

Compensation partielle et globale du réseau électrique BT à l'aide de l'énergie solaire photovoltaïque

A.Y. Kadri¹ et A. Hamidat^{2*}

¹ Département Electrotechnique, Faculté des Sciences et de la Technologie,
Université Mohamed Khider, B.P. 145, Biskra, Algérie

² Division Energie Solaire Photovoltaïque, Centre de Développement des Energies Renouvelables,
B.P. 62, Route de l'Observatoire, Bouzaréah, Alger, Algérie

(reçu le 6 Juin 2009 – accepté le 25 Septembre 2009)

Résumé - *L'amélioration de la tension au bout d'un réseau électrique est une préoccupation du distributeur d'électricité. Dans le réseau BT rural, la qualité de la tension sera inacceptable lorsque la chute de tension excède 10 %. Parmi les moyens qui améliorent la qualité du réseau, nous citons le renforcement des sections des conducteurs, l'installation de nouveaux postes MT/BT, etc. Le raccordement des mini-centrales photovoltaïques au réseau électrique BT, est une solution très adoptée pour résoudre ce problème en produisant l'énergie électrique à l'endroit du déficit. Dans cet article, nous présentons un cas réel sur l'étude de l'impact de la connexion de l'énergie photovoltaïque sur la tension d'un réseau BT. Le réseau BT étudié est situé dans la localité de Taïbet, Wilaya d'Ouargla (Algérie).*

Abstract - *The improvement of the voltage in the end of a grid is a concern of the electricity distributor. In the rural LV network, the voltage quality will be unacceptable if the voltage drop exceeds 10 %. The improvement of the voltage at the end of the grid is possible by several means: strengthening sections of the conductors, installation of new MV/LV, etc. The connection of photovoltaic mini-grid to LV network is a solution very adopted to solve this problem by producing electrical energy in place of the voltage deficit. In this article, we present a real case study on the impact of the connection of photovoltaic power on the voltage of a LV network. The LV network studied is located in the Taïbet region, district of Ouargla (Algeria).*

Mots clés: Mini-centrale - Photovoltaïque - Réseau BT - Chute de tension.

1. INTRODUCTION

Le fonctionnement du réseau électrique est considéré satisfaisant, si ses paramètres techniques (tensions et courants) s'inscrivent dans les plages admissibles dont le distributeur est tenu à les respecter contractuellement. Si ces paramètres présentent des dépassements par rapport aux limites admissibles, le distributeur est obligé de pallier à ces problèmes. Ainsi, les gestionnaires des réseaux de distribution électrique sont tenus à respecter les aspects fondamentaux de la fourniture de l'électricité qui sont résumés comme suit:

- Continuité de la fourniture (de service), où le distributeur est appelé à assurer la disponibilité de l'électricité à tout instant.
- Qualité du produit (qualité de la tension).

* hmdab@yahoo.com

- Quantité du produit, le distributeur est tenu contractuellement de respecter une certaine plage de variation de la tension autour de la tension nominale ($\pm 5\%$ pour le réseau BT en zones urbaines et $\pm 10\%$ pour le réseau BT en zones rurales)

Ainsi, la chute de tension devient inacceptable, lorsqu'elle dépasse les valeurs données ci-dessus.

L'amélioration de la tension dans la ligne électrique est possible par plusieurs moyens: le renforcement des sections des conducteurs, l'installation de nouveaux postes MT/BT, etc.

La connexion des mini-centrales photovoltaïques (PV) au réseau électrique, dans les lieux mal desservis, est une solution bien adoptée pour résoudre le problème de la chute de tension et de la même occasion de fournir une énergie électrique propre [1, 2]. Les systèmes PV peuvent donc contribuer à cette solution puisqu'ils produisent de l'énergie à l'endroit du déficit [3-6].

Dans cet article, nous avons étudié l'impact de l'injection de l'énergie électrique photovoltaïque sur la tension et le courant du réseau électrique BT.

Dans une première partie, nous avons simulé des chutes de tension dans une ligne BT sans l'injection de l'énergie photovoltaïque dans le réseau.

Dans une deuxième partie, nous avons appliqué une méthodologie basée sur des contraintes, techniques pour déterminer les meilleures configurations du système photovoltaïque raccordé à cette même ligne BT pour un but d'améliorer significativement les baisses de tension lors de la pointe.

Les résultats obtenus sont basés sur l'étude des problèmes réels rencontrés dans la ligne électrique BT qui alimente le village Taïbet au sud d'Algérie.

2. LE RESEAU ELECTRIQUE BT ETUDIE

Le réseau électrique étudié est un réseau BT rural situé à Taïbet dans la Wilaya de Ouargla. Il s'agit du poste de distribution publique N°215. Cette localité est caractérisée par une forte dispersion de la population qui a influé négativement sur la qualité de la tension électrique.

Les clients raccordés sur ce poste sont mal alimentés (moins de 180 V) spécialement en période d'été. La tension écrasée en période estivale se traduit par une perturbation des activités quotidiennes des abonnés et par un manque à gagner pour l'entreprise distributeur Sonelgaz.

Durant cette période, les abonnés ne peuvent pas utiliser normalement leurs équipements ménagers, tels que la télévision, les ventilateurs, les climatiseurs, etc. Ce réseau électrique BT rural a une longueur de 1688 m.

