

Impact de Multiple Communautés Énergétiques sur le Marché J-1

Benjamin CAJNA^{1,2}, Roman LE GOFF LATIMIER¹, Jean-Yves BOURMAUD², Gerald VIGNAL², Hamid BEN AHMED¹

¹ Univ Rennes, ENS Rennes, CNRS, IETR - UMR 6164, ² RTE

La transition énergétique mondiale exige des approches innovantes pour mieux intégrer les ressources énergétiques distribuées dans les marchés de l'électricité et, parmi les approches envisagées, les communautés énergétiques apparaissent comme une solution prometteuse. Cet article examine l'impact de multiples communautés énergétiques sur le marché J-1 de l'électricité, en particulier leur influence sur l'équilibre des prix et la volatilité du marché. Un modèle d'optimisation stochastique est développé pour définir une stratégie de participation des communautés au marché et deux méthodes de prévision des prix, l'une naïve et l'autre plus complexe, sont utilisées. Des études de cas portant sur 1, 10 et 100 communautés énergétiques illustrent les effets de l'augmentation de la participation des communautés énergétiques sur les prix du marché. Les résultats montrent que les communautés énergétiques réduisent les prix moyens du marché tout en augmentant la volatilité et que ces résultats ne sont pas influencés par la méthode de prévision.

marché locaux d'énergie, communautés énergétiques, marché de l'électricité

1. INTRODUCTION

La transition énergétique, réponse impérative aux défis environnementaux et économiques du 21^e siècle, entraîne une profonde transformation du système électrique [1]. Parmi les innovations clés, les Marchés Locaux d'Énergie (MLE) apparaissent comme une solution potentielle pour l'intégration au système électrique des Ressources Énergétiques Distribuées (RED) [2]. Ces marchés rassemblent les consommateurs et les producteurs d'énergie au niveau local afin de mieux les intégrer dans le système électrique. Les MLE favorisent non seulement la production locale d'Énergies Renouvelables (EnR), mais renforcent également la sécurité et la résilience énergétique en diversifiant les sources d'approvisionnement [3].

Selon le degré de décentralisation considéré, plusieurs structures de marché sont possibles [4], telles que les marchés pair-à-pair (P2P) [5], les marchés de communautés [6], les marchés centralisés [7] et les marchés hybrides [8]. Dans les marchés de communautés, la présence d'un nœud de supervision à but non lucratif pourrait contribuer à simplifier la régulation et l'interface avec le marché de gros ainsi qu'avec le gestionnaire de réseau. Les Communautés Énergétiques (CE) facilitent ainsi l'inclusion des prosummateurs dans le système électrique [9]. En outre, par rapport à une approche centralisée, l'échange d'informations entre le Gestionnaire de la Communauté (GC) et les prosummateurs est limité, ce qui pourrait faciliter la préservation de la vie privée des prosummateurs, à condition que cette préoccupation soit prise en compte dans la configuration de la communauté.

Des contraintes réglementaires (seuil de puissance) limitent l'accès direct des DER aux marchés de l'électricité. L'agrégation de ces DER par les CE permettrait de les valoriser à l'échelle du système électrique, suscitant un intérêt croissant en politique énergétique et en recherche scientifique. Si de nombreuses études analysent l'impact d'une CE unique sur la réduction des émissions de CO₂, l'efficacité énergétique et l'optimisation des réseaux [10], les interactions potentielles entre plu-

sieurs CE opérant simultanément restent largement inexplorées.

Des travaux préliminaires suggèrent que l'introduction des CE peut influencer les prix de l'électricité en modifiant la demande globale et en augmentant la concurrence sur les marchés [11]. Cependant, l'étendue de ces impacts, lorsque plusieurs CE participent simultanément, reste largement inexplorée. La présence de plusieurs CE pourrait-elle influencer de manière significative les prix sur les marchés de l'électricité? Plus précisément, comment le nombre de CE participant à un marché donné affecte-t-il l'équilibre des prix et les comportements des consommateurs et des producteurs? Ces questions sont essentielles pour comprendre les implications économiques et stratégiques de la multiplication des CE et pour orienter les décisions politiques et réglementaires. La compréhension de ces interactions est essentielle pour les opérateurs de marché, les décideurs politiques et les gestionnaires de réseau afin d'assurer un fonctionnement efficient des marchés et du système électrique [12].

Cet article propose d'étudier l'impact du nombre de CE et de leur méthode de prévision sur les prix du marché de l'électricité. Pour ce faire, un modèle de CE sera développé et les variations de prix seront quantifiées en fonction du nombre de communautés sur le marché J-1 et du modèle de prévision utilisé. L'objectif est de fournir une analyse complète de cette dynamique et de combler ainsi une lacune dans la recherche actuelle. Cette étude vise à offrir des perspectives précieuses sur l'avenir des marchés de l'énergie et à contribuer à l'élaboration de politiques publiques qui favorisent l'émergence de systèmes énergétiques plus résilients et plus équitables [11].

La section 2 présente l'équilibre du marché. Section 3 la stratégie de participation au marché. Section 4 le cas d'étude. Section 5 les résultats.

2. ÉQUILIBRE DU MARCHÉ

À travers l'Europe, le marché de l'énergie est segmenté en zones distinctes, souvent définies par les frontières nationales, au sein desquelles les échanges sont considérés comme exempts de congestion. Lorsque des congestions surviennent, elles sont résolues par des procédures de re-dispatching. Ces zones sont interconnectées par le Couplage Unique Journalier (CUJ), un système conçu pour créer un marché unique de l'électricité à travers l'Europe fonctionnant sur une base journalière.

