mais à plus long terme, lorsque le taux de pénétration de la production décentralisée (PD) augmentera, la modification du sens de transit de puissance pourra éventuellement provoquer des congestions locales. Une forte insertion de production éolienne peut faire apparaître sur les réseaux deux types de phénomènes :

- Une modification du sens des flux de puissance, qui n'a pas été prise en compte lors de la conception des réseaux de distribution.
- Des inversions rapides des flux de puissance qui peuvent poser des problèmes de réglage de la fréquence sur le réseau de transport.

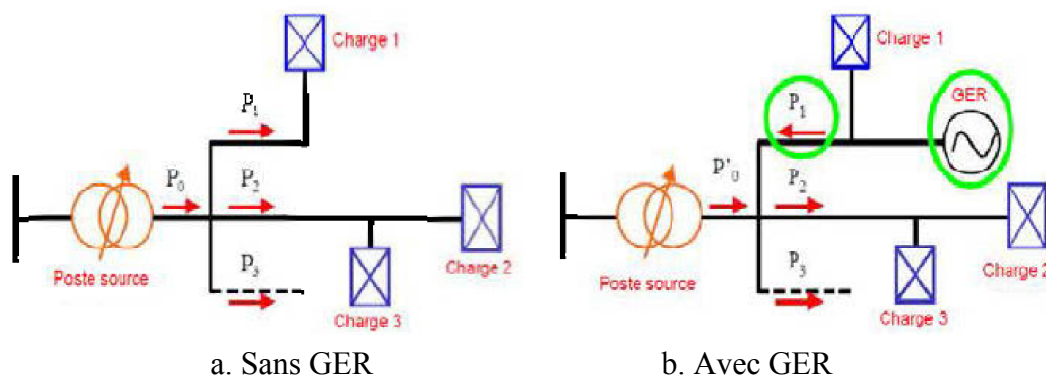


Figure 11. Sens de transit de puissance (*GER : Générateur d'Energie Renouvelable*)

#### 5. Impact sur profil de tension

La production décentralisée peut affecter la qualité de la tension d'alimentation de plusieurs façons :

**A. Les creux et l'élévation de la tension :** Suite à la connexion d'un GER à une ligne de distribution légèrement chargée, le flux de puissance peut être inversé et la tension au point de connexion peut augmenter, cela signifie que la tension d'alimentation des clients connectés à proximité des unités GER peut augmenter aussi.

Une variation rapide du courant d'une unité GER cause une augmentation ou diminution soudaine du courant de la ligne et donc un effet sur la tension de cette dernière. Par exemple, lorsque le vent commence à souffler, la production d'éoliennes augmente rapidement jusqu'à ce qu'elle atteigne sa valeur nominale. Cette variation rapide de la sortie d'éolienne peut occasionner un transitoire de la tension. De plus, si une variation brusque de la puissance se produit et dépasse une certaine limite supérieure, à ce stade l'éolienne se déconnecte afin de se protéger contre les surcharges et les forces mécaniques fortes. Cette déconnexion peut provoquer une augmentation du courant et par conséquent une chute de la tension d'alimentation.



**C. A-coups de tension :** Des A-coups ou des variations rapides de la tension peuvent survenir lors du couplage ou découplage des productions décentralisées (et de leurs transformateurs) au réseau, lors du changement du mode de connexion (étoile-triangle) de certaines génératrices, etc.

**D. Flicker :** Dans le cas des éoliennes, ces variations sont dues aux fluctuations de la vitesse du vent, aux limites mécaniques de l'éolienne

**E. Harmoniques :** Les dispositifs de l'électronique de puissance utilisés pour le couplage au réseau des unités de production d'énergie renouvelable présentent l'inconvénient d'être des sources d'harmoniques. Dernièrement, l'utilisation de plus en plus fréquente de convertisseurs à commutation forcée comme les IGBT (Insulate Gate Bipolar Transistor), et des méthodes de modulation par largeur d'impulsion (MLI) ne cause pratiquement pas de génération d'harmoniques dans les premiers ordres. Les fréquences générées sont de l'ordre de quelques kHz (fréquence de fonctionnement des convertisseurs) qui sont facilement filtrés par l'inductance du réseau. Ceci n'était pas le cas avec les technologies plus anciennes à base de thyristors qui génèrent des harmoniques dans les premiers ordres (quelques centaines de Hertz).