Il alimente 19 clients avec une puissance à la pointe de 73 kVA (119 A). Le transformateur a une puissance nominale de 160 kVA. Les caractéristiques générales du réseau BT et le transformateur MT/BT sont données sur le **Tableau 1** [7].

Les relations de la chute de tension dans une ligne de distribution sont établies en négligeant la réactance [8]. La figure 1 montre le schéma d'une représentation vectorielle de la chute de tension dans une ligne de distribution d'énergie avec un retour par la terre.

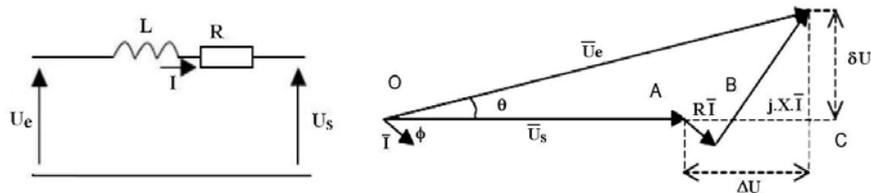


Fig. 1: Représentation vectorielle de la chute de tension

Tableau 1: Caractéristiques générales du réseau électrique BT et le transformateur MT/BT

	Paramètres	Valeur
<u>Ligne</u>	Nombre de clients BT	19
	Puissance appelée à la pointe	73 kVA (119A)
	Longueur développée du départ	1688 m
	Longueur du point le plus éloigné	1241 m
	Section des conducteurs (mm ²)	48, 27, 17
<u>Transformateur</u>	Tension primaire (kV)	30
	Tension secondaire (V)	400
	Puissance nominale P _n (kVa)	160
	Tension de court-circuit (%)	4
	Pertes à vide (W)	460
	Pertes en charge (W)	4200
	Courant à vide (% nominal I _n)	2,3

En pratique, nous pouvons admettre que OC=OD et la chute de tension dans les conducteur et représentée par AC. Ainsi, nous pouvons écrire:

$$\overline{AB} = R I \times \cos \Phi \quad (1)$$

$$\overline{BC} = L \omega I \times \sin \Phi \quad (2)$$

et

$$\overline{AC} = \overline{AB} + \overline{BC} = I \times (R \cos \Phi + L \omega \sin \Phi) \quad (3)$$

Ainsi, la chute de tension dans le conducteur, Δu est exprimée par l'équation suivante [8]:

$$\Delta u = I \times (R \cos \Phi + L \omega \sin \Phi) \quad (4)$$

Où, R est la résistance du conducteur (Ω), $L \omega$ la réactance inductive du conducteur (Ω), I le courant (A) et Φ le déphasage.

La relation de la chute de tension dépend de type de ligne monophasé ou triphasé.

Alors, pour une ligne monophasée, l'équation est comme suit:

$$\Delta u = 2I \times (R \cos \Phi + L \omega \sin \Phi) \quad (5)$$

Pour une ligne triphasée équilibrée, l'équation est la suivante:

$$\Delta u = I\sqrt{3} \times (R \cos \Phi + L \omega \sin \Phi) \quad (6)$$

Dans notre cas, la ligne de distribution est triphasée et le courant peut être écrit comme suit:

$$I = \frac{P}{U\sqrt{3} \cos \phi} \quad (7)$$

Où, P est la puissance (W) et U la tension (V).

Ainsi, l'équation (4) peut être représentée par l'équation suivante:

$$\Delta u = \frac{P}{U} (R + L \omega \operatorname{tg} \phi) \quad (8)$$

Si nous appelons u la chute de tension exprimée en % de U, alors on a:

$$\Delta u = \frac{u U}{100} \quad (9)$$

Et, nous déduisons l'équation suivante:

$$u = 100 \frac{P}{U^2} (R + L \omega \operatorname{tg} \phi) \quad (10)$$

Avec, P est la puissance en watts, U la tension en volts, R et Lω en Ω.

En exprimant R et Lω en Ω/km et la longueur de la ligne par L, l'équation (10) devienne comme suit:

$$u = 100 \frac{P \times L}{U^2} (R + L \omega \operatorname{tg} \phi) \quad (11)$$

Pour une ligne basse tension 'BT', le moment électrique, P×L est exprimé en kW×km, donc l'équation (11) devient:

$$u = 10^5 \frac{P \times L}{U^2} (R + L \omega \operatorname{tg} \phi) \quad (12)$$

3. IMPACT DE LA COMPENSATION SUR LA TENSION ET LA CHARGE

Afin d'illustrer l'impact de l'insertion des systèmes photovoltaïques dans le réseau BT, nous avons étudié deux cas principaux de compensation:

- Compensation partielle- Elle consiste d'intégrer des mini-centrales photovoltaïques chez les consommateurs. La ligne est segmentée au nombre des abonnés raccordés. Ainsi, la segmentation photovoltaïque à l'extrémité d'une ligne réduira le courant qui transite sur la ligne et par conséquent, elle réduira les chutes de tension.

- **Compensation globale**- Elle consiste à raccorder une production photovoltaïque au réseau électrique BT. Dans ce cas, il est possible d'examiner l'influence de la localisation des générateurs PV sur le paramètre de la tension aux différents nœuds de la ligne BT, exemple : à la tête du départ BT, au milieu de la ligne BT et à l'extrémité du réseau.

