

Impact des véhicules électrifiés sur le dimensionnement du réseau HTA

Thomas GAONAC'H^(a, b), Martin HENNEBEL^(a), Ibrahim MOHAND-KACI^(b), Jing DAI^(a), Jean-Claude VANNIER^(a)

^(a) SUPÉLEC, E3S - Département Énergie, 3 rue Joliot Curie 91190 Gif-sur-Yvette, FRANCE

^(b) RENAULT S.A.S., Technocentre, Direction de l'Électronique Avancée, 1 Avenue du golf 78084 Guyancourt, FRANCE

RÉSUMÉ – Le déploiement massif des Véhicules Électriques et des Véhicules Hybrides Rechargeables va augmenter la consommation électrique, notamment dans le secteur résidentiel, et les pertes dans les lignes. Cette augmentation doit être prise en compte dans le dimensionnement de la section des conducteurs. En effet, le gestionnaire de réseau de distribution dimensionne celle-ci en cherchant l'optimum économique entre le coût du matériau conducteur et le coût des pertes par effet Joule capitalisées sur la durée de vie de la ligne. Dans cette contribution, nous estimons ce nouvel optimum et le surcoût engendré par la pénétration de véhicules électrifiés pour une ligne HTA. Nous montrons que ce surcoût peut être réduit en choisissant des profils de recharge adaptés. Ensuite une étude de la sensibilité du résultat aux paramètres montre que parmi ceux-ci, le choix du taux d'actualisation des pertes futures est prépondérant. Enfin est évalué l'impact de la production photovoltaïque distribuée sur le dimensionnement. Les résultats montrent que l'impact des véhicules électrifiés est environ 4 fois plus important que l'impact de la production photovoltaïque.

Mots-clés – Renforcement du Réseau de Distribution, Dimensionnement, Règle de Kelvin, Véhicule Électrique, Véhicule Hybride Rechargeable, Ligne HTA.

1. INTRODUCTION

DEPUIS quelques années, des modèles de Véhicules Électriques (VE) ainsi que de Véhicules Hybrides Rechargeables (VHR) sont disponibles à la vente. Certaines études, telles que [1], prévoient un bel avenir pour ceux-ci. Le déploiement des véhicules électriques en France permet de réduire les émissions de CO₂ du secteur des transports. Avec, en 2020, 43g CO₂/kWh électrique [2] le levier de réduction des émissions est significatif en France. Ce déploiement de ces véhicules permet également de réduire les émissions de polluants tels que, les NO_x et les particules fines. Néanmoins, la charge de leurs batteries augmente la puissance soutirée du réseau électrique, ce qui a un impact notamment sur le réseau de distribution. Ainsi, dans [3], les conséquences de recharges non coordonnées sont évaluées sur un réseau IEEE 34 bus et une minimisation des pertes par effet Joule sous contrainte de tension est effectuée. La Référence [4] propose une stratégie de contrôle optimal afin de minimiser les pertes sur un réseau, tandis que [5] traite de l'investissement nécessaire pour intégrer les VE et VHR. Dans [6], un Reference Network Model (RNM) est développé. Puis, dans le projet européen MERGE [7], ce RNM est utilisé pour estimer l'investissement nécessaire causé par l'introduction des VE et VHR. Dans le projet européen Green eMotion [8], le niveau de renforcement des lignes et des transformateurs, en présence de VE et VHR, est estimé pour 33 réseaux de distribution tests en utilisant comme contraintes les limites thermiques et le niveau

maximal de chute de tension.

Parmi ces investissements, nous nous intéressons au dimensionnement de la section de conducteur des câbles et lignes électriques. Celui-ci se fait en respectant des contraintes techniques et économiques. En effet, le choix de la section résulte d'un compromis entre le coût du matériau conducteur et le coût des pertes par effet Joule capitalisées sur la durée de vie du conducteur. Afin d'évaluer l'impact de l'électrification du parc automobile sur ce dimensionnement, nous présentons dans un premier temps l'optimisation technico-économique des conducteurs aériens HTA, puis nous y intégrons les VE et VHR dans l'évolution de la consommation. Ensuite, nous étudions la sensibilité de ce dimensionnement à plusieurs facteurs : taux d'électrification du parc automobile, coût de l'électricité, profil de recharge, taux d'actualisation, coût du matériau conducteur, etc. Enfin, l'impact combiné de la production photovoltaïque (PV) distribuée et des VE et VHR est évalué.

