

Chapitre 02

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

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 est présentée comme un facteur de renforcement des moyens de production du système. D'autre part, elles apportent également des impacts négatifs à échelle du système en le fragilisant notamment dans les situations critiques.

1. Impact sur le sens de transit de puissance

Les réseaux sont dimensionnés pour recevoir 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.

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 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. Possibilité 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

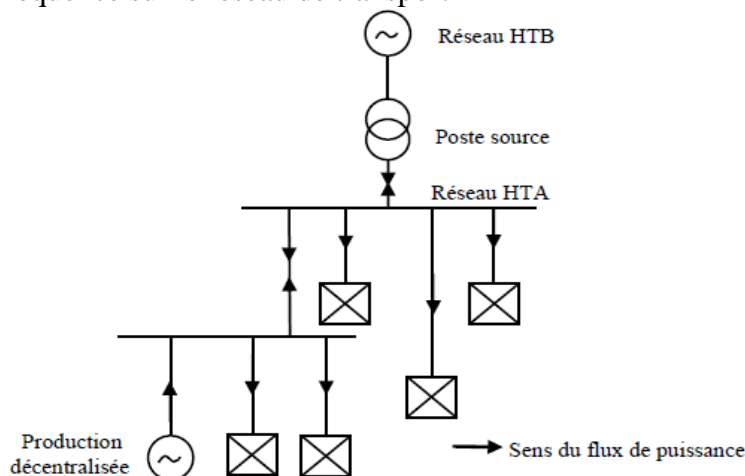


Fig.II.1 : Influence sur le sens de transit de puissance

2. Impact sur profil de tension

De par la nature d'énergie fournie par les productions décentralisées et des technologies utilisées, notamment les éoliennes sont particulièrement susceptibles d'affecter la qualité de

tension sur les réseaux qui les accueillent. La production décentralisée peut affecter la qualité de la tension d'alimentation de plusieurs façons :

- A. Les creux et l'élévation de la tension :** En connectant la PD à une ligne de distribution légèrement chargée, le flux de puissance peut être inversé et la tension au point de connexion commence à augmenter, cela signifie que la tension d'alimentation des clients connectés à proximité des unités PD commence à augmenter aussi. Une variation rapide du courant d'une unité PD 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. La variation rapide de la sortie d'éolienne change le flux de la puissance dans la ligne et peut occasionner un transitoire de la tension, une variation brusque de la puissance également se produise 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
- B. Variation lentes de tension :** La puissance produite par les PDs est variables selon les conditions météorologiques. La puissance produite par une éolienne par exemple est fonction de la vitesse du vent et varie donc avec elle entraînant des variations « lentes » de la tension au point de raccordement. Suivant les capacités de réglage des différentes technologies éoliennes, ces variations peuvent être atténuées, voire filtrées.
- 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 :** Le terme flicker désigne les variations de tension de courte durée apparaissant dans le réseau électrique et risquant de provoquer le scintillement des ampoules électriques à incandescence. Dans le cas des éoliennes, ces variations sont dues aux fluctuations de la vitesse du vent, aux limites mécaniques de l'éolienne (par exemple du pitch control) et à l'effet d'ombre causé par le passage des pales devant le mât. Ce sont les éoliennes à vitesse fixe qui sont les plus défavorables du point de vue de ces phénomènes.
- E. Harmoniques :** Les dispositifs d'électronique de puissance utilisés pour optimiser la puissance extraite des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes à vitesse variables et panneaux photovoltaïques) présentent l'inconvénient d'être des sources d'harmoniques 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). Mais ce n'est pas le cas avec les technologies plus anciennes à base de thyristors qui génèrent des harmoniques dans les premiers ordres.
- 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.

3. Impact sur le plan de protection

3.1. 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.

D'une manière 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 la PD. La variation des courants de court-circuit n'est que de quelques pour cents lorsque la PD 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 de la PD augmente. La modification de la répartition et des valeurs de courant de court-circuit n'est pas sans impact sur le plan de protection. 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.

3.2. 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 I.2 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 extrêmement 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 lors de ce défaut peut être supérieur au seuil de protection. Ceci pour autant que la puissance des unités de production décentralisée soit importante et arrivera d'autant plus que le défaut soit proche du poste. 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.

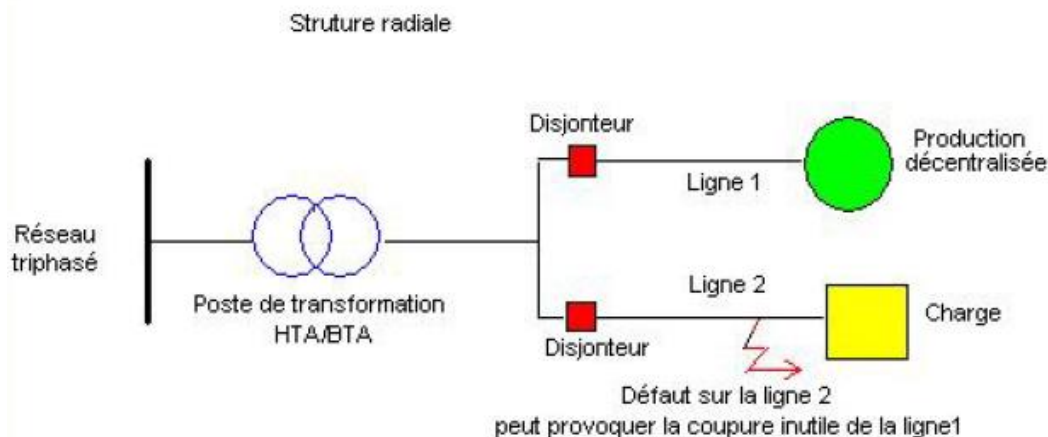


Fig.II.2 : Influence de la production décentralisée sur la sélectivité de la protection des réseaux de