**F. Perturbations des signaux transmis sur le réseau :** Des signaux peuvent être transmis sur les réseaux dans un but d'information et/ou de télécommande. Le raccordement de production décentralisée peut modifier les «impédances» du réseau et est ainsi susceptible de perturber la transmission de ces signaux. Pour garantir le bon fonctionnement des applications qui en dépendent, il est nécessaire de vérifier l'impact du raccordement.

## **6. Impact sur le plan de protection**

### **6.1. Modification des valeurs des courants de court-circuit**

La connexion d'un nouveau générateur (asynchrone ou synchrone) au réseau provoque, en cas de défaut, une modification des courants. Cette modification des courants peut affecter la sélectivité entre les appareils de protection.

En générale, l'ensemble des générateurs d'un réseau participe au courant de défaut. La participation de chaque générateur dépend de la distance électrique qui le sépare du défaut. Dans tous les cas, le courant de défaut est une somme algébrique du courant provenant du réseau amont par l'intermédiaire du poste source et du courant injecté par le GER. La variation des courants de court-circuit n'est que de quelques pour cents lorsque le GER n'est constituée que d'un générateur synchrone de 1 MW. Cependant, cette variation peut devenir beaucoup plus importante si le nombre de générateurs augmente et/ou si la puissance des GER PD augmente. Cette injection de courant peut altérer la sélectivité et la sensibilité des protections existantes de deux manières :

- déclenchement intempestif d'un départ sain.
- aveuglement de la protection du départ en défaut.

### **6.2. Déclenchement intempestif d'un départ sain**

La protection contre les défauts polyphasés utilisée par les gestionnaires des réseaux électriques est une protection ampère-métrique à temps constant. Elle est réglée à 0.8 fois le courant de court-

circuit biphasé calculé au point le plus éloigné du départ. Dans ces conditions, il faut s'assurer que le courant de court-circuit injecté par les groupes de production connectés sur un départ sain reste inférieur à ce réglage pour un défaut situé sur un départ adjacent. Dans le cas contraire on observera un déclenchement intempestif.

Considérons le schéma de la figure 12 d'alimentation par une sous station du réseau d'une charge par la liaison 2 et la connexion à la sous station par la liaison 1 d'une unité de production décentralisée. Ces deux liaisons sont chacune protégées par un disjoncteur contre les surintensités (protection ampère métrique) comme c'est l'usage. En effet, tout défaut survenant sur un départ MT doit être éliminé par ouverture du disjoncteur de départ. Dans cet exemple simple le disjoncteur de la ligne 1 peut débrancher intempestivement cette ligne en cas de défaut sur la ligne 2, car le courant du générateur décentralisé lors de ce défaut peut être supérieur au seuil de protection. La sélectivité de la protection est ainsi mise en défaut. Les seuils de protection doivent donc être revus pour que seule la ligne en défaut soit déconnectée. Pour toute implantation d'une unité de production décentralisée dans le réseau de distribution, il faut impérativement vérifier la sélectivité des protections et le cas échéant les ajuster. Ou bien requérir la mise en œuvre d'une protection de courant directionnelle, qui doit détecter si le défaut est en amont et non pas déclencher intempestivement.

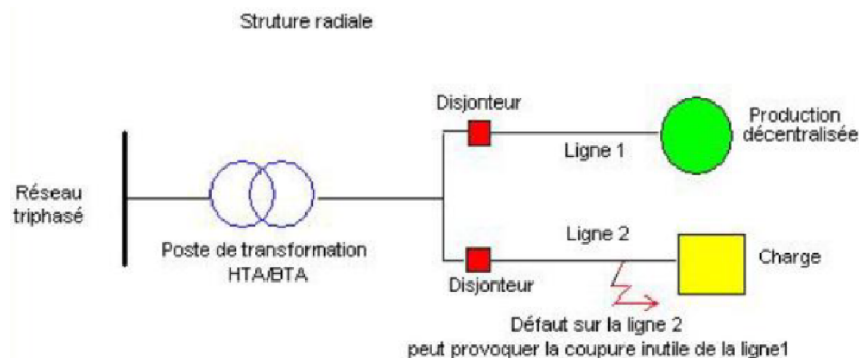


Figure 12. Influence de la production décentralisée sur la sélectivité de la protection des réseaux