2. CALCUL DE LA SECTION DE CONDUCTEUR

2.1. Dimensionnement technico-économique

2.1.1. Coût d'installation de la ligne

Le coût d'installation d'une ligne peut être décomposé en une part fixe indépendante de la section et d'une part variable qui en est dépendante :

$$C_I(S) = C_{IF} + C_{IV}(S) \quad (1)$$

où $C_I(S)$ est le coût d'installation de la ligne électrique [€], C_{IF} est la partie fixe de ce coût [€], $C_{IV}(S)$ en est la partie variable [€], et S désigne la section du conducteur [m²].

La part variable selon la section du coût d'installation correspond au coût du matériau conducteur :

$$C_{IV}(S) = l \cdot S \cdot M \cdot p_{metal} \quad (2)$$

où l la longueur du conducteur [m], M la masse volumique du matériau conducteur [kg/m³], et p_{metal} le prix du matériau conducteur (aluminium) [€/kg]. Cette équation dépend linéairement de S , le paramètre à optimiser.

2.1.2. Coût d'exploitation de la ligne

Le réseau HTA simplifié que nous étudions est représenté dans la Figure 1. Il est composé d'une charge connectée à une source de puissance au travers d'une ligne. La source de puissance assure l'alimentation de la charge. La tension est considérée constante et égale à 20 kV tout le long de la ligne. La part du

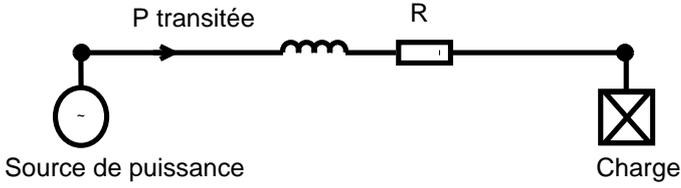


Fig. 1. Schéma électrique étudié.

coût d'exploitation dépendant de la section est égale au coût des pertes par effet Joule. Les autres coûts d'exploitation comme la maintenance sont inévitables et considérés en première approximation comme des coûts fixes indépendants de la section.

Sachant que $R = \rho \times l/S$, les pertes Joules à un instant sont égales à :

$$P_{pertes}(t, S) = \left(\frac{P_{charge}(t)}{V/\sqrt{3} \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (3)$$

où $P_{pertes}(t, S)$ désigne les pertes à un instant t , $P_{charge}(t)$ désigne la puissance triphasée qui est consommée par la charge [W] à l'instant t , V désigne la tension nominale entre phases sur le conducteur, supposée constante [V], $\cos \varphi$ désigne le facteur de puissance de la charge.

Comme le coût des pertes est considéré sur une longue durée, nous prenons en compte l'actualisation de la valeur des pertes futures. De même, l'augmentation du prix de l'électricité, l'augmentation de la consommation électrique, et enfin la charge supplémentaire apportée par les VE et VHR sont prises en compte dans le terme P_{charge} . Le coût des pertes par effet Joule s'exprime comme l'intégrale sur le temps de $R \cdot I^2$ multiplié par le prix de l'électricité :

$$C_{OV}(S) = \int_{t_v} \frac{(1+b)^{t/t_a}}{(1+a)^{t/t_a}} \cdot P_{pertes}(t, S) \cdot p(t) \cdot (1+c)^{t/t_a} \cdot dt \quad (4)$$

où $C_{OV}(S)$ est le coût variable d'exploitation de la ligne [€], t_v désigne la durée de vie d'une ligne [années] prise égale à 40 ans dans cette étude (cf. [9]), $p(t)$ est le prix de l'électricité basé sur les prix de marché EPEX SPOT day-ahead en 2012, ρ désigne la résistivité du conducteur [$\Omega \cdot m$], b le taux d'augmentation annuel du prix de l'électricité [%] égal ici à 3% [10], et a le taux annuel d'actualisation [%] ici pris égal à 8% par an [9], et c le taux annuel d'augmentation de la consommation électrique hors VE et VHR [%] pris ici à 0,7% par an. t_a permet de prendre en compte le fait que l'actualisation et les augmentations des prix se font une fois par an [s].

