

Couplage énergies renouvelables et électromobilité : Cas d'étude pour le Maroc

Mohamedou MACIRE^{1,2}, Marc PETIT¹, Paul CODANI³, Mohamed MAAROUFI² & Francis ROY³

¹ Génie Électrique et Électronique de Paris, UMR CNRS 8507, CentraleSupélec, Univ Paris-Sud, Sorbonne Universités, UPMC Univ Paris 06, 3, 11 rue Joliot-Curie, Plateau de Moulon F-91192, Gif sur-Yvette, France

² Ecole Mohammadia d'Ingénieurs, Université Mohammed V de Rabat, Avenue Ibn Sina B.P 765, Agdal -Rabat, Maroc

³ PSA Groupe

RÉSUMÉ – L'utilisation des batteries des véhicules électriques (VE) comme source de flexibilité pour le système électrique est de plus en plus admise, avec des expérimentations en cours. Cette flexibilité peut permettre de soulager les contraintes techniques du système, et en réduire les coûts d'exploitation. Dans ce papier, nous étudions l'influence de l'intégration d'une quantité importante d'énergies renouvelables (EnR) dans le système électrique, avec une contribution des capacités de stockage des (VE) pour réduire les coûts de production en vue d'une intégration maximale d'EnR. Les solutions proposées sont projetées dans le cadre du système électrique marocain; une première analyse de l'influence des projets EnR et VE à l'horizon 2030 est élaborée, puis un modèle est établi pour optimiser le programme de dispatching économique (unit commitment) des unités thermiques de production. L'objectif est de minimiser les coûts de production en exploitant la flexibilité de stockage des VE via un processus de recharge intelligente.

Mots-clés – Énergies renouvelables, véhicules électriques, recharge intelligente, unit commitment, smart grid.

1. INTRODUCTION

Aujourd'hui, les énergies fossiles restent la source dominante dans le domaine de la production de l'électricité et le secteur de transport automobile. Même si leur importation pèse lourdement sur les budgets nationaux, elles sont aussi responsables, en partie, du changement climatique, car leur combustion entraîne des gaz à effet de serre (GES). La production de l'énergie électrique et le secteur du transport sont responsables de plus de 65% des émissions mondiales de CO₂ [1].

La décarbonisation de ces deux secteurs représente un enjeu fort pour lutter contre les dérèglements climatiques. Les solutions sont clairement le développement des énergies renouvelables et une mobilité plus électrique qui n'aura de sens que dans le cadre d'une production électrique non carbonée.

De plus, la demande d'électricité a augmenté dans le monde entier en raison de l'urbanisation, de l'industrialisation, de l'accroissement de la population [2].

D'autre part, la déréglementation et la libéralisation du marché de l'électricité augmentent la concurrence entre les producteurs d'électricité [3]. Dans cette situation, les producteurs d'électricité tentent de réduire leurs coûts d'exploitation. Les énergies renouvelables (EnR) présentent des coûts d'exploitation inférieurs à ceux de la production thermique classique. Cependant, jusqu'à présent, les combustibles fossiles dominent la majeure part de la production d'électricité.

L'insertion de parts significatives d'EnR au sein du réseau électrique existant n'est pas sans conséquences sur son exploitation, sa conduite et son développement. Le caractère intermittent, une moindre prévisibilité et un besoin de gestion de l'équilibre production/consommation constituent un défi pour les gestionnaires de réseau et imposeront une évolution de la gestion du système électrique.

Pour illustrer les éventuels changements dus à l'insertion

d'une quantité massive en EnR, CAISO (California Independent System Operator) a publié un graphique montrant des scénarios d'évolution des courbes de "la charge résiduelle ou nette". La charge résiduelle étant la différence entre la charge prévisionnelle et la génération d'électricité prévue à partir des sources renouvelables [4]. En d'autres termes c'est le profil de la production thermique (dispatchable).

L'analyse de ces courbes montre comment la charge nette change face aux pénétrations croissantes des EnR. En particulier, nous citons les éléments suivants :

- Rampes de production de montée et de descente rapides et importantes.
- Risque de surproduction d'énergie électrique durant la journée, pendant le pic solaire.
- les EnR peuvent alors accroître le besoin en unités de production (thermiques) plus flexibles (avec des taux de production à la montée/descente rapides), donc plus coûteuses.