3.3. 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 8). Il peut donc arriver que la protection au niveau du poste source ne détecte plus dans un premier temps le défaut.

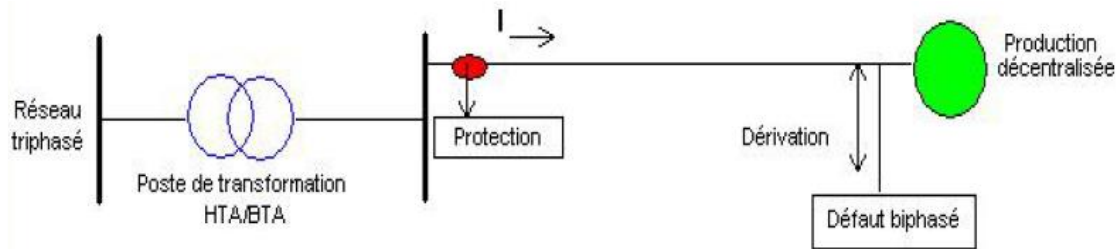


Fig I.3 - Aveuglement de la protection du départ en défaut

4. 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

5. Impacts sur l'observabilité et de contrôlabilité du système

Les PDs, 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.

6. Impact sur la continuité et la qualité de service

Pour la même raison concernant la caractéristique d'intermittence, l'indisponibilité des PD lorsque le système les sollicite peut occasionner la rupture d'électricité par manque de puissance. De plus, les PDs 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 au creux de tension (en profondeur). 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.

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

L'expression de ΔV dans l'équation (1.13) 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 noeud de connexion.

Dans les réseaux de distribution, la valeur de la réactance est proche de celle de la résistance $L_w \approx R$. Cela explique pourquoi la puissance active injectée par les productions éoliennes a autant d'impact sur la modification de 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, $L_w \gg R$. En tenant

Chapitre 02 : Impacts de l'intégration des ressources renouvelables sur le réseau de distribution

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 puissance réactive aura donc plus d'impact sur le niveau de tension que l'injection de puissance active. Cette dernière a donc une influence négligeable sur la tension. 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 charge provoque une variation de tension sur le réseau. Le cas extrême pour une élévation de tension correspond à une charge consommée nulle associée à une production maximale. Cette situation peut cependant 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 suivant la figure I.4, 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.

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.

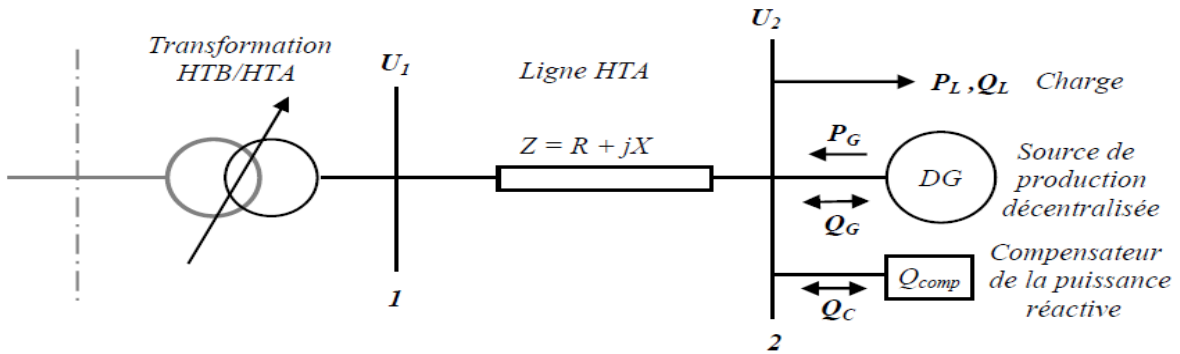


Fig I.4 - Illustration des moyens de réglage de la tension

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

$$\Delta U = U_1 - U_2 = \frac{R(-P_G + P_L) + X(-Q_G + Q_L - Q_C)}{U_2} \quad (2.2)$$

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

$$U_2 \approx \frac{1}{2} U_1 + \frac{1}{2} \sqrt{U_1^2 - 4R(P_L - P_G) - 4X(Q_L \pm Q_G \pm Q_C)} \quad (2.3)$$

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 (P_G) ;
- ✓ L'action sur la puissance réactive produite / consommée par la source (Q_G) ;
- ✓ L'action sur la puissance réactive injectée / absorbée par le compensateur (Q_C).

La philosophie du réglage du plan de tension consiste donc 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).