Les participants au marché journalier placent des ordres la veille de la livraison (J-1) pour l'électricité qui sera fournie le jour suivant (J). Le marché fonctionne par périodes de 24 heures. Ces ordres d'achat et de vente, une fois soumis, constituent le carnet d'ordres du marché. Le CUJ utilise un algorithme commun de couplage des prix, appelé EUPHEMIA [13]. Cet algorithme détermine les prix de l'électricité à travers l'Europe et alloue les capacités transfrontalières. Les ordres sont catégorisés en fonction de leur prix (λ) et de leur volume (y). De plus, les ordres peuvent être catégorisés selon leur divisibilité et leurs dépendances mutuelles. Par souci de simplicité, cependant, les ordres indivisibles et interdépendants sont exclus de cette étude, car le marché est principalement régi par des ordres horaires divisibles qui constituent la majeure partie du volume des échanges sur les bourses de l'électricité [14].

Considérons un marché avec N_D acheteurs et N_S vendeurs. Du côté de l'offre, on définit l'ensemble des ordres $\mathcal{L}_S = \{S_j, j = 1, \dots, N_S\}$, ainsi que la quantité maximale $S_j : P_j^S$ (1c) et le prix $S_j : \lambda_j^S$. De même, du côté de la demande, l'ensemble des ordres $\mathcal{L}_D = \{D_i, i = 1, \dots, N_D\}$ est défini, ainsi que la quantité maximale $D_i : P_i^D$ (1d) et le prix $D_i : \lambda_i^D$. Chaque ordre est limitée par un prix minimum $\underline{\lambda}$ et un prix maximum $\bar{\lambda}$ (1e, 1f) et par une quantité minimum $\underline{P}$ et une quantité maximum $\bar{P}$ (1g, 1h) définis par le marché. Enfin, les variables de décision suivantes sont définies :

Énergie des offres : $y^S = [y_1^S, \dots, y_{N_S}^S]^\top, 0 \leq y_j^S \leq P_j^S$

Énergie des demandes : $y^D = [y_1^D, \dots, y_{N_D}^D]^\top, 0 \leq y_i^D \leq P_i^D$

Dans cette étude, la complexité est réduite en limitant l'attention à une seule zone de marché, ignorant intentionnellement les défis posés par les limites d'interconnexion. Le problème de maximisation du bien-être social peut être écrit comme un problème de minimisation :

$$\min_{y^S, y^D} \sum_{j=1}^{N_S} \lambda_j^S y_j^S - \sum_{i=1}^{N_D} \lambda_i^D y_i^D \quad (1a)$$

tel que

$$\sum_{j=1}^{N_S} y_j^S - \sum_{i=1}^{N_D} y_i^D = 0 \quad (1b)$$

$$0 \leq y_j^S \leq P_j^S \quad \forall j \in \llbracket 1; N_S \rrbracket \quad (1c)$$

$$0 \leq y_i^D \leq P_i^D \quad \forall i \in \llbracket 1; N_D \rrbracket \quad (1d)$$

$$\underline{\lambda} \leq \lambda_j^S \leq \bar{\lambda} \quad \forall j \in \llbracket 1; N_S \rrbracket \quad (1e)$$

$$\underline{\lambda} \leq \lambda_i^D \leq \bar{\lambda} \quad \forall i \in \llbracket 1; N_D \rrbracket \quad (1f)$$

$$\underline{P} \leq P_j^S \leq \bar{P} \quad \forall j \in \llbracket 1; N_S \rrbracket \quad (1g)$$

$$\underline{P} \leq P_i^D \leq \bar{P} \quad \forall i \in \llbracket 1; N_D \rrbracket \quad (1h)$$

3. STRATÉGIE DE PARTICIPATION

Le GC est responsable de la définition des ordres un jour à l'avance pour chacun des 24 créneaux horaires du marché J-1. L'objectif est soit de maximiser les revenus de la communauté, soit de minimiser les coûts d'approvisionnement. La recherche, y compris les travaux de [15, 16, 17], montre que les méthodes basées sur l'optimisation stochastique sont plus efficaces en termes d'économies de coûts que les méthodes déterministes, car elles prennent en compte les incertitudes telles que la volatilité des prix du marché et les comportements de consommation ou de production des prosommateurs. Ainsi, le modèle suggéré emploie un modèle d'optimisation stochastique multi-étapes, basé sur divers scénarios potentiels, pour gérer les opérations d'une seule communauté. De plus, toutes les communautés agissent en tant que preneurs de prix (*price taker*) et prennent des décisions uniquement pour maximiser leurs propres avantages sans aucun comportement stratégique. Le fait que toutes les communautés agissent en tant que preneurs de prix ne signifie pas qu'elles n'ont aucune influence sur le prix du marché, mais plutôt que leur stratégie est optimisée en fonction des prévisions de prix en ignorant les changements sur les prix dus à cette stratégie [18, 19]. Ainsi, même en agissant en tant que preneur de prix, les ordres d'une communauté déplacent les courbes d'ordres et peuvent affecter le prix final.

3.1. Modèle des Prosommateurs

Les fonctions d'utilité générales de chaque prosommateur n sont modélisées comme :

$$f_n(p_n) = \frac{1}{2} a_n p_n^2 + b_n p_n + c_n \quad (2)$$

Dans ce modèle, $p_n \in \mathbb{R}$ est l'énergie nette produite. Les coefficients a_n, b_n, c_n sont choisis individuellement pour chaque prosommateur avec $a_n > 0$ la rigidité du prosommateur. Pour les producteurs, la fonction reflète le montant qu'ils sont prêts à accepter pour produire. Pour les consommateurs, il s'agit du montant qu'ils sont prêts à payer pour consommer. L'avantage de modéliser les fonctions de coût et les utilités sous une forme quadratique, comme proposé dans [20], est qu'il s'agit d'une bonne hypothèse lorsque la connaissance des fonctions d'utilité réelles des prosommateurs est limitée et que cela préserve la convexité du problème.