2.1.3. Choix de la section optimale du conducteur

En annulant la somme des dérivées des équations (2) et (4) par rapport à S_{cond} , on déduit la section optimale :

$$S = \sqrt{\int_{t_v} \frac{(1+b)^{t/t_a} \cdot p(t) \cdot \rho}{(1+a)^{t/t_a} \cdot p_{metal} \cdot M} \cdot \left(\frac{P_{charge}(t)}{V \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot dt} \quad (5)$$

Sur la Figure 2 sont tracés le coût en conducteur et le coût des pertes en fonction de la section. Le coût total, égal à la somme

des deux coûts, présente un minimum au niveau de la section optimale.

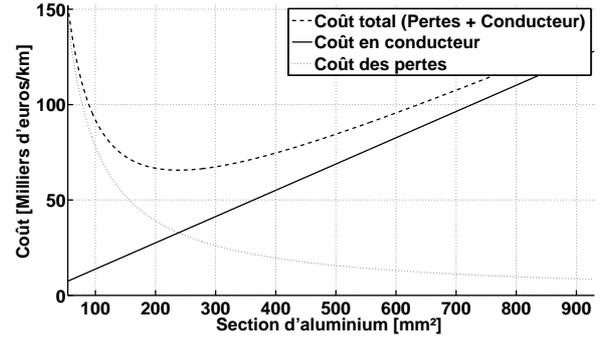


Fig. 2. Les différents coûts en fonction de la section.

2.2. Modélisation de la charge des véhicules

2.2.1. Courbe de charge journalière

La Figure 3 montre la courbe de charge journalière choisie pour le calcul et l'impact sur celle-ci de 1 000 VE et VHR dans le cas d'un taux d'électrification du parc automobile de 50%.

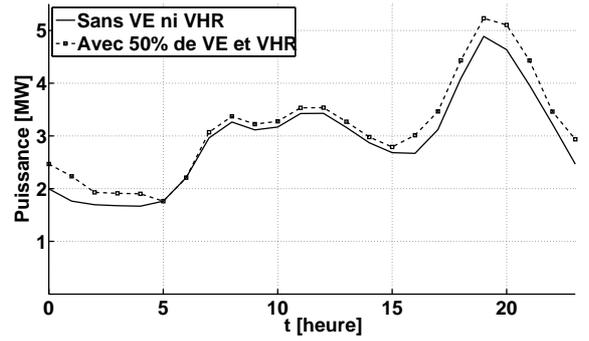


Fig. 3. Courbe de charge résidentielle et impact des VE et VHR (la courbe sans VE ni VHR provient du profil RES1 de ERDF [11])

2.2.2. Taux d'électrification du parc automobile

L'impact du taux de pénétration des VE et VHR est évalué dans cette section. Pour cela, les prévisions du gouvernement français annoncées dans [1] sont reprises et présentées dans les trois premières colonnes du Tableau 1. Le chiffre de 50% de VE et VHR en 2050 vient du scénario BLUE MAP de l'IEA [12]. La consommation électrique des véhicules a été prise égale à 5,48 kWh par véhicule par jour, ce chiffre correspondant à celui de 4 TWh annuels pour 2 millions de véhicules annoncé par la CRE [13] pour 2025 (ainsi qu'à un véhicule qui parcourt en moyenne 34 km par jour pour 170 Wh/km).

Tableau 1. Electrification du parc automobile, scénario du gouv français.

Année	2015	2020	2025	2050
Taux d'électrification	1,5%	6.6%	15%	50%

3. RÉSULTATS OBTENUS

3.1. Démarche

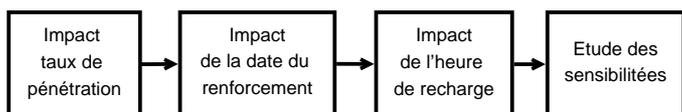


Fig. 4. Démarche adoptée dans cette section.

Dans cette section l'impact de différents paramètres du modèle est évalué. La Figure 4 explique la démarche adoptée dans les sous-sections suivantes.