### 6.3. Aveuglement de la protection du départ en défaut

Lorsque la production décentralisée est loin du poste source HT/MT et qu'un défaut apparaît sur une dérivation proche de la centrale, il peut arriver que l'impédance de la ligne entre le poste source et le défaut devienne très importante devant l'impédance entre la centrale et le défaut ; On observe alors une diminution du courant de défaut injecté au niveau du poste source par rapport au cas où la centrale n'est pas en fonctionnement (Figure 13). Il peut donc arriver que la protection au niveau du poste source ne détecte plus dans un premier temps le défaut.

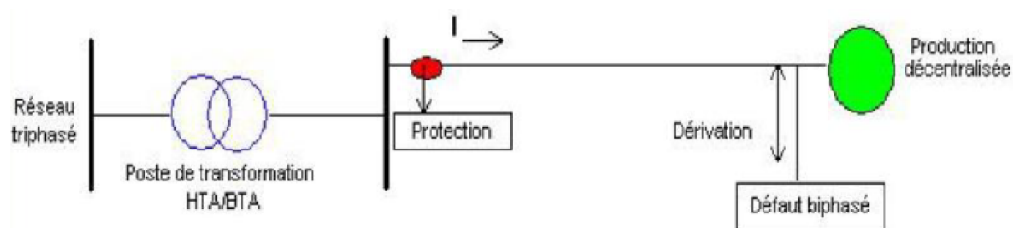


Figure 13. Aveuglement de la protection du départ en défaut

## 7. Impact sur la stabilité du système

Les génératrices de productions décentralisées peuvent être de type synchrone ou asynchrone. L'insertion de générateurs synchrones dans le réseau va changer le temps critique d'élimination de défaut (correspondant à la durée maximale d'une perturbation à laquelle le système peut résister sans perte de stabilité). Ceci influencera directement la limite de la stabilité dynamique du système en considération.

## 8. Impacts sur l'observabilité et de contrôlabilité du système

Les productions décentralisées, notamment celles à type énergie nouvelle et renouvelable, sont caractérisées par l'intermittence des sources primaires. Cela sera difficile pour l'opérateur d'estimer la puissance de sortie de ces producteurs, donc la puissance fournie du système, par conséquent.

## 9. Impact sur la continuité et la qualité de service

Pour la même raison concernant la caractéristique d'intermittence, l'indisponibilité des productions décentralisées lorsque le système les sollicite peut occasionner la rupture d'électricité par manque de puissance. De plus, les productions décentralisées de type asynchrone consomment de la puissance réactive afin de magnétiser leur circuit magnétique. Lors de la connexion au réseau, elles appellent un courant fort, ce qui contribue à un creux de tension. D'ailleurs, la présence d'interfaces d'électronique de puissance peut faire augmenter le taux des harmoniques qui nuisent gravement à la qualité de service fournie.

## 10. Problèmes de tension liés à l'insertion de la production éolienne

L'expression de  $\Delta V$  dans (*l'équation 11 du chapitre 1*) illustre un des principaux problèmes lié à la connexion de la production éolienne sur un réseau : l'injection de puissance, active ou réactive, induit une élévation de la tension au nœud de connexion.