Si cette capacité de rampe n'est pas disponible, une réduction de la production renouvelable (écrêtement) peut être nécessaire, ce qui augmenterait ses coûts et diminuait ses avantages environnementaux [5].

Une autre solution à ce besoin de rampe consiste à faire appel à des solutions de stockage et de *demand response* [6].

Par conséquent, la programmation optimale des moyens de production pour l'intégration des sources EnR et des charges flexibles (véhicules électriques VE) est une solution cruciale pour l'avenir énergétique à faible teneur en carbone.

Dans plusieurs études, les véhicules électriques rechargeables (PHEV, BEV) sont utilisés en couplage avec les EnR à différents niveaux du système électrique [7, 8, 9] : pour réduire les coûts du réseau de distribution et au niveau de la production pour évaluer les impacts économiques ou environnementaux en utilisant des modèles de Unit Commitment (UC) (voir section 2).

Cependant, très peu de publications ont toutefois abordé le problème du UC compte tenu de la production renouvelable variable et en association avec la gestion intelligente du processus de charge/décharge des VE pour réduire les coûts de la production conventionnelle.

L'objectif de ce papier est de réaliser un modèle de unit commitment qui intègre une gestion contrôlée de la recharge d'une flotte de VE et de réaliser une évaluation des revenus économiques potentiels en terme de réduction des coûts pour la production thermique. Le modèle proposé est construit dans le cadre du système électrique marocain à l'horizon 2030.

Le document est structuré comme suit. Dans la section 2, la problématique et description du modèle sont détaillées. La section 3 présente le cas d'étude et le modèle du comportement de la flotte de véhicule et les paramètres de simulations, dont les résultats sont discutés en section 4. Enfin, la section 5 présente la conclusion.

2. PROBLÉMATIQUE ET DESCRIPTION DU MODÈLE

Le nouveau milieu concurrentiel dans les réseaux électriques exige des outils plus efficaces et plus précis pour appuyer les décisions relatives à la planification des ressources. Le problème du unit commitment (UC) des unités thermiques a été traditionnellement résolu dans les systèmes d'alimentation centralisés pour déterminer quand mettre en marche ou arrêter les unités de production thermique et comment répartir la puissance demandée entre les unités en fonctionnement pour répondre à la demande du système et aux exigences de réserve de puissance tout en satisfaisant les contraintes de production (limites de production, limites de montée en puissance et temps de montée et de descente minimum) sur une période de temps spécifique à court terme, de sorte que le coût d'exploitation global est minimisé.

Cependant, le déploiement massif de véhicules électriques rechargeables et des énergies renouvelables intermittentes impose d'autres défis (voir section 1) à l'UC dans l'exploitation moderne du réseau.

Le paragraphe suivant détaille le modèle de UC proposé.

2.1. Le modèle de UC proposé

Le problème de UC classique consiste à déterminer les programmes de fonctionnement des unités de production en tenant compte de leurs caractéristiques propres (temps de démarrage et arrêt, rampes, puissance minimale), de leurs coûts de fonctionnement (coût fixe et coût marginal) et des contraintes de sécurité du réseau (équilibre P=C et réserves de puissance)[10]. L'objectif est de minimiser le coût total de production en considérant les contraintes techniques et opérationnelles du système.

L'UC que nous proposons dans ce papier consiste à rajouter dans les contraintes d'exploitation du système la partie liée à l'électromobilité [voir équations (7)-(12)]. L'idée sera d'utiliser la flexibilité de la flotte pour déterminer la meilleure configuration de recharge des VE qui minimisera les coûts de production et soulager les contraintes techniques pour une intégration maximale d'EnR.

2.2. Formulation du problème

Objectif du UC

L'UC permet de déterminer les temps de démarrage et d'arrêt des groupes thermiques de production de l'énergie électrique dans le but de satisfaire la demande prévisionnelle à court terme (24 à 168 heures)[10]. L'objectif étant la minimisation des coûts totaux de la production sur la période considérée.

La fonction objectif du problème d'optimisation du UC est :

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N C_{prod}^i P_t^i + C_{start}^i u_t^i (1 - u_{t-1}^i) \quad (1)$$

Avec :

T : Durée totale de la planification

N : Nombre de générateurs conventionnels

C_{prod}^i : Coût de production de l'unité i

C_{start}^i : Coût du démarrage de l'unité i

P_t^i : Puissance délivrée par l'unité i

u_t^i : L'état de marche de l'unité i à l'instant t . $u_t^i = 1$ si l'unité i est en marche dans l'intervalle t et 0 dans le cas contraire.