3.2. Impact du taux d'électrification, du point de vue énergétique

Le Tableau 2 présente les résultats pour ces 4 scénarios du Tableau 1. Dans ce calcul, la section optimale sans VE ni VHR est de 233 mm², qui est supérieure à la section maximale de 140 mm² utilisée par les gestionnaires de réseau de distribution [9]. Cette différence peut s'expliquer par les hypothèses de calcul utilisées, comme la durée de vie de 40 ans, le taux d'actualisation de 8%, le taux d'augmentation du prix de l'électricité de 3%. La densité de courant moyenne, de 0,48 A/mm², est proche des densités généralement constatées entre 1 et 0,6 A/mm² [14]. Dans le cas du scénario avec 50% d'électrification en 2050, le surcoût à l'installation en conducteur dû au VE et VHR est de 5.5%.

Tableau 2. Résultats pour différents taux d'électrification du parc en 2050 (ligne triphasée en aluminium).

	Cas témoin (ni VE ni VHR)	En 2050 : 12,5% VE + VHR	25% en 2050	37,5% en 2050	50% en 2050
Section optimale [mm ²]	233	236	239	243	243
Coût en conducteur [€/km]	34 000	34 449	34 902	35 363	35 832
Surcoût	0%	1,3%	2,7%	4,1%	5,5%

3.3. Impact du taux d'électrification, du point de vue temporel

Pour comparer des coûts qui interviennent à des horizons temporels différents, la notion de l'actualisation a été introduite. La Figure 5 présente la valeur d'un euro à différents horizons en utilisant cette notion, le taux d'actualisation y est choisi à 8%. Il apparaît que, passé un certain horizon temporel, la valeur de l'euro ramené à l'année zéro est faible. Par exemple, pour les années supérieures à 30, la valeur à l'année t représente moins de 10% de la valeur à l'année 0. Autrement dit et du point de vue comptable, à pertes Joules et prix de l'électricité constants, le coût des pertes à l'année 0 pèse dans le calcul dix fois plus que les pertes à l'année 30. Or, si l'on observe le Tableau 1, on constate que le taux de pénétration des VE et VHR en fonction du temps est nettement plus significatif vers 2050, soit à un moment où le poids de l'actualisation écrase l'impact potentiel des

VE et VHR. Ce constat nous a encouragés à poursuivre l'évaluation, mais cette fois-ci non plus en faisant varier le niveau d'énergie consommé par les VE et VHR (variation du taux de pénétration), mais en variant l'année à laquelle l'évaluation est faite (variation temporelle).

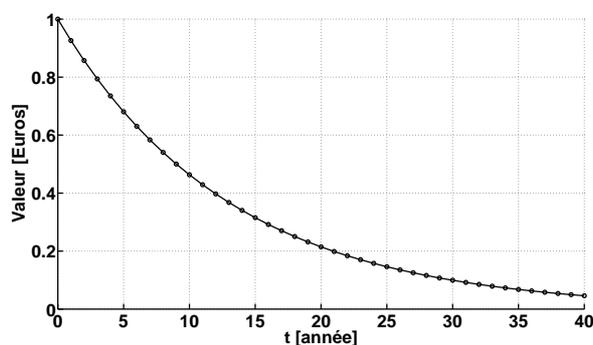


Fig. 5. Valeur à l'année 0, de 1 euro perçu à l'année t (taux d'actualisation de 8% par an).

Quatre nouvelles dates d'évaluation sont choisies, 2013 (cas de base), 2023, 2033, 2043. Pour faire cette évaluation il faut choisir un taux de pénétration pour les années supérieures à 2050. L'hypothèse est faite que pour les années après 2050 le taux est constant et égal à 50%. Le taux de pénétration année par année est ensuite interpolé, cf. Figure 6.

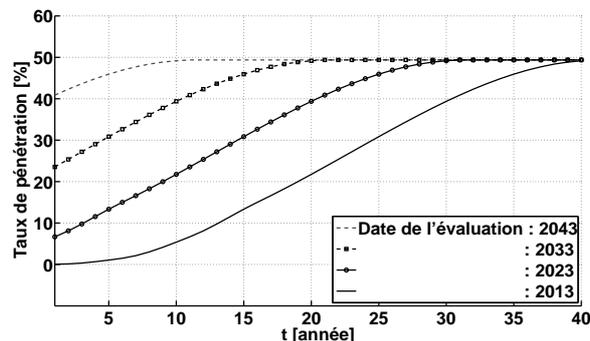


Fig. 6. Taux de pénétration pour différentes années de l'évaluation.