3.2. Modèle du Gestionnaire de Communauté

Le GC agit comme un facilitateur, permettant aux prosommateurs d'une communauté d'échanger de l'énergie avec d'autres. Son rôle est de défendre les besoins collectifs des prosommateurs, plutôt que de rechercher un gain financier personnel. L'objectif principal est de réduire les coûts associés à l'approvisionnement en énergie et d'optimiser les revenus générés par l'exportation d'énergie vers le marché de gros. Le GC peut être représenté comme suit :

$$g(P_{imp}, P_{exp}) = (\lambda_{DA} + \delta_{imp}) P_{imp} - \lambda_{DA} P_{exp} \quad (3)$$

Ici, $P_{imp} > 0$ et $P_{exp} > 0$ font respectivement référence à l'énergie importée et exportée par le GC depuis le marché J-1. λ_{DA} désigne le prix de marché, tandis que δ_{imp} tient compte des taxes et des frais de réseau encourus lors de la consommation d'énergie. Les frais d'entrée sont supposés être nuls, comme c'est généralement le cas.

3.3. Énergies Optimales des Ordres Journaliers

Considérons N prosommateurs, T pas de temps et S scénarios. Les énergies d'import et d'export optimales sont obtenues comme solution au problème :

$$\min_P \sum_s \pi_s \left(\sum_t \sum_n f_n^{t,s}(p_n^{t,s}) + g^{t,s}(P_{imp}^{t,s}, P_{exp}^{t,s}) \right) \quad (4a)$$

tel que

$$\sum_n p_n^{t,s} = P_{exp}^{t,s} - P_{imp}^{t,s} \quad \forall t, \forall s \quad (4b)$$

$$p_n^t \leq p_n^t \leq \bar{p}_n^t \quad \forall n, \forall t \quad (4c)$$

$$\sum_{t'} p_n^{t',s} = \sum_{t'} p_{0n}^{t',s} \quad \forall s, n, t' : p_{0n}^{t',s} \leq 0 \quad (4d)$$

$$P_{imp}^{t,s_k} = P_{imp}^{t,s_l} \quad \forall t, \forall s_k, s_l \in \llbracket 1; S \rrbracket \quad (4e)$$

$$P_{exp}^{t,s_k} = P_{exp}^{t,s_l} \quad \forall t, \forall s_k, s_l \in \llbracket 1; S \rrbracket \quad (4f)$$

Soit $P = (p_n \in \mathbb{R})_{n \in \llbracket 1; N \rrbracket}$ l'énergie des prosommateurs et π_s la probabilité associée au scénario s . Chaque agent dispose d'une capacité de flexibilité définie, exprimée dans (4c). Pour maintenir l'équilibre des puissances au niveau de la communauté, l'équation (4b) doit être satisfaite. Les attentes de consommation ou de production (par exemple, les prévisions de production d'énergie solaire) du prosommateur n sont désignées par P_{0n} . La contrainte (4d) correspond au déplacement de consommation. Elle garantit que, pour chaque consommateur dans chaque scénario, l'énergie totale consommée correspond à la consommation prévue pendant la période T . Enfin, les contraintes (4e) et (4f) garantissent que la solution optimale au problème se traduit par une et unique valeur $P_{imp}^{t,*}$ et $P_{exp}^{t,*}$ pour chaque pas horaire [21].

3.4. Prix des Ordres Journaliers

Pour trouver les valeurs optimales de P_{imp}^{t*} ou P_{exp}^{t*} correspondant au prix moyen du marché prévu $\bar{\lambda}_{DA}^t$ pour chaque période, le problème (4a) est résolu. Cependant, passer un ordre en se basant uniquement sur ce prix pourrait conduire à un rejet si le prix proposé est inférieur au prix du marché dans le cas d'une demande, ou supérieur dans le cas d'une offre. Par conséquent, la communauté tiendra compte de la pénalité potentielle liée à ces rejets lorsqu'elle déterminera le prix auquel elle soumettra ses ordres (5a).

$$C_1 = \min_P \sum_s \pi_s \left(\sum_t \sum_n f_n^{t,s}(p_n^{t,s}) + \lambda_{VoLA} P_{VoLA}^{t,s} \right) \quad (5a)$$

tel que

$$\sum_n p_n^{t,s} + P_{VoLA}^{t,s} = 0 \quad \forall t, \forall s \quad (5b)$$

$$\underline{p}_n^t \leq p_n^t \leq \bar{p}_n^t \quad \forall n, \forall t \quad (5c)$$

$$\sum_{t'} p_n^{t',s} = \sum_{t'} p_{0n}^{t',s} \quad \forall s, n, t' : p_{0n}^{t',s} \leq 0 \quad (5d)$$

$$P_{VoLA}^{t,s_k} = P_{VoLA}^{t,s_l} \quad \forall t, \forall s_k, s_l \in \llbracket 1; S \rrbracket \quad (5e)$$

Dans les études d'approvisionnement énergétique, un facteur clé est la valeur du manque d'adéquation (VoLA, *Value of Lack of Adequacy*), notée λ_{VoLA} , qui représente le coût d'une interruption de l'approvisionnement subi par les consommateurs. Bien que le concept de VoLA soit similaire à la valeur de l'énergie non distribuée (VoLL, *Value of Lost Load*), il s'applique spécifiquement lorsque les clients reçoivent un préavis de 24 heures avant une interruption de l'approvisionnement [22]. Il mesure les conséquences économiques et sociales rencontrées par les consommateurs pendant les interruptions. Cette valeur varie en fonction de facteurs tels que la catégorie de consommateur (résidentiel, commercial, industriel, etc.), la durée de la coupure, l'heure ou le jour de la semaine où elle se produit, et le délai avec lequel la perturbation est communiquée. Plus de détails sur le processus de calcul de la VoLL, tel que décrit par l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), sont disponibles dans [23]. Pour calculer la norme de fiabilité, une valeur agrégée de la VoLA est déterminée en faisant la moyenne des valeurs de la VoLA de chaque catégorie de consommateur au sein d'une zone d'offre donnée, pondérée en fonction de leur part. Cette valeur consolidée, qui suppose une notification préalable de 24 heures, est utilisée dans la formule de l'équation (5a). Un préavis d'un jour est considéré comme standard étant donné que les résultats du marché journalier sont généralement disponibles la veille. La λ_{VoLA} peut être interprétée comme un coût additionnel de flexibilité à la baisse pour les consommateurs lorsqu'ils dépassent la limite $\bar{p}_n$, comme illustré Fig. 1.