3.1 Compensation partielle

La compensation partielle est l'injection d'une source d'énergie solaire photovoltaïque dans le réseau basse tension chez un des abonnés. Cette méthode consiste à installer un système photovoltaïque connecté au réseau chez les abonnés BT là où la chute de tension est inadmissible.

Ainsi, chaque client va produire de l'énergie en adéquation à son besoin. L'apport significatif de telle production est de réduire le courant transité sur la ligne et par conséquent réduire la chute de tension.

3.1.1 Profil de charge et simulation de la tension en ligne

Pour l'application de cette méthode, nous avons recours aux courbes de charge des abonnés BT raccordées sur ce poste. L'évolution de la consommation annuelle d'un abonné BT de la ligne en question est illustrée par la figure 2.

Nous constatons une nette augmentation de la consommation électrique durant la période d'été (3^{ième} trimestre) [7]. La figure 3 donne un exemple sur la courbe de charge horaire typique que nous avons mesurée chez un abonné BT à Taïbet durant la période estivale de l'année 2006.

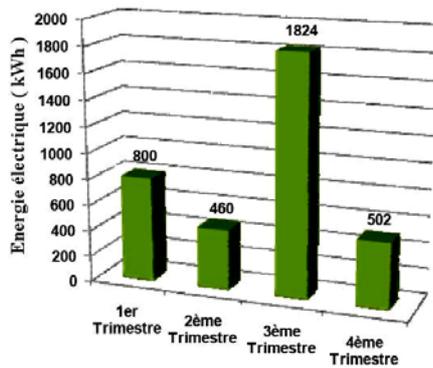


Fig. 2: Profil de consommation énergétique trimestriel d'un abonné

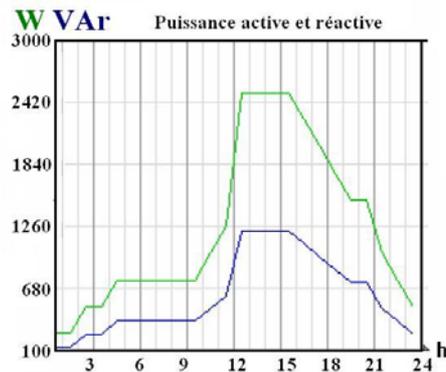


Fig. 3: Profil de charge horaire mesuré d'un abonné de Taïbet

Ainsi, ces résultats montrent que le profil de charge est très variable et non régulier avec une pointe qui se situe à 2,4 kW entre 12 h et 15 h. Cette pointe de consommation est due à l'utilisation de la climatisation durant cette période caniculaire de la journée.

Sur la base de ces résultats, le générateur photovoltaïque a été dimensionné pour la production de l'électricité chez les abonnés de ce réseau BT. Pour le réseau BT rural, la tolérance sur la chute de tension est fixée de 10 % par le distributeur algérien

(Sonelgaz), soit $0,90 U_n \leq U_l \leq 1,10 U_n$, avec U_n est la tension nominale et U_l est la tension de la ligne.

Pour la simulation de la ligne, l'outil de simulation choisi est la dernière version du logiciel 'JPelec' [9]. Ce logiciel est développé par Supélec (France) en partenariat avec l'Ecole des Mines de Paris (France) et l'Ademe (France). La dernière version du logiciel propose une interface graphique actuelle avec les composants standards et les composants Energies Renouvelables du réseau électrique.

'JPelec' possède une bibliothèque de composants 'Energies Renouvelables / Production Décentralisée: champ photovoltaïque, ferme éolienne, groupe électrogène et batteries. Les résultats sont affichés sous forme de courbes dans la fenêtre principale.

Les résultats de la simulation montrent que la simulation a donné des valeurs très satisfaisantes. Le **Tableau 2** illustre les différentes mesures effectuées chez les abonnés et les tensions simulées pour les mêmes abonnés.

Tableau 2: Exemple de la tension mesurée et simulée

Abonnés	Tension mesurée (V)	Tension simulée (V)	Erreur (%)
Abonné1	188	186	1.0
Abonné2	185	184	0.5
Abonné3	180	179	0.5
Abonné4	176	174	1.1

En effet, l'erreur calculée ne dépasse pas 1,1 %. Pour cette même ligne, nous avons calculé la chute de tension en fonction de la longueur de la ligne BT entre l'abonné et le poste de transformateur MT/BT. Les résultats de simulations montrent que la chute de tension dépasse la limite admissible à partir du nœud de **consommation** situé à 600 m du poste de transformateur MT/BT.

La figure 4 illustre la chute de tension en fonction de la distance avant compensation photovoltaïque. A l'échelle horaire, les résultats de la chute de tension calculés pour le dernier abonné sont donnés dans la figure 5.