Le Tableau 3 présente le surcoût imputable aux VE et VHR. Les résultats montrent que le taux d'actualisation a un impact important sur le résultat. En effet, en décalant la date de l'évaluation de 10 années soit de 2013 à 2023, le surcoût imputable au VE et VHR a doublé.

Tableau 3. Impact de la date de l'évaluation.

Date de l'évaluation	2013	2023	2033	2043
Surcoût par rapport au cas sans VE ni VHR	5,5%	10%	14,1%	16,6%

3.4. Impact du profil de recharge

Les différents profils de recharge testés sont présentés sur la Figure 7. Ces profils ne correspondent pas à des situations

ou des mesures réelles mais simulent des comportements typiques d'utilisateurs : recharge en journée, au retour du travail, en heures creuses de nuit, et après minuit.

	0h -> 6h	6h -> 12h	12h -> 6h	6h -> 0h
Profil journée				
Profil soirée				
Profil nuit				
Profil nuit tardive				

Fig. 7. Les différents profils de recharge, les barres grisées correspondent aux heures de recharge.

Le Tableau 4 présente l'impact de l'heure choisie pour recharger les véhicules électrifiés. Le surcoût varie de 3,5% pour le comportement le plus favorable (la recharge après minuit) à 8,3% pour le comportement le plus défavorable (recharge en soirée). L'heure de recharge est donc bien un levier important d'économie ou de surcoût. Les profils journée et nuit induisent quant à eux des surcoûts de 6% chacun.

Tableau 4. Impact du profil de recharge sur le surcoût (cas 50% de taux de pénétration en 2050).

	Surcoût par rapport au cas sans VE ni VHR
Cas témoin (ni VE ni VHR)	0%
100% profil journée	6,2%
100% profil soirée	8,3%
100% profil nuit	6%
100% profil nuit tardive	3,5%

3.5. Etude des sensibilités

Une étude de sensibilité a été effectuée pour extraire les paramètres prépondérants dans le choix de section optimale. Les résultats sont présentés dans le Tableau 5. Il apparaît que, en valeur absolue, le taux d'actualisation est le paramètre le plus sensible. L'actualisation étant une notion qui représente la valeur actuelle de profits futurs, les incertitudes sur l'avenir conditionnent le résultat du dimensionnement. Les deux autres paramètres qui influent le plus sont le prix du conducteur et le prix de l'électricité, ces deux paramètres ayant la même sensibilité sur le résultat.

Tableau 5. Variation du coût en conducteur suite à la variation d'un paramètre.

Paramètre	Paramètre : +10%
1) Actualisation	-6,2%
2) Coût du conducteur	+5%
3) Coût de l'électricité	+4,9%
4) Électrification du parc	+0,5%

4. IMPACT DE LA PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE

4.1. Impact sur la courbe de charge journalière

L'impact de la production PV sur la section optimale de la ligne est évalué ici. En injectant de l'électricité localement, la

production PV diminue les valeurs de la courbe de charge pendant la journée, cf. Figure 8. Grâce à la production PV, l'énergie qui transite dans la ligne est diminuée, ainsi que les pertes Joules. Donc, une nouvelle section optimale peut être calculée, c'est ce qui va être évalué. On peut remarquer que l'énergie qui transite dans la ligne n'est diminuée que si la production PV marginale n'inverse pas le sens de transit de la puissance dans la ligne, i.e. à partir d'un certain niveau de production PV, de l'énergie est renvoyée sur la ligne et les pertes sont augmentées.

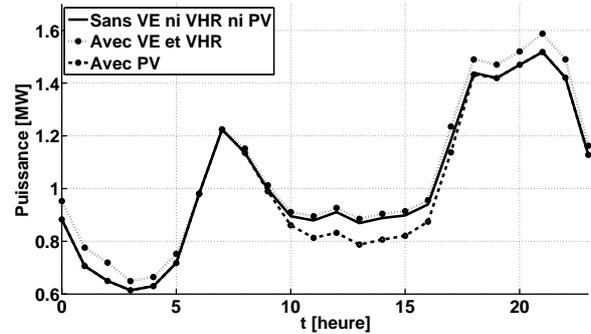


Fig. 8. Exemple, en 2025, de l'impact du PV sur la courbe de charge résidentielle (courbe du bas), et d'impact des VE et VHR (courbe du haut), la courbe du milieu correspond au cas sans VE ni VHR et sans PV.

