

Titre: Stratégie de gestion des charges hétérogènes dans un réseau d'agrégateurs ayant une structure hiérarchique à trois niveaux
Title: d'agrégateurs ayant une structure hiérarchique à trois niveaux

Auteur: Sirine Morgene
Author:

Date: 2022

Type: Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis

Référence: Morgene, S. (2022). Stratégie de gestion des charges hétérogènes dans un réseau d'agrégateurs ayant une structure hiérarchique à trois niveaux [Master's thesis, Polytechnique Montréal]. PolyPublie. <https://publications.polymtl.ca/10371/>
Citation:

 **Document en libre accès dans PolyPublie**
Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie: <https://publications.polymtl.ca/10371/>
PolyPublie URL:

Directeurs de recherche: Hanane Dagdougui
Advisors:

Programme: Maîtrise recherche en mathématiques appliquées
Program:

POLYTECHNIQUE MONTRÉAL

affiliée à l'Université de Montréal

**Stratégie de gestion des charges hétérogènes dans un réseau d'agrégateurs
ayant une structure hiérarchique à trois niveaux**

SIRINE MORGENE

Département de mathématiques et de génie industriel

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de *Maîtrise ès sciences appliquées*
Mathématiques appliquées

Juin 2022

POLYTECHNIQUE MONTRÉAL

affiliée à l'Université de Montréal

Ce mémoire intitulé :

**Stratégie de gestion des charges hétérogènes dans un réseau d'agrégateurs
ayant une structure hiérarchique à trois niveaux**

présenté par **Sirine MORGENE**

en vue de l'obtention du diplôme de *Maîtrise ès sciences appliquées*
a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

Charles AUDET, président

Hanane DAGDOUGUI, membre et directrice de recherche

Antoine LESAGE-LANDRY, membre

DÉDICACE

*À toute ma famille, À l'âme de ma grand-mère,
vous me manquerez...*

REMERCIEMENTS

Au terme de cette maîtrise, je tiens à rendre un grand hommage aux vertus de ceux qui m'ont prêté leur généreuse assistance et apporté un appréciable soutien moral.

Je tiens à remercier tout particulièrement Mme. Hanane Dagdougui, ma directrice de recherche au sein du département de mathématiques et de génie industriel, pour ses conseils et pour l'attention et le temps qu'elle m'a consacrés et d'avoir tout mis en œuvre pour que ma maîtrise se déroule dans les meilleures conditions.

Je remercie particulièrement ma cousine Amal pour son soutien moral tout au long de mon parcours académique.

Je souhaite remercier mes amis, je remercie particulièrement Rahma Jebali pour son encouragement et son soutien moral tout au long de cette maîtrise.

Enfin, je souhaite dédier cette maîtrise à tous les membres de ma famille. Je tiens à les remercier chaleureusement et témoigner toute ma reconnaissance à mes chers parents qui ont toujours été là pour moi.

RÉSUMÉ

Le marché d'électricité présente un changement radical, accompagné d'une augmentation extrême de la demande d'électricité et une imposition de plusieurs contraintes politiques et environnementales visant la réduction des émissions de gaz à effets de serre. Ces changements sont accompagnés d'une intégration de nouveaux acteurs du marché d'énergie, à savoir les agrégateurs, rendant ainsi la gestion du réseau électrique de plus en plus complexe. Récemment, la gestion du réseau électrique est confrontée à plusieurs défis, liés surtout à la gestion de la demande de pointe qui impose aux gestionnaires du réseau l'utilisation des centrales thermiques d'appoint, augmentant ainsi la fragilité et les coûts d'opération et d'exploitation du réseau électrique.

Au Québec, on remarque des dépassements de puissance répétés surtout lors des grands froids d'hiver avec l'augmentation de la demande de chauffage. Dans ce cas, des coûts supplémentaires doivent être prévus pour satisfaire à cette demande de pointe soit en achetant de l'électricité à des prix supérieurs auprès des réseaux voisins ou en ajoutant des équipements dans les centrales existantes. Cette tendance confirme la nécessité de changer le modèle d'affaire du système électrique.

Dans ce travail, on aborde cette problématique. En effet, après l'étude de plusieurs méthodologies et approches de la littérature, on a créé une architecture à trois niveaux intégrant différents acteurs du réseau électrique à savoir le gestionnaire du réseau de distribution, les agrégateurs et les consommateurs résidentiels et les utilisateurs des véhicules électriques. L'objectif est de créer une architecture et une stratégie de distribution permettant de réduire la demande de puissance et de lisser la courbe de demande de puissance tout en intégrant plusieurs acteurs du réseau électrique. Plus spécifiquement, on propose une architecture à trois niveaux et une stratégie d'appel d'offre entre le gestionnaire du réseau qui est considéré comme le décideur central et des agrégateurs hétérogène à savoir un agrégateur résidentiel et un autre pour la flotte des véhicules électriques. L'agrégateur résidentiel présente à son tour une stratégie d'appel d'offre avec des agrégateurs locaux qui gèrent un ensemble de maisons intelligentes. Notre proposition se base sur l'intégration des modèles d'optimisation linéaire au niveau de différents acteurs du réseau. Des récompenses sont distribuées d'une façon équitable entre les participants en se référant à leurs participations dans la réduction de la demande de pointe. L'intégration des énergies renouvelables présente un défi important et un pilier dans la réduction de la demande de pointe. À cet effet, on a intégré un ensemble de panneaux photovoltaïques et des batteries permettant de rajouter une flexibilité additionnelle au réseau pour réaliser l'écrêtage de la demande de puissance. Les simulations sur une

journée en avance ont démontré que cette proposition a permis de réaliser une réduction de la demande de pointe d'environ 27% par rapport à la puissance maximale demandée sur une journée.