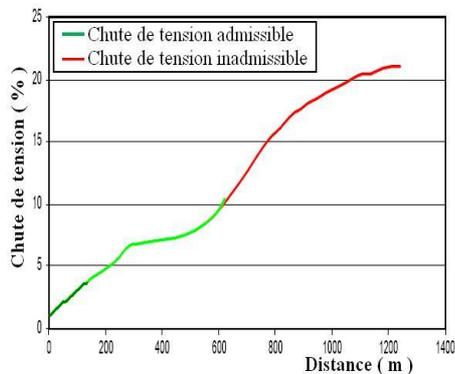


Fig. 4: Chute de tension en fonction de la distance avant compensation

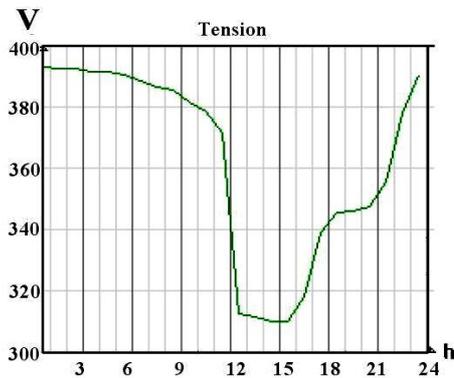


Fig. 5: Chute de tension chez le dernier abonné avant compensation

La courbe montre que la tension baisse d'une manière remarquable lors des heures de pointes (12 h-15 h). Ainsi donc, l'utilisation d'un système photovoltaïque pour la production de l'électricité sera de grande utilité, puisque les contraintes apparaissent dans la période où l'ensoleillement est au maximum et par conséquent, la production électrique du générateur photovoltaïque sera maximale également.

3.1.2 Influence de la tension photovoltaïque sur la chute de tension

L'apport de la tension fourni par le système photovoltaïque est la différence entre la chute de tension (ΔV) dans la ligne avec un générateur photovoltaïque et sans un générateur photovoltaïque. La relation de la chute de tension à l'extrémité d'une ligne triphasée équilibrée d'une longueur l est donnée comme suit [10]:

$$\Delta V = \int_0^x I(l)Z(l)dl \quad (13)$$

avec, le courant (I) et l'impédance (Z) sont fonction de la longueur (l) de la ligne, 0 est la localisation du transformateur et x est la location en un point de la ligne.

Un générateur photovoltaïque réduit la chute de tension en réduisant le courant qui transite par la ligne. L'apport de la tension par le système photovoltaïque dans un point donnée, exemple (B) est la différence de chute de tension avec et sans système photovoltaïque (Fig. 6).

$$\Delta V_B = \int_0^A [I(l) - I_{pv}]Z(l)dl + \int_A^B I(l)Z(l)dl \quad (14)$$

Comme le courant fourni par le générateur photovoltaïque est constant, l'équation (2) peut être écrite comme suit:

$$\Delta V_B = \int_0^B I(l)Z(l)dl - I_{pv} Z_A \quad (15)$$

Où Z_A est l'impédance totale de la ligne du transformateur jusqu'au point A. L'apport de la tension du générateur photovoltaïque est donné par la relation suivante:

$$V_{SB} = I_{pv} Z_A \quad (16)$$

Ainsi, l'apport de la tension photovoltaïque à n'importe quel point de la ligne est égal au produit du courant photovoltaïque et l'impédance de la ligne entre le transformateur et le générateur photovoltaïque.

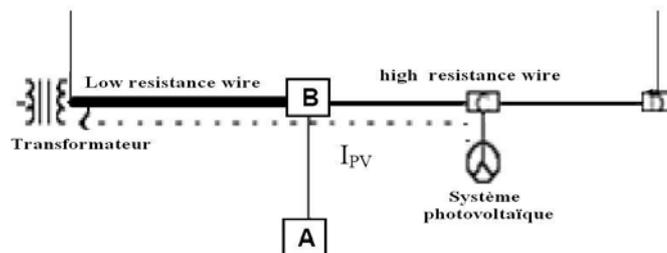


Fig. 6: Tension photovoltaïque injectée dans la ligne électrique

3.1.3 Résultats

Pour réduire la chute de tension, l'apporter au-dessous de 10 %, nous avons choisi d'installer des mini-centrales PV chez les derniers abonnés BT qui se trouvent au-delà de 600 m du transformateur (Fig. 7). Ainsi donc, la stratégie suivie consiste d'équiper ces abonnés en bout de réseau avec des mini-centrales PV d'une manière successive et en commençant par le dernier.

La tension est relevée après chaque opération chez les abonnés qui se trouvent en amont du dernier abonné équipé d'une installation PV. L'opération d'équiper les abonnés avec du photovoltaïque s'arrêtent lorsque la chute de tension atteint une valeur admissible ($< 10\%$).

Pour le dimensionnement du générateur photovoltaïque, nous sommes basés sur la consommation électrique annuelle brute facturée par la Sonelgaz. Ainsi, la puissance crête proposée du générateur photovoltaïque est égale à 2,5 kWc.

Après chaque installation d'un SPV chez un abonné mal desservi au bout du réseau BT, nous simulons l'impact du raccordement du PV sur la chute de tension. Nous avons enregistré des améliorations dans le réseau au fur et à mesure d'installer les mini-centrales PV chez les abonnés [11].

La chute de tension est devenue tolérable après installation du PV chez le 6^{ème} abonné (Fig. 8). En effet, la chute de tension est autour de 10 % valeur fixée par la Sonelgaz pour le réseau BT rural.

Egalement et pour pouvoir qualifier l'impact de raccordement des mini-centrales PV sur le plan de la tension pendant les heures de pointe, nous avons comparé les valeurs de la chute de tension horaire avant et après installation du PV chez les abonnés.