Dans les réseaux de distribution, la valeur de la réactance est proche de celle de la résistance ( $L\omega \approx R$ ) Cela explique pourquoi la puissance active injectée par les productions éoliennes a autant d'impact sur la modification de la tension. Donc, selon la structure du réseau, les caractéristiques du poste source, le point de raccordement et la puissance injectée par la production éolienne, la tension peut être élevée au point de raccordement, pouvant même dépasser la limite admissible. Ce phénomène ne se retrouve pas sur le réseau de transport. Puisque, dans ce cas, la réactance est très supérieure à la résistance,  $L\omega \gg R$ . En tenant compte de cette caractéristique, les expressions de chute de tension peuvent être simplifiées et se ramener à l'équation :  $\Delta V \approx \frac{1}{3} \frac{QL\omega}{V}$

L'injection de la puissance réactive aura donc plus d'impact sur le niveau de tension que l'injection de puissance active et cette dernière a donc une influence négligeable sur la tension (dans le réseau de transport). Ce découplage entre puissance active et puissance réactive facilite ainsi le contrôle et la gestion des producteurs.

Le plan de tension dans le réseau de distribution dépend fortement du niveau de consommation et du facteur de puissance de ces charges. Un changement de la charge provoque une variation de la tension du réseau. Le cas extrême pour une élévation de tension correspond à une charge

pratiquement nulle associée à une production maximale, (cette situation peut être réaliste en imaginant une consommation nocturne très faible alors que les productions éoliennes restent nominales).

Pour illustrer les moyens de réglage de la tension qui peuvent être utilisés dans un réseau de distribution, on emploie le réseau élémentaire donné en figure 14, dans lequel est connectée une source de production décentralisée. La liaison avec le réseau de transport situé en amont est assurée par un transformateur HTB/HTA, muni d'un régleur en charge (un régleur en charge est un appareil permettant de rajouter ou de retrancher des spires à l'enroulement principal du transformateur).

La source de production décentralisée (PG, QG), avec une charge (PL, QL) et un dispositif de compensation de la puissance réactive (QC), sont connectés sur le même nœud, au bout d'une ligne HTA d'impédance Z.

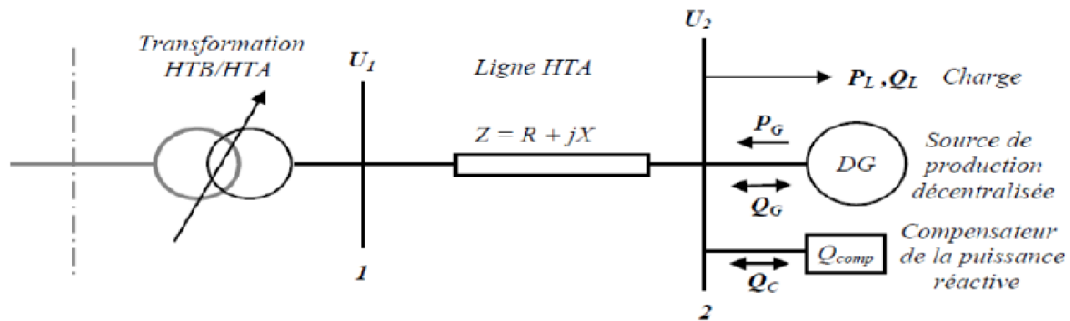


Figure 14. Ligne en présence d'une source décentralisée

L'expression approchée de la chute de tension sur la ligne est donnée par :

$$\Delta U = U_1 - U_2 = \frac{R(-P_G + P_L) + X(-Q_G + Q_L - Q_C)}{U_2}$$

La valeur approximative de la tension au nœud 2 ( $U_2$ ) peut être calculée à l'aide de la relation:

$$U_2 \approx \frac{1}{2}U_1 + \frac{1}{2}\sqrt{U_1^2 - 4R(P_L - P_G) - 4X(Q_L \pm Q_G \pm Q_C)}$$

On peut donc remarquer les moyens principaux disponibles pour régler la tension  $U_2$ :

- Le réglage de la tension au nœud 1 ( $U_1$ ) par le transformateur muni d'un régleur en charge.
- L'action sur la puissance active fournie par la source de production (PG).
- L'action sur la puissance réactive produite/consommée par la source (QG).
- L'action sur la puissance réactive injectée/absorbée par le compensateur (QC).

La philosophie du réglage du plan de tension consiste à éviter de transporter l'énergie réactive grâce à des moyens de compensation (condensateurs, compensateurs synchrones ou statiques) et à ajuster la valeur de l'amplitude de la tension à l'aide des groupes de production et des transformateurs à prises variables (à vide ou en charge).