Les coûts d'arrêt des unités sont supposés nuls dans ce modèle.

Contraintes thermiques des unités de production

Limites de production

$$u_t^i \cdot P_{min}^i \leq P_t^i \leq u_t^i \cdot P_{max}^i \quad (2)$$

P_{min}^i (P_{max}^i) est la puissance minimale (maximale) produite par l'unité i .

Contraintes de démarrage et d'arrêt

$$(T_{on,t-1}^i - T_{on}^i) * (u_{t-1}^i - u_t^i) \geq 0 \quad (3)$$

$$(T_{off,t-1}^i - T_{off}^i) * (u_t^i - u_{t-1}^i) \geq 0 \quad (4)$$

T_{on}^i (T_{off}^i) est la durée minimale de fonctionnement (ou arrêt) de l'unité i avant un changement d'état. $T_{on,t}^i$ ($T_{off,t}^i$) la durée courante dans un état (marche ou arrêt) à l'instant t .

Contrainte de rampe en puissance

$$P_t^i - P_{t-1}^i \leq \Delta P_{up}^i \quad (5)$$

$$P_{t-1}^i - P_t^i \leq \Delta P_{down}^i \quad (6)$$

ΔP_{up}^i (ΔP_{down}^i) : taux maximal de montée (descente) en puissance de l'unité i .

Contraintes d'électromobilité

Nous considérons la flotte de VE comme *stockage stationnaire virtuel* caractérisé par une quantité d'énergie recevable W_t^{flex} à chaque pas de temps de Δt de la programmation. Dans le cadre de ce papier, nous ne considérons que la flexibilité unidirectionnelle en charge. La décharge du VE dans le réseau n'est pas considérée.

L'évolution de la flexibilité disponible est modélisée par l'équation (7). Entre deux pas de temps, la flexibilité disponible va se réduire si les VE sont chargés ($P_t^{VE} > 0$) et si des VE se déconnectent pour partir (W_t^{VEdep}), et cette flexibilité va augmenter si des VE se connectent en arrivant (W_t^{VEarr}).

$$W_{t+1}^{flex} = W_t^{flex} - P_t^{VE} * \Delta t + W_t^{VEarr} - W_t^{VEdep} \quad (7)$$

$$W_t^{flex} \geq 0 \quad (8)$$

Avec :

P_t^{VE} : la puissance de recharge des VE à l'instant t qui est une variable de décision dans le modèle.

Δt : le pas de temps de planification, nous avons travaillé avec un Δt de 30 min, au lieu de 1h dans le UC classique, pour tenir en compte de la disponibilité des véhicules.

W_t^{flex} : correspond à l'énergie de flexibilité à l'instant t mise à disposition par la flotte.

La puissance de recharge des VE doit respecter les contraintes suivantes :

$$\sum_{t=1}^T P_t^{VE} * \Delta t = W^{VE} \quad (9)$$

où W^{VE} est le besoin journalier en énergie de la flotte. Pour relaxer cette contrainte, nous avons travaillé avec une double inégalité :

$$0.9 * W^{VE} \leq \sum_{t=1}^T P_t^{VE} * \Delta t \leq W^{VE} \quad (10)$$

Les infrastructures de recharge imposent la puissance maximale disponible pour la recharge des VE.

$$0 \leq P_t^{VE} \leq P_{chmax} \quad (11)$$

P_{chmax} La puissance de recharge maximale pour l'ensemble des VE connectés à chaque pas de temps. La puissance individuelle de chaque borne est prise égale à 3 kW.

Pour la phase d'implémentation du modèle, le modèle de la flotte détaillé dans la section 3.3, nous permet de calculer une flexibilité de référence ($W_t^{REFflex}$, voir figure 2). Ensuite une contrainte d'inégalité est introduite pour tenir compte de la flexibilité déjà utilisée, et ainsi limiter la puissance de charge à la flexibilité effectivement restante :

$$P_t^{VE} * \Delta t \leq W_t^{REFflex} - \int_{t_0 < t} P_u^{VE} du \quad (12)$$

Production renouvelable

$$P_t^{EnR} \leq P_{max}^{EnR} \quad (13)$$

Avec P_t^{EnR} est la production renouvelable pendant la durée t et P_{max}^{EnR} est la production renouvelable maximale.