Dans la figure 5 précédente, nous avons vu qu'avant la compensation photovoltaïque, la chute de tension a été importante (environ 310 V) surtout pendant les horaires de pointe de l'après midi. Paradoxalement, c'est la période de fort ensoleillement où le photovoltaïque peut produire plus d'énergie électrique [12].

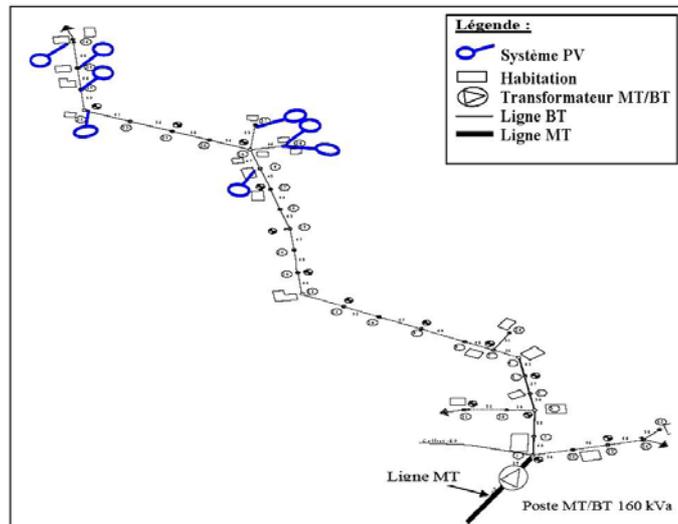


Fig. 7: Emplacement potentiel des systèmes PV's connectés au réseau BT rural chez les abonnés touchés par la chute de tension à Taïbet (Wilaya d'Ouargla)

Après installation des systèmes PVs, les résultats obtenus montrent une amélioration de la tension entre 12 h et 15 h. La figure 9 illustre cette amélioration où la tension est supérieure à 360 V.

Ainsi, le générateur photovoltaïque fournit une partie importante de l'électricité d'une source non polluante aux abonnés réduisant à la fois leurs besoins d'acheter l'électricité et en résolvant également le problème de la charge pendant cette période de la journée.

Le courant maximum appelé par la ligne BT à Taïbet est de 119 A. Le courant qui transite par ligne diminue à chaque insertion d'un générateur photovoltaïque. Le profil horaire du courant transité par la ligne chez un abonné avant compensation photovoltaïque enregistre un pic entre 12 h et 15 h (Fig. 10).

Après installation de la 6^{ème} mini-centrale PV, nous avons enregistré une baisse remarquable du courant chez le même abonné et pendant les mêmes horaires de pointe 12 h et 15 h (Fig. 11).

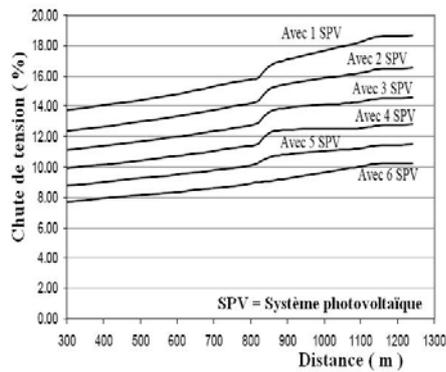


Fig. 8: Chute de tension calculée après installation successive des systèmes photovoltaïques (SPVs) chez les abonnés

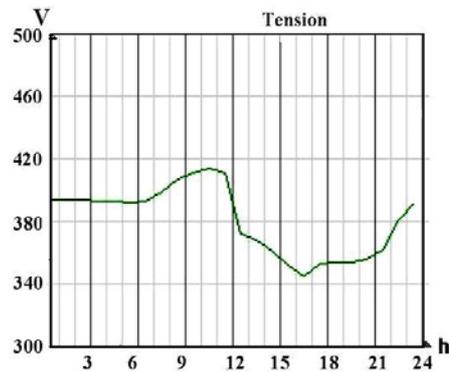


Fig. 9: Chute de tension chez le dernier abonné de la ligne BT après compensation photovoltaïque

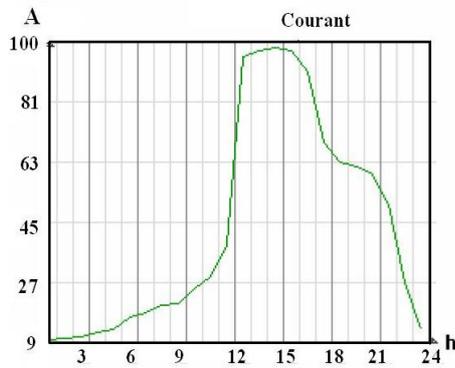


Fig. 10: Courant transité en ligne avant compensation photovoltaïque

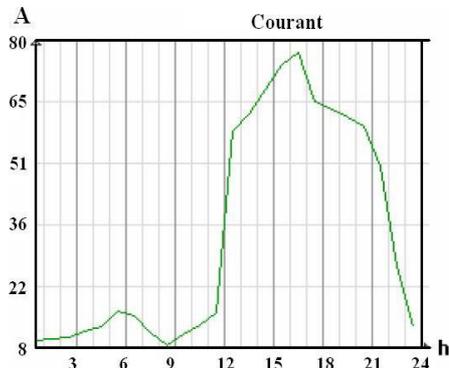


Fig. 11: Courant transité en ligne après compensation photovoltaïque

3.2 Compensation globale

La compensation globale est l'injection directe de l'énergie solaire photovoltaïque dans un réseau BT. Dans ce qui suit, nous présentons le cas d'une insertion d'une mini-centrale photovoltaïque sur la même ligne BT de Taïbet (W. Ouargla).