Le prix de l'ordre peut être calculé en égalisant le coût du problème (5a) avec le coût du problème (4a) pour chaque pas de temps comme suit :

$$\lambda_{order}^t = \frac{C_1^t - A^{t*} - \delta_{imp} P_{imp}^{t*}}{P_{imp}^{t*} - P_{exp}^{t*}} \quad \forall t \quad (6a)$$

avec

$$A^{t*} = \sum_s \pi_s \sum_n f_n^{t,s}(p_n^{t,*}) \quad \forall t \quad (6b)$$

$$C_1 = \sum_t C_1^t \quad (6c)$$

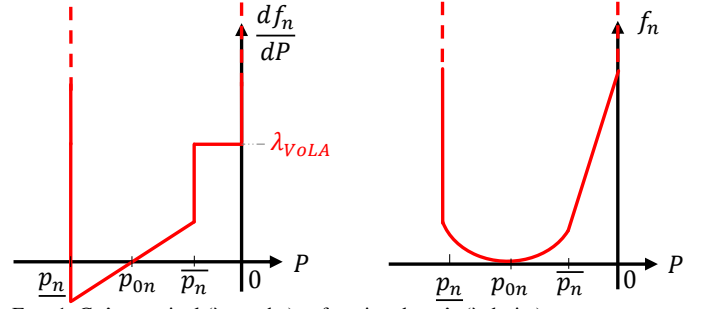


FIG. 1. Coût marginal (à gauche) et fonction de coût (à droite) pour un consommateur sans accès au marché

3.5. Prédiction des Prix de Marché

Afin de définir ses paires prix-énergie optimales, la CE établit diverses prévisions de prix du marché selon les équations suivantes :

$$\lambda_{DA}^{t,s} = \widehat{\lambda}_{DA}^t + \epsilon^{t,s} \quad (7)$$

Pour prévoir les prix du marché, la valeur $\lambda_{DA}^{t,s}$ est déterminée en combinant un prix estimé $\widehat{\lambda}_{DA}^t$ avec un terme d'erreur aléatoire $\epsilon^{t,s}$, comme présenté dans l'équation (7). Cette erreur est supposée suivre une distribution de bruit blanc gaussien. L'estimation des prix utilise une technique connue sous le nom de méthode des « Jours Similaires » (JS), décrite dans [24]. Le principe qui sous-tend cette approche est remarquablement simple : Les lundis sont considérés comme équivalents au lundi précédent, et la même logique s'applique aux samedis et aux dimanches. Pour les autres jours, le jour précédent le plus proche sert de comparaison (par exemple, le mardi est mis en correspondance avec le lundi précédent). Malgré sa simplicité, cette méthode s'est révélée étonnamment efficace. En fait, les stratégies de prévision plus complexes, en particulier celles qui ne sont pas rigoureusement calibrées, ne parviennent souvent pas à surpasser cette approche de base [24]. Cette méthode sera comparée à un modèle ARIMA dans la section 5.2.

4. CAS D'ÉTUDE

4.1. Prix de Référence du Marché J-1

Pour cette étude, le prix de référence du marché J-1, c'est-à-dire le prix du marché J-1 sans la présence de CE, doit d'abord être déterminé. Pour ce faire, les ordres historiques d'EPEX SPOT pour l'année 2023 sont récupérés, et le problème (1b) est résolu. L'étude est limitée à la France en tant que seule zone de marché. Il est nécessaire que le prix de référence du marché J-1 soit déterminé en utilisant les ordres historiques, plutôt que d'utiliser directement les prix historiques du marché J-1¹, car les ordres complexes, tels que les ordres indivisibles ou liés, ne sont pas pris en compte dans ce modèle. Ainsi, dans la mesure où le marché considéré est plus liquide qu'en réalité, les prix de référence du marché J-1 calculés dans l'étude devraient, en théorie, être inférieurs aux prix historiques réels.

Selon les règles de marché établies pour le marché J-1, le prix des ordres formulés par les CE doit être compris entre $\underline{\lambda} = -500$ €/MWh et $\bar{\lambda} = 4.000$ €/MWh. Les puissances d'ordre doivent être supérieures ou égales à $\underline{P} = 0,1$ MWh.

4.2. Prix du Marché J-1 avec les Communautés Énergétiques

Dans cette étude de cas illustrative, 1, 10 et 100 communautés sont considérées afin d'évaluer l'impact des CE sur le prix du marché journalier. Chaque communauté est composée de 80 producteurs et d'un GC. Les profils de production solaire et les profils de consommation des communautés sont tirés de

1. <https://ewoken.github.io/epex-spot-data/>

l'ensemble de données RE-Europe [25]. Chaque communauté est connectée à l'un des nœuds considérés du jeu de données, et leur profil de production et de consommation est le profil du nœud auquel la communauté est connectée. Afin de préserver la comparabilité entre les résultats, l'énergie des communautés, dans les trois différents cas de test, est normalisée de sorte que la production et la consommation annuelles soient respectivement égales à 26,8 TWh et 48,5 TWh. Ainsi, sur l'année, dans les trois cas d'étude, la même quantité d'énergie est produite et consommée, mais avec des profils horaires différents. Ce faisant, l'objectif est d'isoler l'impact de la dispersion géographique des communautés, avec des différences dans les profils de production et de consommation, sur les prix du marché J-1.