4.2. Modélisation de la production photovoltaïque

Dans cette étude, nous nous intéressons à un réseau sur lequel sont connectées des charges résidentielles. Pour cette raison, nous nous intéressons à la production PV qui se situe sur le secteur résidentiel. Ce sont principalement des panneaux de faible surface et donc de faible puissance, situés sur le toit des habitations. Dans [15], le nombre d'installations PV connectées au réseau en France est détaillé en nombre et en puissance. Ce document indique que la grande majorité des installations (85%) a une puissance inférieure à 3 kW, la puissance installée moyenne est de 2,3 kW. Nous faisons l'hypothèse que dans le secteur résidentiel seules de petites installations PV sont installées et que la puissance installée moyenne est de 2,3 kW.

Le gouvernement français a annoncé un plan en faveur du développement de la production PV avec une cible de 1 000 MW annuels d'augmentation de la puissance installée [16]. De ces 1 000 MW, la cible de 200 MW annuels de nouvelles installations dans le secteur résidentiel est annoncée. Pour estimer l'impact du PV, nous faisons l'hypothèse que le nombre de nouvelles installations croît à un rythme constant de 200 MW par an. Ramené au nombre de foyers, et en supposant une installation de 2,3 kW de puissance installée moyenne, cela représente en terme de taux de pénétration (nombre de foyers équipés en PV sur nombre total de foyers) une augmentation annuelle de 0,26% du taux. L'abscisse à l'origine du taux se déduit du fait qu'en 2013 la puissance installée de petit photovoltaïque était de 693 MW, cf. Figure 9.

Enfin, les séries temporelles permettant de modéliser la variabilité de la production PV proviennent de mesures faites sur des panneaux PV installés sur le toit de SUPÉLEC en 2012.

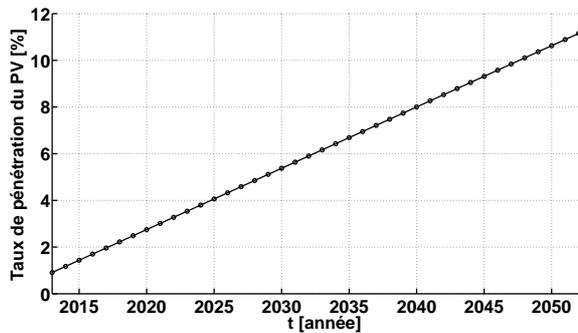


Fig. 9. Taux de pénétration du PV.

4.3. Résultats

Le Tableau 6 présente les résultats de l'évaluation de l'impact de la production PV sur le dimensionnement de la section optimale de la ligne. L'impact du PV reste mesuré, il permet de réduire d'environ 1/4 l'impact des VE et VHR. Cet impact contenu peut s'expliquer par la corrélation temporelle entre production PV et faible consommation électrique du secteur résidentiel (cf. Figure 8), à cause de la forme quadratique des pertes Joules, les pertes sont donc faibles à ces instants.

Il convient également de noter que la puissance moyenne installée est ici choisie égale à 2,3 kW. Si l'on imagine une puissance installée plus grande, alors le risque d'inversion des flux de puissance deviendra réalité et la production PV, au lieu de contribuer à baisser les pertes Joules, deviendra un facteur de création de ces pertes. D'autres secteurs, en particulier le secteur rural espère un fort développement de la production photovoltaïque [17]. Cela, combiné à la faible densité de consommation de ces zones, pourrait créer des situations où la production PV contribue aux pertes en ligne.

Tableau 6. Impact du PV sur le dimensionnement.

	Surcoût par rapport au cas sans VE ni VHR
Sans VE et VHR, sans PV	0%
Avec VE et VHR, sans PV	5,5%
Sans VE et VHR, avec PV	-1,4%
Avec VE et VHR, avec PV	4%

5. CONCLUSION

L'impact de la présence de VE et de VHR sur le dimensionnement de câbles de distribution HTA a été évalué. Si le scénario prévoyant 10% de véhicules électrifiés en 2020 se précise, l'impact des VE sur le dimensionnement ne sera pas négligeable. Cependant, cet impact peut être atténué en agissant sur le profil de recharge. Il apparaît de l'étude des sensibilités que le taux d'actualisation est le paramètre le plus prépondérant. Avec les hypothèses prises, l'impact de la production PV permet de diminuer la section de conducteur mais a un impact réduit en comparaison de l'impact des VE et VHR.