Il est question de mettre en évidence l'influence de la localisation des générateurs photovoltaïques sur le paramètre de la tension aux différents nœuds de la ligne BT.

La figure 12 illustre les différents emplacements potentiels pour l'installation d'un système photovoltaïque connecté au réseau BT.

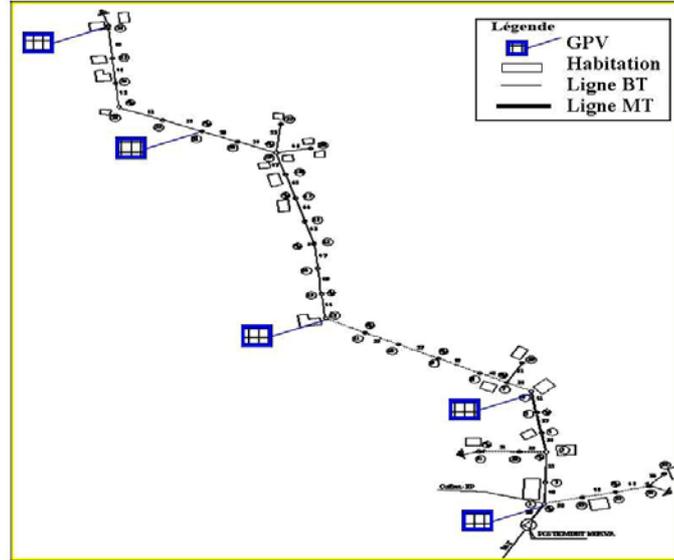


Fig. 12: Emplacement des mini-centrales photovoltaïques connectées sur une ligne BT rurale à Taïbet (Wilaya d'Ouargla)

3.2.1 Equations de la chute de tension sur une ligne BT

Nous développons à nouveau les équations de la chute de tension sur une ligne BT qui sont en fonction de la longueur. En général, la chute de tension à l'extrémité d'une ligne triphasée équilibrée de longueur L est le produit du courant et de l'impédance.

$$\Delta u = \sqrt{3} \int_0^L Z \times i(1) \times dl \quad (17)$$

Avec, $Z = (R \times \cos \Phi + X \times \sin \Phi)$

Le courant $I(1)$ varie le long de la ligne. La valeur de la chute de tension peut être exprimée en fonction de la distribution de la charge par les relations suivantes [8]:

- Charge concentrée à l'extrémité de la ligne

$$\begin{aligned} i(1) &= I_0 \\ \Delta u &= \sqrt{3} \bar{z} L I_0 \end{aligned} \quad (18)$$

- Distribution uniforme

$$i(l) = I_0 - I_0 \frac{l}{L}$$

$$\Delta u = \frac{1}{2} \sqrt{3} \bar{z} L I_0$$
(19)

- Distribution triangulaire

$$i(l) = I_0 - I_0 \frac{l^2}{L^2}$$

$$\Delta u = \frac{2}{3} \sqrt{3} \bar{z} L I_0$$
(20)

D'une façon générale, la tension a la forme suivante:

$$\Delta u = K_V \sqrt{3} \bar{z} L I_0$$
(21)

avec, L est la longueur de la ligne, I_0 le courant au début de la ligne et \bar{z} l'impédance unitaire (Ω/km), qui est donnée par la relation suivante:

$$\bar{z} = r \cos \phi + x \sin \phi$$
(22)

Et

- $K_V = 1$ pour la charge concentrée à l'extrémité de la ligne
- $K_V = 1/3$ pour la charge uniformément distribuée
- $K_V = 2/3$ pour la distribution triangulaire.

3.2.1 Résultats

A l'aide des simulations successives avec JPelec, nous avons déterminé l'influence de la position du générateur photovoltaïque sur la tension. La figure 13 présente les résultats obtenus pour un emplacement d'une mini-centrale photovoltaïque au bout du réseau du départ BT.

Le profil de tension, le long de la dorsale BT, est déterminé après installation d'une mini-centrale photovoltaïque à l'endroit du déficit, celui du dernier nœud en bout de réseau. Les tensions sont relevées en chaque nœud du départ, sur la dorsale et sont rangées en fonction de la distance au poste transformateur MT/BT N°215.