De plus, lorsqu'une communauté envoie un ordre de vente, il est considéré que celui-ci s'ajoute aux ordres de vente historiques. En effet, les CE sont censées représenter un levier pour valoriser les RED à l'échelle du système électrique. En conséquence, sans les communautés, la production des RED ne pourrait être utilisée que pour satisfaire les besoins de consommation locaux, mais ne pourrait pas être vendue sur le marché J-1 en cas de surproduction et serait donc écartée. D'autre part, pour éviter un double comptage de la consommation, un volume V d'ordres correspondant à une partie de la consommation nette de chaque communauté est retiré de l'historique des ordres d'achat. Cette consommation nette est égale à la différence entre la consommation et la production dans les communautés, et reflète le fait que sans les communautés, les prosommateurs auraient d'abord couvert leur consommation par leur production locale, puis par les marchés via leur fournisseur d'électricité. Selon [26], 10,45 % du volume total des échanges a eu lieu sur le marché J-1 en 2023.

En ce qui concerne les flexibilités, les capacités de production ont une flexibilité de 100 %, c'est-à-dire que la production peut être complètement écartée si nécessaire. Pour la consommation, les prosommateurs disposent d'une flexibilité de ± 15 %, c'est-à-dire qu'ils peuvent diminuer ou augmenter leur consommation d'un maximum de 15 % par rapport à la consommation initialement prévue.

Étant donné que les RED ne nécessitent pas de combustible, n'émettent pas directement de CO₂ et nécessitent peu d'entretien, leurs coûts d'exploitation ou de maintenance sont quasiment nuls, ce qui signifie qu'une fois installées, elles produisent de l'électricité presque gratuitement. C'est pourquoi la fonction (2) est définie de telle sorte que le coût marginal soit constant et égal à 0 €/MWh. Le coût λ_{VOLA} est fixé à 25 000 €/MWh [27]. Le coût d'importation δ_{imp} est composé d'un coût de transport et d'un coût lié aux taxes sur l'énergie. Selon [28], une valeur de 62 €/MWh peut être retenue pour les coûts de transport et une valeur de 6,4 €/MWh pour les taxes sur l'énergie, ce qui donne $\delta_{imp} = 68.4$ €/MWh.

Enfin, il est considéré que les prévisions de prix sont réalisées par une entité tierce et que celle-ci transmet ces prévisions à toutes les communautés. Ainsi, dans un cas de test donné, toutes les communautés partagent la même prévision de prix.

5. RÉSULTATS

5.1. Impact du Nombre de Communautés

Premièrement, les caractéristiques du marché journalier sont examinées. Les résultats sont présentés dans le Tableau 1. Il apparaît que l'intégration des CE dans le marché J-1 contribue à abaisser le prix moyen du marché. En effet, elles augmentent le niveau de concurrence, notamment en apportant de nouvelles capacités de production à faible coût marginal, ce qui tend à faire baisser les prix comme le montre la Fig. 2. Dans cette étude, elles réduisent le prix moyen de 16,6 %, 20,8 % et 22,8 % dans les cas avec respectivement 1, 10 et 100 communautés.

La Fig. 2 montre premièrement que dans le cas sans CE, la distribution des prix du marché journalier révèle un pic de prix à 0 €/MWh. Ceci reflète la pénétration déjà existante des EnR sur

TABLEAU 1. Caractéristiques du marché J-1 (€/MWh)

	Sans Communautés	1 Communauté	10 Communautés	100 Communautés
Min	-134.1	-134.1	-113.6	-113.6
Max	275.1	296	285.1	285.1
Moyenne	96.85	80.72	76.71	74.78
σ	45.38	51.43	51.25	51.66

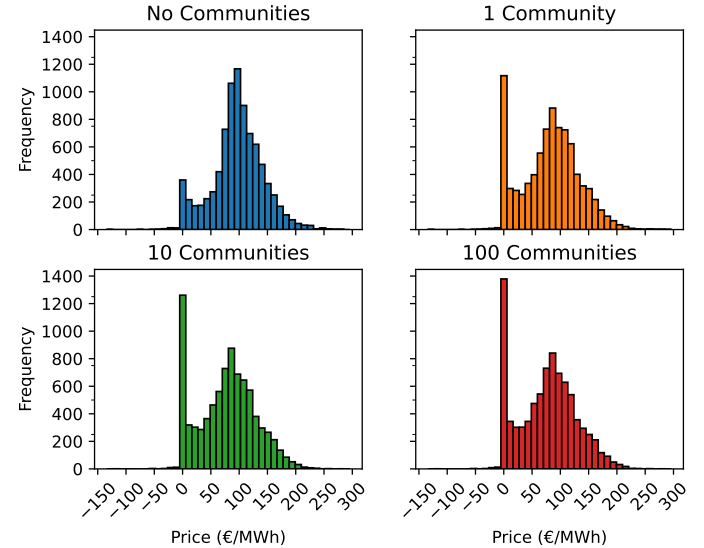


FIG. 2. Distribution des Prix du Marché Journalier

le marché J-1. Ensuite, lorsque les CE sont intégrées, ce pic de fréquence augmente, reflétant leur effet de levier sur l'utilisation des EnR diffusées à l'échelle du système électrique.

Cependant, l'intégration de ces CE introduit une volatilité accrue du marché. Les EnR sont par nature intermittentes, dépendant des conditions météorologiques. Cette variabilité entraîne des fluctuations de prix de l'électricité plus fréquentes et plus importantes. Ainsi, la volatilité des prix est respectivement 13,3 %, 12,9 % et 13,8 % plus élevée dans les cas avec 1, 10 et 100 communautés que dans le cas de référence sans communautés. Cette volatilité accrue peut également être observée à la Fig. 2, où la distribution des prix sans communautés est plus étroite que dans les cas avec communautés, où la distribution est plus large.