6. REMERCIEMENTS

Les auteurs souhaitent remercier la Fondation Renault pour son soutien.

7. RÉFÉRENCES

- [1] L. Nègre and J.-L. Legrand, "Livre vert sur les infrastructures de recharge ouvertes au public pour les véhicules décarbonés," tech. rep., 2011.
- [2] Ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, "Commissariat général au développement durable, «les véhicules électriques en perspective analyse coûts-avantages et demande potentielle»." [En ligne]. Disponible : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/ED41.pdf>, 05 2011. Accès le 29-04-2014.
- [3] K. Clement-Nyns, E. Haesen, and J. Driesen, "The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, pp. 185–192, Jan. 2011.
- [4] S. Deilami, A. Masoum, P. Moses, and M. A. S. Masoum, "Real-time coordination of plug-in electric vehicle charging in smart grids to minimize power losses and improve voltage profile," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 3, pp. 456–467, 2011.
- [5] L. Pieltain Fernández, T. Román, R. Cossent, C. Domingo, and P. Frías, "Assessment of the impact of plug-in electric vehicles on distribution networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 206–213, 2011.
- [6] C. Domingo, T. Román, A. Sánchez-Miralles, J. González, and A. Martínez, "A reference network model for large-scale distribution planning with automatic street map generation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, pp. 190–197, Feb 2011.
- [7] R. Cossent, P. Frías, T. Gómez, and C. Mateo, "WP 2, TASK 2.6, Deliverable D2.4, Functional specification for estimating additional investments in distribution networks with high penetration of electric vehicles," tech. rep., Mobile Energy Resources in Grids of Electricity (MERGE), 2011.
- [8] J. Mehmedalic, J. Rasmussen, and S. Harbo, "Deliverable D4.3 – B2, grid impact studies of electric vehicles," tech. rep., Green eMotion, 2013.
- [9] "Principes d'étude et règles techniques pour le raccordement au réseau public de distribution géré par ERDF d'une installation de consommation en HTA," tech. rep., Electricité Réseau Distribution France, 2010.
- [10] "Observatoire et indicateurs des marchés et du gaz," 3ième trimestre 2012.
- [11] Electricité Réseau Distribution France, "Profilage et profils." [Online]. Disponible : http://www.erdf.fr/ERDF_Fournisseurs_Electricite_Responsables_Equilibre_Profils. Accès le 08-03-2014.
- [12] P. Taylor and T. Kerr, "Technology roadmap : Electric and plug-in hybrid electric vehicles," tech. rep., International Energy Agency, 2009.
- [13] Commission Régulation de l'Énergie, "Les véhicules électriques." [Online]. Disponible : <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=vehicules-electriques-fourniture>. Accès le 03-03-2014.
- [14] A. Chanal, "Lignes aériennes dimensionnement," *Techniques de l'ingénieur Réseaux électriques mixtes - ingénierie des réseaux*, vol. base documentaire : TIB267DUO., no. ref. article : d4421, 2000.
- [15] Commission Régulation de l'Énergie, "Commissariat général au développement durable, «tableau de bord de la production éolien-photovoltaïque, troisième trimestre 2013»." [En ligne]. Disponible : http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/fileadmin/documents/Produits_editoriaux/Publications/Chiffres_et_statistiques/2013/chiffres-stats469-eolien2013t3-novembre2013.pdf, 11 2013. Accès le 28-03-2014.
- [16] Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, "Relance de la filière photovoltaïque : 1000 mégawatts de projets solaires en France dès 2013." [En ligne]. Dispo-

nible : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Relance-de-la-filiere.html>, 01 2014. Accès le 28-03-2014.

- [17] A. Minaud, C. Gaudin, and L. Karsenti, "Analysis of the options to reduce the integration costs of renewable generation in the distribution networks. part 1 : Impact of pv development in france and global analysis of considered alternatives to reinforcement," in *Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on*, pp. 1–4, June 2013.