Contraintes du système

Équilibre Offre/Demande :

$$\sum_{i=1}^N u_t^i \cdot P_t^i + P_t^{EnR} = P_t^L + P_t^{VE} \quad (14)$$

Avec P_t^L est la demande prévue à la période t et P_t^{VE} celle des VE (charge flexible).

Réserves de puissance :

$$\sum_{i=1}^N u_t^i \cdot P_{max}^i + P_t^{PV} + P_t^W \geq P_t^L + P_t^{VE} + RP_t \quad (15)$$

Avec RP_t est la quantité de réserves tournantes disponibles à l'instant t .

2.3. Méthode de résolution

Selon la nature des problèmes du UC formulés, il existe plusieurs approches de solutions communes pour le UC, résumées comme suit [11] :

- Liste des priorités, y compris la programmation évolutive,
- Programmation dynamique
- Programmation linéaire d'entiers mixtes (Mixed-Integer Linear Programming MILP)
- Méthodes heuristiques.

La programmation linéaire d'entiers mixtes (MILP) a été employée ces dernières années comme la technique d'optimisation de solution la plus efficace pour résoudre les problèmes des UC classiques [12][13].

Le modèle que nous proposons est résolu dans la Toolbox d'optimisation de MATLAB avec la programmation MILP. Avec comme variables de décision : u_t^i, P_t^{VE} et P_t^i .

3. CAS D'ÉTUDE

En décembre 2017, la puissance installée au Maroc est de 8 262 MW dont 66% d'origine thermique et 34% renouvelables (hydraulique, éolienne et solaire).

Le Royaume a engagé dès 2009 une nouvelle stratégie avec objectif de porter la part des sources renouvelables dans le mix électrique national de 42% en 2020 à 52% en 2030, répartis à parts égales entre énergie solaire, éolienne et hydraulique.

D'autre part et pour accompagner les exigences environnementales en réduction des GES, le Maroc a défini une stratégie

de mobilité électrique et fixé un objectif national 2030 en mobilité électrique de 10 % de la flotte du pays ; ce qui correspond à 700000 VE à horizon 2030 [14].

En conséquence, ce nouveau modèle nécessitera le développement d'un écosystème pour accompagner cette croissance : financement de la R&D, réduction de taxes, incitations non financières ou incitations à l'achat, le déploiement des bornes de charge, prévision et étude de l'impact sur la courbe de charge et sur le réseau électrique d'une manière générale. C'est cette dernière qui a attiré notre attention dans ce papier.

Dans un premier temps, nous avons étudié l'impact du déploiement des EnR et des VE sur le système marocain à l'horizon 2030 vis à vis les projections et des différents scénarios de réalisation.

3.1. Parc de production thermique

Le tableau suivant donne la capacité de production estimée par l'ONE (Office national d'électricité) à l'horizon 2030 au Maroc. Il a été reconstitué à partir des données internes de l'ONE. Quelques informations sur le parc actuel se trouvent dans la référence [15]. La référence [16] cite les grands projets en cours et futurs au Maroc.

Tableau 1. Parc de production thermique à l'horizon 2030

Type de combustible	Technologie	Nombre d'unités	Puissance installée (MW)
Charbon	Vapeur	10	3975
Gaz Naturel	Cycle Combiné	3	1467
Fioul	Vapeur	2	600
Fioul	Turbine à Gaz	4	2090

Remarque : Le parc thermique marocain actuel est constitué de près d'une vingtaine de petites turbines à gaz (TAG) mais toutes gérées par le centre de dispatching national ; nous avons supposé que toute la production TAG en 2030 sera composée de 4 unités.

Le tableau 2 énumère les caractéristiques techniques et financières des des unités de production thermiques selon la technologie utilisée.