Plus spécifiquement, si l'on examine le pic de prix négatif dans le Tableau 1, il apparaît qu'il est atténué par la présence de plusieurs CE. La différence entre le cas avec une seule communauté et le cas avec plusieurs CE s'explique par les différences dans les prévisions de prix. En effet, il s'avère que dans le cas de plusieurs communautés, celles-ci avaient anticipé que le prix serait bas et ont donc décidé de surconsommer à ce moment-là, ce qui a contribué à faire monter le prix. Inversement, dans le cas d'une seule communauté, celle-ci n'avait pas anticipé le prix bas et n'a pas utilisé sa flexibilité pour surconsommer.

D'autre part, le pic de prix positif dans le Tableau 1 a été amplifié par la présence des CE. La Fig. 3 montre le carnet d'ordres historique et les nouvelles courbes de demande lorsque les CE sont intégrées au marché pour le moment où le prix minimum a été atteint dans le cas 1-communauté. On peut observer que dans les trois cas avec les CE, la courbe de demande se déplace vers la droite, c'est-à-dire que la demande augmente par rapport à la référence historique. Comme le déplacement de la courbe est plus important dans le cas d'une seule communauté, le prix le plus élevé est atteint. Une fois de plus, ce résultat peut s'expliquer par une mauvaise anticipation des prix, amenant les communautés à croire que le prix serait bas et les encourageant à surconsommer, amplifiant ainsi le pic de prix. Ces pics de prix positifs ou négatifs ne sont pas liés à un effet structurel, mais sont plutôt des événements fortuits qui peuvent se produire à un moment donné.

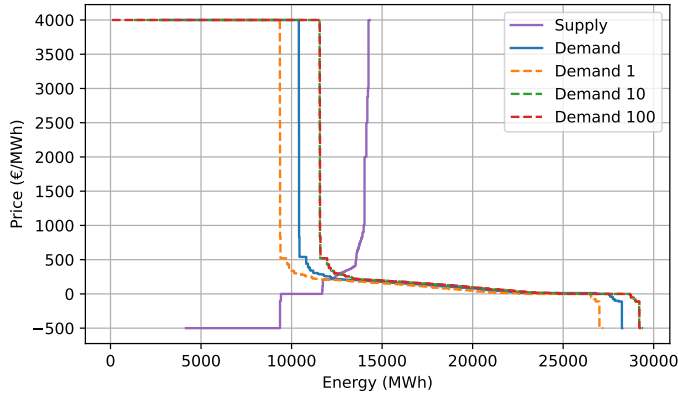


FIG. 3. Pic de Prix Positif : Courbe Offre-Demande

La partie supérieure de la Fig. 4 montre les prix du marché obtenus pour les différents cas test sur trois jours consécutifs. Les trois graphiques inférieurs montrent les profils de production et de consommation des communautés avec et sans accès au marché, ainsi que le volume échangé avec le marché. La convention producteur est choisie. Premièrement, il apparaît que la dispersion géographique des communautés entraîne des courbes de production solaire plus lisses et plus prévisibles. Deuxièmement, il est clair que les CE permettent une utilisation beaucoup plus importante de la production d'électricité locale que ce ne serait le cas autrement. Auparavant, la production locale ne pouvait être utilisée que localement, alors que maintenant, les CE permettent de mutualiser et de valoriser les capacités de production sur le marché J-1. Comme prévu, par rapport au prix historique, la variation des prix sur une journée est plus importante avec les CE. Enfin, on observe que lorsque les prix sont les plus bas, c'est-à-dire pendant les périodes de production solaire, les communautés surconsomment afin de minimiser leurs coûts d'approvisionnement. Cet effet tend à contrebalancer le pic de production solaire, limitant ainsi la baisse des prix pendant ces périodes.

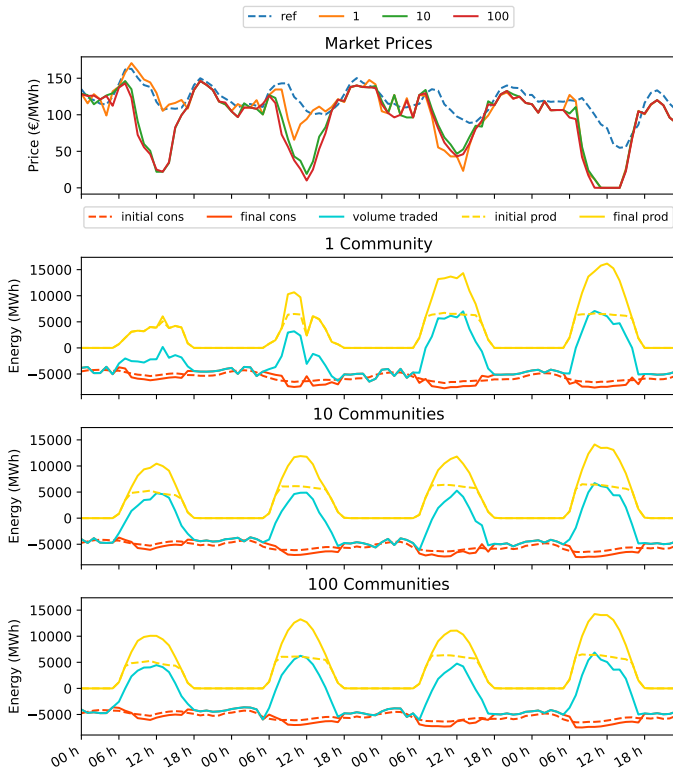


FIG. 4. Prix de Marché et Profil des Communautés

Il faut noter que ces résultats ne sont pas sensibles à la valeur de λ_{VOLA} tant qu'elle reste supérieure aux prix de marché observables. En effet, si ce prix était proche ou même inférieur au prix du marché, les communautés pourraient arbitrer entre le marché J-1 et des mécanismes d'équilibrage. Ce comportement, bien que rationnel d'un point de vue économique, génère néanmoins un risque opérationnel de déséquilibre du système. C'est pourquoi, pour éviter ce type de comportement, λ_{VOLA} a été fixé à une valeur élevée.