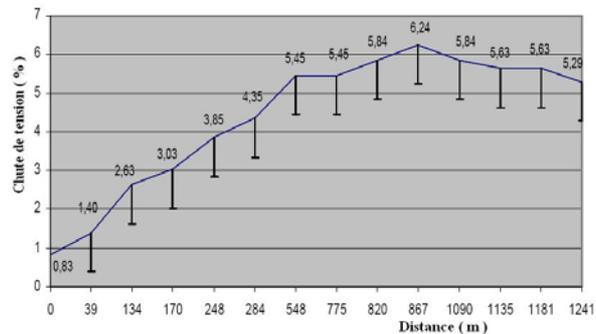


Fig. 13: Profil de la tension après connexion des mini-centrales photovoltaïques en bout de réseau

Plusieurs constatations peuvent être faites pour ce mode de raccordement :

- la tension au bout du réseau est satisfaisante puisque la chute de tension est globalement diminuée le long de la ligne la chute de tension est de 5% en bout de réseau.
- L'insertion d'une mini-centrale photovoltaïque sur un départ BT améliore la tension de la zone où il est raccordé.
- Pour toutes les dérivations de la ligne BT, la tension est relevée aux limites admissibles grâce à l'insertion de cette mini-centrale photovoltaïque.

L'impact de l'insertion d'une mini-centrale photovoltaïque sur la dorsale de la ligne est justifié aussi par les résultats de simulation de la figure 14.

Cette figure représente l'allure de la tension horaire de la ligne après compensation photovoltaïque. Elle permet de visualiser l'apport significatif de la mini-centrale photovoltaïque dans l'amélioration de la qualité de la tension au moment de la pointe se situant entre 12 h et 15 h.

Durant ces heures de pointe, période de fort ensoleillement, les mini-centrales photovoltaïques peuvent produire de l'énergie électrique avec un très bon rendement. La tension est nettement améliorée dans ce deuxième cas où la tension est supérieure de l'ordre de 340 V, ce qui vaut une chute de tension relative admissible de 10 %.

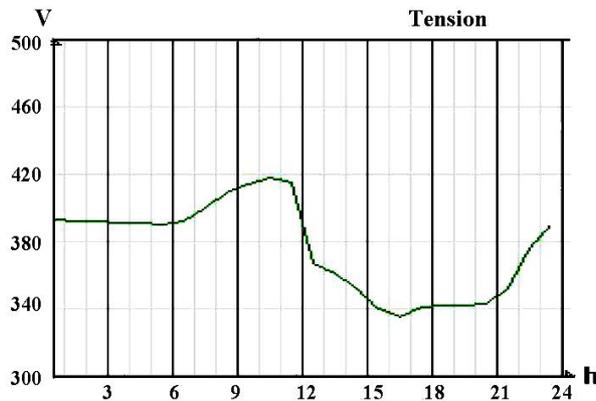


Fig. 14: Chute de tension chez le dernier abonné après compensation photovoltaïque globale

5. CADRE JURIDIQUE ET REGLEMENTAIRE DE L'ENERGIE SOLAIRE EN ALGERIE

5.1 Cadre juridique et réglementaire

L'Algérie a pour politique de diversifier les sources d'énergie et de réduire la dépendance aux pétroles et gaz. Pour ce faire, l'Algérie s'est fixé comme objectif de produire 5 % de l'électricité à partir de l'énergie solaire à l'horizon 2015 et 10 % en 2020.

Dans cette perspective, et afin de promouvoir l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque en Algérie, une série de textes et de lois ont été promulgués, visant à orienter les acteurs et les intéressés vers ce secteur de marché énergétique. Nous

citerons ci-après les textes et lois relatifs à l'introduction, à la généralisation des énergies renouvelables en Algérie :

- La loi 99-09 du 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie [13].
- La loi 01-20 du 12 décembre 2001 relative à l'aménagement et au développement durable du territoire. Cette loi a pour objet de définir les conditions, les moyens d'encadrement et la mise en œuvre de la politique nationale de maîtrise de l'énergie [14].
- La loi 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation (particulièrement dans ces articles (9, 21, 26, 28, 95, 97, 98, 128 et 178) [15]. Cette loi a pour objet de fixer les règles applicables aux activités liées à la production, au transport, à la distribution, à la commercialisation de l'électricité, ainsi qu'au transport, à la distribution et à la commercialisation du gaz par canalisations.
- La loi 03-10 du 19 juillet 2003 relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable [16]. Cette loi a pour objet de définir les règles de protection de l'environnement dans le cadre du développement durable.
- Le Décret exécutif n°04-92 du 4 Safar 1425 correspondant au 25 mars 2004 relatif aux coûts de diversification de la production d'électricité [17]. Ce décret stipule clairement la prise en charge des surcoûts découlant de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables. Il est attribué aux producteurs d'électricité à partir de ces sources une prime pour chaque kWh produit, commercialisé ou consommé. Selon les sources des énergies renouvelables exploitées (solaire thermique ou énergie photovoltaïque, éolienne, géothermique, biomasse, hydraulique et cogénération). Cette prime varie de 100 à 300 %.
- La loi n°04-09 du Joumada Ethania 1425 correspondant au 14 août 2004 relative à la promotion des Energies Renouvelables dans le cadre du développement durable [18]. Cette loi a pour objet de fixer les modalités de promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable.