Tableau 2. Caractéristiques des unités thermiques

	Charbon	Gaz naturel	Fioul - Vapeur	Fioul - TAG
Coûts de production (€/MWh) [17]	99,93	97,21	110	141,26
Coûts de démarrage (€/switch) [18]	3000	2500	2700	300
Temps de démarrage (h) [19]	8	4	6	2
Temps d'arrêt (h)[19]	8	4	6	2
Gradient de charge montant [19]	2%/min	4-8%/min	2%/min	4-8%/min
Gradient de charge descendant [19]	2%/min	4-8%/min	2%/min	4-8%/min

3.2. Production renouvelable à l'horizon 2030

Le tableau 3 cite le parc de production renouvelable à l'horizon 2030. Ces prévisions ont été annoncées par l'ONE lors de la COP22 dans le cadre de l'objectif de porter la part des sources renouvelables dans le mix électrique national de 42% en 2020 à 52% en 2030.

Tableau 3. Parc renouvelable à l'horizon 2030

	Puissance installée (MW)	Energie estimée (GWh)
Solaire	4434	8582
Eolien	4400	13002
Hydraulique	3100	2715,6

Le profil de production renouvelables de la figure 1 est utilisé dans le modèle, il a été reconstruit selon les prévisions de l'ONE et l'historique de quelques sites de production.

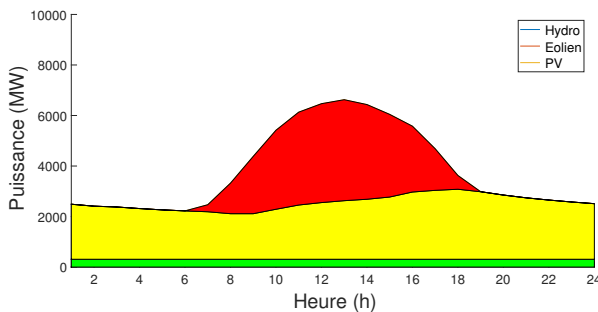


Fig. 1. Estimation de la production renouvelable au Maroc en 2030

3.3. Modèle de flotte des VE utilisés

Nous nous plaçons à l'horizon 2030, date à laquelle, selon le ministère de l'équipement, du transport, de la logistique et de l'eau [14], la flotte de VE au Maroc devrait être constituée de 700 milles de véhicules. Cependant, ces objectifs semblent très optimistes au vu des ventes actuelles. En conséquence, nous modélisons une flotte de 100.000 et 200.000 VE.

Nous considérerons aussi que tous les VE ont une batterie de capacité 40 kWh. Afin d'évaluer la participation d'une flotte au UC, il est nécessaire de modéliser l'utilisation des VE pour le transport. Les données qui découlent de cette utilisation et dont nous avons besoin pour nos simulations sont : (a) le nombre de trajets par jour, (b) la durée de chaque trajet, (c) les horaires de départ de chaque trajet et (d) la consommation énergétique de chaque trajet. Nous faisons l'hypothèse simplificatrice que les VE sont utilisés uniquement pour le trajet domicile - travail quotidien, ce qui correspond à un aller-retour dans la journée [20].

La distance quotidienne de chaque véhicule est distribuée selon des lois normales avec une moyenne de 40 km et un écart-type de 5km.

Les horaires de départs et d'arrivées de chaque trajet sont également distribués selon des lois normales, dont les moyennes et écart-types sont fixées pour correspondre le mieux aux trajets domicile-travail avec des incertitudes uniformes pour les aléas du trajet. Nous avons fixé l'heure moyenne d'arrivée du matin des VE sur le lieu de travail à 8h30 puis on calcule l'heure de départ en fonction de la distance parcourue. De même, en supposant que chaque VE reste entre 6h et 10h sur le lieu de travail on calcule les heures de départ et d'arrivée le soir à domicile.

Ainsi, nous déterminons à chaque pas de temps le nombre de véhicules qui arrivent et qui partent avec l'information sur l'énergie consommée par chaque véhicule selon les distances

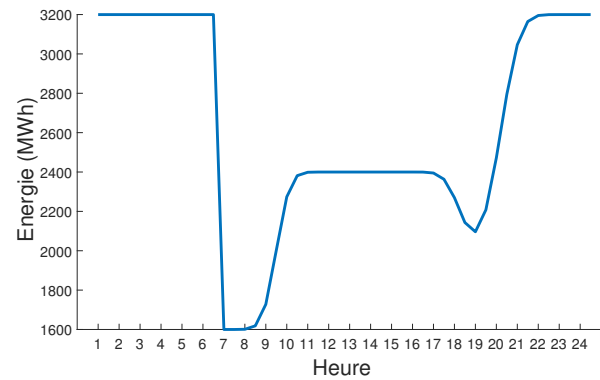


Fig. 2. Flexibilité de référence mise à disposition par la batterie virtuelle pour une flotte de 200K VE