5.2. Impact de la Méthode de Prédiction des Prix

Pour vérifier que la méthode JS n'a pas d'impact significatif sur les résultats présentés dans le Tableau 1, un modèle ARIMA (3,0,3) (1,1,1) est utilisé [29]. Les prévisions sont améliorées puisque pour la méthode JS, on obtient une $MAE = 22.96$ €/MWh et une $RMSE = 33.41$ €/MWh, alors qu'avec le modèle ARIMA, on obtient une $MAE = 7.28$ €/MWh et une $RMSE = 10.5$ €/MWh.

Le Tableau 2 présente les résultats et révèle que, pour le prix moyen et la volatilité, la méthode de prédiction des prix a très peu d'influence sur le résultat. Cependant, pour le pic de prix positif, il apparaît désormais que dans le cas 1-communauté, le pic de prix est réduit, alors qu'il est amplifié dans le cas 10-communautés. Une fois de plus, cela peut s'expliquer par des différences dans les prévisions de prix.

Par exemple, pour la journée durant laquelle le pic de prix positif a été atteint dans le cas 1-communauté lorsqu'elle utilise le modèle ARIMA (cf. Tableau 2), les prévisions de prix médianes obtenues en utilisant la méthode JS et le modèle ARIMA sont respectivement de 150,75 €/MWh et 204,18 €/MWh. Plus précisément, à l'heure 7 (heure du pic), les prix du marché prévus sont de 158,8 €/MWh pour la méthode JS et de 196,8 €/MWh pour le modèle ARIMA. Cette différence entraîne des comportements de consommation différents au sein de la communauté. Étant donné que la prévision de l'heure 7 est supérieure à sa prévision médiane pour la méthode JS, la communauté tend à sous-consommer pendant cette heure là. Inversement, étant donné que la prévision de l'heure 7 est inférieure à sa prévision médiane pour le modèle ARIMA, la communauté tend à surconsommer pendant cette heure là. En conséquence, le prix du marché résultant atteint 210,3 €/MWh lors de l'utilisation de la méthode JS, contre un prix plus élevé de 270 €/MWh avec le modèle ARIMA.

Ces résultats montrent que, de manière ponctuelle, une meilleure technique de prédiction telle que le modèle ARIMA peut être moins performante qu'une méthode plus simpliste, et peut éventuellement conduire à un événement de prix extrême. L'impact des erreurs de prédiction sur le prix du marché dépend de la pente des courbes d'offre et de demande. Si la courbe de demande est abrupte, une petite variation de l'offre entraînera une grande variation du prix. De même, si la courbe d'offre est abrupte, une petite variation de la demande entraînera une grande variation du prix.

6. CONCLUSION

Cette étude démontre que l'intégration des CE dans le marché J-1 de l'électricité a des implications significatives sur le prix du marché, la concurrence et la volatilité. Les CE contribuent à des prix moyens plus bas en raison d'une concurrence accrue et de l'ajout d'EnR à faible coût. Cependant, leur intégration amplifie également la volatilité du marché et un pic de distribution des

TABLEAU 2. Caractéristiques du marché J-1 (€/MWh) avec modèle ARIMA

	Sans Communautés	1 Communauté	10 Communautés	100 Communautés
Min	-134.1	-134.1	-113.6	-113.6
Max	275.1	270	309.9	280.2
Moyenne	96.85	80.59	76.75	75.05
σ	45.38	50.81	51.2	51.77

prix à 0 €/MWh.

Cette étude a également montré que la méthode de prévision utilisée avait peu d'influence sur le prix moyen et la volatilité des prix du marché. Ainsi, que les communautés décident d'utiliser des modèles simples ou de déléguer cette compétence à une entité spécialisée, cela devrait avoir peu d'influence sur les marchés. D'autre part, l'étude a montré que les pics de prix peuvent être amplifiés dans des situations circonstancielles. Il serait alors intéressant d'étudier si ces événements ponctuels pourraient être totalement éliminés lorsque les communautés adoptent différentes méthodes de prévision au lieu de partager la même prévision.

Il existe plusieurs possibilités d'approfondir l'analyse et d'élargir le champ de recherche. L'intégration de comportements stratégiques, tels que la formation de coalitions ou les tactiques d'enchères compétitives, pourrait offrir une vision plus réaliste de la dynamique du marché à mesure que le nombre de CE augmente. De plus, pour évaluer l'influence effective d'un grand nombre de CE sur le marché J-1, un modèle avec plusieurs zones de marché est nécessaire. En effet, à travers les zones de marché, les CE peuvent être réparties de manière inégale, avec différent mix d'EnR (éolien ou PV), et peuvent affecter le marché différemment. Ainsi, étendre la portée géographique de l'étude à l'ensemble de l'Europe, en tenant compte des contraintes d'interconnexion, ajouterait de la pertinence à l'étude. Il serait également intéressant d'intégrer des ordres plus complexes (par exemple, des ordres indivisibles ou interdépendants) pour une représentation plus fidèle du marché J-1 et d'étudier comment les CE pourraient interagir avec les marchés en temps réel au lieu du seul marché J-1.

Enfin, cette étude examine les impacts à court terme des CE sur le marché journalier. Il serait également nécessaire d'étudier leurs impacts sur les investissements dans les infrastructures énergétiques, telles que la modernisation du réseau ou l'installation de RED, qui pourraient avoir des impacts à long terme sur les marchés de l'électricité. L'exploration de ces dimensions renforcerait la pertinence de l'étude.