5.2 Contraintes réglementaires

Cependant, et malgré cet arsenal juridique, les objectifs concernant la promotion des énergies renouvelables dans son volet électricité photovoltaïque raccordé au réseau, se heurte toujours aux nombreuses contraintes commerciales et législatives. Ces contraintes sont résumées comme suit:

- Absence d'une politique tarifaire de l'électricité photovoltaïque.
- Absence d'un cadre approprié pour implication du secteur privé.
- Les règlements actuels favorisent la production à grande échelle et ne tiennent pas compte de la production de petites dimensions. Cette dernière est la plus primée dans les pays développés (Allemagne, Japon, Espagne, etc).
- Absence d'obligation d'achat de l'énergie produite par le distributeur actuel d'énergie (Sonelgaz).
- Absence des modalités des contrats d'achat et de vente d'électricité.
- Le tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque par les distributeurs n'est pas fixé.
- Dispositifs de sécurité non défini. Exemple: le dispositif automatique de déclenchement de l'installation photovoltaïque en cas de défaut du réseau, ou de pannes dans les circuits de commande de l'installation photovoltaïque.

6. CONCLUSIONS

Les résultats obtenus pour les deux types de compensation solaire photovoltaïque sont très satisfaisants. L'insertion des systèmes photovoltaïques dans le réseau électrique améliore la tension en bout de réseau et diminue le courant transité par la ligne.

Ainsi, Il est démontré par les différentes simulations que les deux approches d'insertion des sources d'énergies renouvelables photovoltaïques ont les mêmes retombées techniques sur le réseau BT.

La compensation partielle, installation d'une mini-centrale photovoltaïque connectée au réseau chez les abonnés, améliore la tension en bout de la ligne et elle diminue le courant de la ligne.

Pour la compensation globale, installation d'une mini-centrale photovoltaïque connectée directement au réseau BT, nous avons relevé des améliorations très satisfaisantes dans le réseau électrique.

Le choix entre les deux méthodes n'aura lieu qu'après l'évaluation économique des deux systèmes. L'évaluation économique aura pour objet de déterminer les coûts de chaque approche.

En plus de l'étude technico-économique, un autre volet doit être pris en considération pour le choix entre les deux approches. C'est l'aspect réglementaire de la possession des mini-centrales photovoltaïques. Les mini-centrales photovoltaïques installées chez les abonnés sont de leurs propriétés et doivent être régies par des règles et conditions particulières imposées par les gestionnaires du réseau de distribution.

Tandis que les mini-centrales photovoltaïques raccordées directement sur le réseau peuvent être de la propriété d'un opérateur privé ou de la propriété intégrale du distributeur d'électricité.

REFERENCES

- [1] P. Poggi, M. Muselli, N. Stefka and Nedeltcheva, '*Reducing Voltage Drops at the End of the Feeder by Grid-Connected Rooftop PV Systems for: Case Study in Corsica Island*', Energy, Vol. 25, N°8, pp. 741 - 756, 2000.
- [2] R. Caire, '*Gestion de la Production Décentralisée dans les Réseaux de Distribution*', Thèse de Doctorat, INP Grenoble, Avril 2004.
- [3] A. Hamidat, '*Perspectives des Applications Photovoltaïques dans le Milieu Rural et la Zone Urbaine*', Proceeding du Colloque National sur l'Energie Solaire, 'CNESOL', pp. 100-105, Béjaia, Algérie. 2006.
- [4] G.H. Hart, '*Residential Photovoltaic System Simulation Electrical Aspect*', IEEE, pp. 281 - 288, 1982.
- [5] H.M. Zeineldin, '*Distributed Generation Micro-Grid Operation: Control, Protection, and Electricity Market Operation*', Doctorate Thesis in Electrical and Computer Engineering, University of Waterloo, Ontario, Canada, 2006.
- [6] A.N. Dunea, D.N. Dunea, V.L. Moise and M.F. Olariu, '*Forecasting Methods Used for Performances Simulation and Optimization of Photovoltaic Grids*', Porto Power Technical Conference, 10th-13th September, Porto, Portugal, 2001.
- [7] Documents Techniques, Direction Régionale de la Distribution Ouargla, Sonelgaz, 2007.

- [8] Guide Technique de la distribution, Sonelgaz, BG1, 1991.
- [9] Jpelec, '*Manuel Utilisateur Jpelec v2.1*', Ecole des Mines de Paris, 24 juillet 2006.
- [10] T. Hoff, H. J. Wenger and B.K. Farmer, '*The Value of Grid-Support Photovoltaics in Providing Distribution System Voltage Support*', International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol. 28, N°4, pp. 244 - 252, 2006.
- [11] A.Y. Kadri, '*Performances des Mini-Centrales Photovoltaïques dans l'Amélioration de la Tension dans les Lignes BT*', Mémoire de Magister, Département d'Electrotechnique, Faculté des Sciences et de la Technologie, Université Mohamed Khider, Biskra, Février 2009.
- [12] A.Y. Kadri et A. Hamidat, '*Mini Centrales Photovoltaïques Connectées au Réseau BT Rural: Impact sur la Tension du Réseau*', ICEE'08, USTO, Oran, 20 - 21 Octobre 2008.
- [13] Journal Officiel de la RADP, N°51 du 02 Août 1999.
- [14] Journal Officiel de la RADP, N°77 du 15 Décembre 2001.
- [15] Journal Officiel de la RADP, N°8 du 06 Février 2002.
- [16] Journal Officiel de la RADP, N°43 du 20 Juillet 2003.
- [17] Journal Officiel de la RADP, N°19 du 28 mars 2004.
- [18] Journal Officiel de la RADP, N°52 du 18 août 2004.