parcourues. Nous déduisons alors le nombre de VE connectés et la quantité de stockage (énergie) libérée pour la flexibilité de référence (figure 2). Dans le cas de cette étude, les batteries peuvent être pleinement chargées le matin, ou avec une charge partielle. La flexibilité de référence augmente lors de l'arrivée sur le lieu de travail. Lorsque tous les VE sont arrivés (vers 10h) la flexibilité atteint un palier. Puis vers 16h30 les premiers VE quittent le lieu de travail ce qui réduit la flexibilité disponible. Cette flexibilité remonte lorsque les VE arrivent au domicile. En fin de journée elle atteint un second palier. Bien sûr, la forme de cette flexibilité disponible sera différente de la flexibilité de référence lorsqu'elle sera sollicitée (dans notre modèle, l'équation 12 permet de prendre en compte cette évolution). Par ailleurs, le niveau de charge moyen des batteries au départ le matin est un paramètre à considérer. Un niveau moyen de 80% (soit 1600 MWh de flexibilité pour 200.000 VE avec des batteries de 40 kWh) est pris à 6h du matin dans le cas de la figure 2 pour maximiser la recharge en journée, et la rampe avant 6h correspond à la puissance maximale de charge en "dernière limite".

4. RÉSULTATS DE SIMULATION

4.1. Estimation de la demande nette en 2030

Les figures 3 et 4 présentent une prévision de la demande et la demande nette en 2030. Avec des scénarios de présence de 100K et 200K de véhicules électriques dans le réseau sans aucune gestion de recharge des véhicules projetés (Plug & Charge) et en supposant que la recharge se fait qu'à domicile (pas de bornes de recharges disponibles sur le lieu de travail) et avec un taux d'accroissement de 5% de la demande par à 2018.

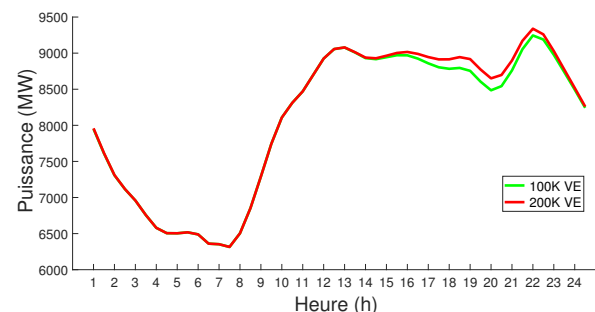


Fig. 3. Estimation de la demande au Maroc en 2030

4.2. Profil de recharge des VE

L'optimisation est faite sur une durée de 30h (de 0h en J à 6h en J+1) pour réduire l'impact des effets de bords. La représen-

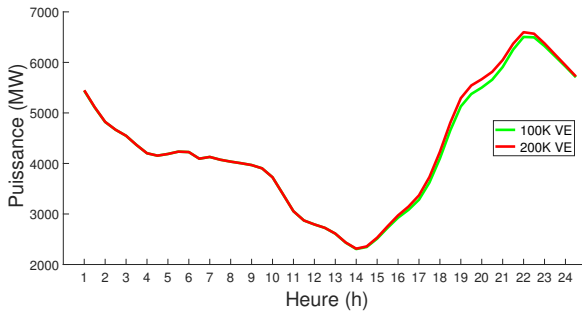


Fig. 4. Estimation de la demande nette au Maroc en 2030

tation des profils de charge se fait sur une journée de 0h à 24h mais avec la tranche [0h - 6h] issue du comportement en J+1. Nous constatons que la nouvelle configuration de recharge obtenue par le UC proposé favorise la recharge des VE en journée lors du pic solaire (voir fig. 5) pour une quantité de 1200 MWh, puis il y a une charge vers 18h30 pour les VE qui sont rentrés et qui peuvent exploiter la fin de la fin d'insolation (pour une quantité de 250 MWh). Ce qui impliquera que le modèle essaye de tirer le maximum d'énergie solaire pour la recharge des VE tout en essayant de soulager les surcharges de production.