7. RÉFÉRENCES

- [1] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), *Climate Change 2021 – The Physical Science Basis : Working Group I Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge : Cambridge University Press, 2023.
- [2] T. Sousa, T. Soares, P. Pinson, F. Moret, T. Baroche, and E. Sorin, "Peer-to-peer and community-based markets : A comprehensive review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104, pp. 367–378, Apr. 2019, arXiv : 1810.09859 Publisher : Pergamon.
- [3] G. Walker, P. Devine-Wright, S. Hunter, H. High, and B. Evans, "Trust and community : Exploring the meanings, contexts and dynamics of community renewable energy," *Energy Policy*, vol. 38, no. 6, pp. 2655–2663, 2010, place : United Kingdom INIS Reference Number : 41087679.
- [4] Y. Parag and B. K. Sovacool, "Electricity market design for the prosumer era," *Nature Energy* 2016 1 :4, vol. 1, no. 4, pp. 1–6, Mar. 2016, publisher : Nature Publishing Group.
- [5] T. Morstyn, A. Teytelboym, and M. D. McCulloch, "Bilateral contract networks for peer-to-peer energy trading," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 2026–2035, Mar. 2019, publisher : Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.
- [6] F. Moret and P. Pinson, "Energy Collectives : A Community and Fairness Based Approach to Future Electricity Markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 5, pp. 3994–4004, Sep. 2019, publisher : Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.
- [7] W. Hou, L. Guo, and Z. Ning, "Local Electricity Storage for Blockchain-Based Energy Trading in Industrial Internet of Things," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, no. 6, pp. 3610–3619, Jun. 2019, conference Name : IEEE Transactions on Industrial Informatics.
- [8] H. Zhang, S. Zhan, K. Kok, and N. G. Paterakis, "Hybrid Local Electricity Market Designs with Distributed and Hierarchical Structures," in *2023 IEEE Belgrade PowerTech*, Jun. 2023, pp. 01–06.
- [9] T. Bauwens, "Explaining the Diversity of Motivations behind Community Renewable Energy," *Energy Policy*, vol. 93, pp. 278–90, Jun. 2016.
- [10] T. van der Schoor and B. Scholtens, "Power to the people : Local community initiatives and the transition to sustainable energy," *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, pp. 666–675, Mar. 2015.
- [11] E. Caramizaru and A. Uihlein, "Energy communities : an overview of energy and social innovation," 2020, ISBN : 9789276107132 ISSN : 1831-9424.
- [12] C. Zhang, J. Wu, C. Long, and M. Cheng, "Review of Existing Peer-to-Peer Energy Trading Projects," *Energy Procedia*, vol. C, no. 105, pp. 2563–2568, 2017.
- [13] nemo committee, "Single Day-Ahead Coupling (SDAC)," 2025.
- [14] NordPool, "Single hourly order," 2024.
- [15] R. Herding, E. Ross, W. R. Jones, V. M. Charitopoulos, and L. G. Papa-georgiou, "Stochastic programming approach for optimal day-ahead market bidding curves of a microgrid," *Applied Energy*, vol. 336, p. 120847, Apr. 2023, aDS Bibcode : 2023ApEn..33620847H.
- [16] X. Ayón, M. Moreno, and J. Usaola, "Aggregators' Optimal Bidding Strategy in Sequential Day-Ahead and Intraday Electricity Spot Markets," *Energies*, vol. 10, no. 4, p. 450, Apr. 2017, number : 4 Publisher : Multidisciplinary Digital Publishing Institute.
- [17] T. Schulze and K. McKinnon, "The value of stochastic programming in day-ahead and intra-day generation unit commitment," *Energy*, vol. 101, pp. 592–605, Apr. 2016, publisher : Elsevier.
- [18] R. Herranz, A. Munoz San Roque, J. Villar, and F. A. Campos, "Optimal Demand-Side Bidding Strategies in Electricity Spot Markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 3, pp. 1204–1213, Aug. 2012, conference Name : IEEE Transactions on Power Systems.
- [19] B. Hu, Y. Gong, C. Y. Chung, B. F. Noble, and G. Poelzer, "Price-Maker Bidding and Offering Strategies for Networked Microgrids in Day-Ahead Electricity Markets," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, no. 6, pp. 5201–5211, Nov. 2021, conference Name : IEEE Transactions on Smart Grid.
- [20] G. Hug, S. Kar, and C. Wu, "Consensus + Innovations Approach for Distributed Multiagent Coordination in a Microgrid," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 4, pp. 1893–1903, Jul. 2015, publisher : Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.
- [21] M. Asensio and J. Contreras, "Risk-Constrained Optimal Bidding Strategy for Pairing of Wind and Demand Response Resources," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 1, pp. 200–208, Jan. 2017, conference Name : IEEE Transactions on Smart Grid.
- [22] C. E. P. A. Ltd, "Study on the Value of Lost Load in the electricity supply in Europe," Jul. 2018.
- [23] ACER, "Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard," Oct. 2020.
- [24] A. J. Conejo, J. Contreras, R. Espinola, and M. A. Plazas, "Forecasting electricity prices for a day-ahead pool-based electric energy market," *International Journal of Forecasting*, vol. 21, no. 3, pp. 435–462, 2005, publisher : Elsevier.
- [25] T. V. Jensen and P. Pinson, "RE-Europe, a large-scale dataset for modeling a highly renewable European electricity system," *Sci Data*, vol. 4, no. 1, p. 170175, Nov. 2017, publisher : Nature Publishing Group.
- [26] EEX, "EEX Group annual volumes 2023 : markets continue to grow," Tech. Rep., 2024.
- [27] RTE, "Proposition pour la mise à jour du critère de sécurité d'approvisionnement du système électrique français," 2022.
- [28] E. Jezioro, B. Sédillot, and C. Baudu-Baret, "Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2023," 2024.
- [29] T. Jakaša, I. Androžec, and P. Sprčić, "Electricity price forecasting — ARIMA model approach," in *2011 8th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2011, pp. 222–225.