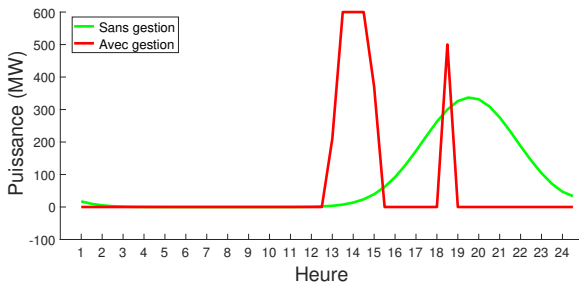


Fig. 5. Profil de recharge des VE avec et sans gestion pour 200K VE

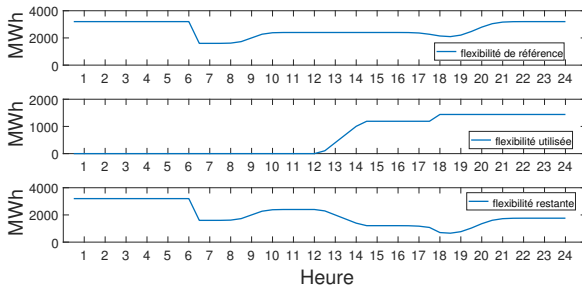


Fig. 6. Courbes de flexibilité de référence, flexibilité utilisée et flexibilité restante

4.3. demande nette

Avec le nouveau profil de recharge des VE proposé par cette optimisation, la nouvelle demande nette (fig 7) est légèrement différente de la demande nette sans aucune gestion de recharge ; on constate une petite réduction du creux et du pic de demande.

4.4. coûts de production

Pour la première configuration, pour le UC classique, le coût total de la production thermique sur toute la durée de planification est de 10.278.400 € tandis que la seconde configuration, avec le UC commitment proposé, le coût total est de 10.211.000

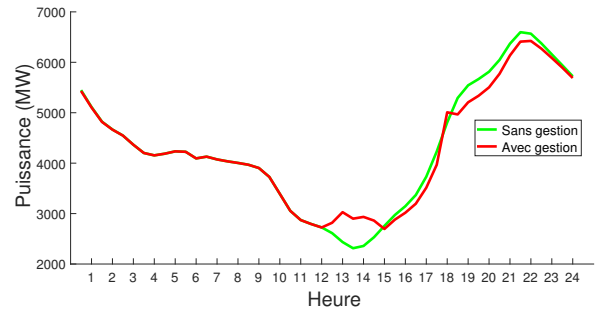


Fig. 7. Estimation de la demande nette au Maroc en 2030 avec et sans gestion de recharge des VE pour 200K VE

€ soit une différence de 67.000 € sur une journée. Pour 200 mille VE, cela représente un gain de 0.33 € /VE/jour, soit environ 100 euros par VE et par an sur la base d'une disponibilité de 300 jours par an. Cette valeur est relativement faible par rapport aux revenus qui pourraient être générés par une participation au réglage primaire de fréquence sur une zone telle que l'Europe [21] (actuellement il n'y a pas de marché pour une telle réserve au Maroc). Toutefois la participation au réglage primaire ne demande que peu de véhicules, et l'augmentation de la flotte ne fera que réduire le gain par VE au delà d'un certain seuil [21].

5. CONCLUSION

Ce papier propose un modèle de unit commitment qui implique la participation d'une flotte de VE dans la satisfaction de la demande. Ce modèle est appliqué au système électrique marocain qui pourrait présenter à l'horizon 2030 une part de 40% d'EnR et un parc automobile avec 5% de VE.

Les résultats montrent que les stratégies de recharge des VE proposées par le modèle tendent à favoriser la recharge en journée lors du pic de production solaire et pendant les périodes de faible demande en énergie électrique ; une telle stratégie assurera d'une part une mobilité plus faiblement carbonée et d'autre part diminuera les coûts de la production thermique du système ; un gain de 67.000 €/jour par rapport à la configuration de base du UC classique est considéré.

Les perspectives de ce travail sont de développer un modèle qui considère les recharges bidirectionnelles, mais aussi de contraindre la recharge en journée avoir une recharge la plus faiblement carbonée. L'apport d'un échange bidirectionnel devra être mis en regard du coût (et de leurs évolutions) des infrastructures de recharge adhoc. Hors coûts des bornes bidirectionnelles, cela devrait mettre en évidence un surplus de rémunération par rapport aux échanges unidirectionnels, et permettre l'élaboration des premières briques d'un modèle économique pour les acteurs des systèmes électriques et les fabricants de véhicules électriques. Enfin, la résolution de ce type de problème montre une sensibilité à des paramètres tels que l'état de charge des batteries au départ le matin, la puissance des bornes, mais aussi la durée de la fenêtre d'optimisation.

6. RÉFÉRENCES

- [1] International Energy Agency. (2017). CO2 emissions from fuel combustion. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CO2EmissionsfromFuelCombustionHighlights2017.pdf>
- [2] Howlader, H. O. R., Sediqi, M. M., Ibrahim, A. M., & Senjyu, T. (2018). Optimal Thermal Unit Commitment for Solving Duck Curve Problem by Introducing CSP, PSH and Demand Response. IEEE Access, 6, 4834–4844
- [3] Razeghi, G., Shaffer, B., & Samuelsen, S. (2017). Impact of electricity deregulation in the state of California. Energy Policy, 103(January), 105–115
- [4] CAISO. (2016). What the duck curve tells us about managing a green grid. <https://www.caiso.com/Documents/>

- [5] Cook, T., Shaver, L., & Arbaje, P. (2017). Modeling constraints to distributed generation solar photovoltaic capacity installation in the US Midwest. *Applied Energy*, (June), 1–15. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.108>
- [6] Lazar, J. (2016). Teaching the “Duck” to Fly. <http://www.raponline.org/document/download/id/7956>
- [7] Majzoobi, A., & Khodaei, A. (2016). Application of microgrids in addressing distribution network net-load ramping. In 2016 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT) (pp. 1–5). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ISGT.2016.7781276>
- [8] Denholm, P., Kuss, M., & Margolis, R. M. (2013). Co-benefits of large scale plug-in hybrid electric vehicle and solar PV deployment. *Journal of Power Sources*, 236, 350–356. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2012.10.007>
- [9] Yang, Z., Li, K., Niu, Q., & Xue, Y. (2017). A comprehensive study of economic unit commitment of power systems integrating various renewable generations and plug-in electric vehicles. *Energy Conversion and Management*, 132, 460–481. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.11.050>
- [10] Kazarlis, S. A., Bakirtzis, A. G., & Petridis, V. (1996). A genetic algorithm solution to the unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(1), 83–92. <https://doi.org/10.1109/59.485989>
- [11] Saravanan, B., Das, S., Sikri, S., & Kothari, D. P. (2013). A solution to the unit commitment problem—a review. *Frontiers in Energy*, 7(2), 223–236. <https://doi.org/10.1007/s11708-013-0240-3>
- [12] Huang, Y., Pardalos, P. M., & Zheng, Q. P. (2017). *Deterministic Unit Commitment Models and Algorithms* (pp. 11–47). Boston, MA : Springer US. https://doi.org/10.1007/978-1-4939-6768-1_2
- [13] Carrión, M., & Arroyo, J. M. (2006). A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(3), 1371–1378. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.876672>
- [14] Ministère de l’Équipement, du Transport, de la Logistique et de l’Eau, Maroc (2018). *Projet Feuille de Route pour une Mobilité Durable au Maroc*.
- [15] Global Energy Observatory. <http://globalenergyobservatory.org/select.php?tgl=Edit>
- [16] Office national d’électricité et d’eau potable-Branche électricité. <http://www.one.ma/FR/pages/interne.asp?esp=2&id1=5&t1=1>
- [17] IEA. (2015). *Projected Costs of Generating Electricity*.
- [18] Klein, J., Rhyne, I., Bender, S., & Jones, M. (2010). *Comparative costs of California Central Station electricity generation*. California Energy Commission. <https://doi.org/10.1115/1.2710246>
- [19] Petit, M. (2017). *Cours Mastère Spécialisé Management des Marchés de l’Energie, CentraleSupélec*
- [20] Petit, M., & Perez, Y. (2013). Vehicle-to-grid in France : What revenues for participation in frequency control ? *International Conference on the European Energy Market, EEM*. <https://doi.org/10.1109/EEM.2013.6607307>
- [21] Borne, O., Perez, Y., & Petit, M. (2018). Market integration or bids granularity to enhance flexibility provision by batteries of electric vehicles. *Energy Policy*, vol. 119, 140–148