ABSTRACT

Nowadays, due to the integration of distributed energy resources and the new energy actors, it becomes mandatory to change the business models of the electricity market. During the last few years, there were several problems in the grid operation and management, mainly due to the peak power demand in winter and summer periods, else the integration of electric vehicles that are expected to increase the power demand and threaten the security of the grid.

In Quebec, the power grid demand is increasing, especially during very cold winters with the increase in heating demand. This threatens the security of the grid while it presents a peak power demand. In this case, the frequency of use of back-up power plants is increasing, leading to additional costs to meet this peak demand. This trend confirms the need to change the business model of the electrical system.

In this work, we propose a new three-level hierarchical framework with a demand reduction bidding strategy to control the distribution of energy and the reduction of the peak demand in a day-ahead market. We present a bidding strategy that involves different local aggregators that act as brokers between the Distribution System Operator (DSO) and the different energy consumers. The framework integrates a central residential aggregator that controls a set of local residential aggregators who manage the schedule of associated clients' appliances and generate a list of bids according to different power limits reductions.

We also introduce an electric vehicle aggregator to manage the charging of the associated electric vehicles and to submit a set of bids under a list of power reduction limits. The Distribution System Operator is the final decision maker that chooses the best bids combination to optimize the market power demand. We also include a set of photovoltaic panels as a power-generation system and batteries that aims to reduce and smooth an aggregated power demand. Incentives are provided to different aggregators and users for their participation while ensuring end-user satisfaction and comfort. The results show that the distribution network operator reduces 27% of the total peak power demand.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE	iii
REMERCIEMENTS	iv
RÉSUMÉ	v
ABSTRACT	vii
TABLE DES MATIÈRES	viii
LISTE DES TABLEAUX	x
LISTE DES FIGURES	xi
LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS	xii
CHAPITRE 1 INTRODUCTION	1
1.1 Mise en contexte	1
1.2 Problématique et objectifs	2
1.3 Structure du mémoire	2
CHAPITRE 2 REVUE CRITIQUE DE LA LITTÉRATURE	3
2.1 Les programmes de réponse à la demande	4
2.1.1 Les programmes de réponse à la demande basés sur la variation des prix sur une journée	4
2.1.2 Les programmes de réponse à la demande basés sur des incitatifs fi- nanciers	5
2.1.3 Les avantages des programmes de réponse à la demande	5
2.2 Les architectures de contrôle des programmes de réponse à la demande	6
2.3 Le rôle des agrégateurs dans la gestion des réseaux électriques	10
2.4 Les programmes de réponse à la demande au niveau résidentiel	11
2.5 Les programmes de réponse à la demande pour la flotte des véhicules élec- triques	12
2.6 La participation de SER et des batteries aux programmes de réponse à la demande	13
2.7 Le profil de charge et les stratégies d'écrêtage de charge	14

2.8	Optimisation au niveau des agrégateurs	16
2.8.1	Les modèles d'optimisation mathématiques pour l'agrégateur résidentiel	16
2.8.2	Les modèles d'optimisation mathématiques utilisés au niveau de l'agrégateur des EVs	17
CHAPITRE 3 DÉMARCHE DE L'ENSEMBLE DU TRAVAIL DE RECHERCHE ET ORGANISATION GÉNÉRALE DU DOCUMENT INDIQUANT LA COHÉRENCE DE L'ARTICLE PAR RAPPORT AUX OBJECTIFS DE LA RECHERCHE . . .		19
CHAPITRE 4 ARTICLE 1: HIERARCHICAL MULTI-LEVEL CONTROL FRAMEWORK WITH A BIDDING SCHEME FOR A NETWORK OF SMART GRID AGGREGATORS		20
4.1	Introduction	20
4.2	Description of the Proposed Framework	22
4.3	Load Demand in the Residential Sector and its Related Problem Formulation	23
4.3.1	Local Residential Aggregator	23
4.4	Electric Vehicle Aggregator (EVA) and its Related Problem Formulation . .	28
4.5	DSO Optimization Problem	29
4.5.1	DSO Bidding Strategy	29
4.5.2	DSO Grid Power Balance	30
4.6	SIMULATION STUDIES AND RESULTS	32
4.6.1	Data Preparation	32
4.6.2	LRA Results	33
4.6.3	Residential Aggregator Results	33
4.6.4	EVA Results	37
4.6.5	DSO Results	37
4.7	Conclusion	39
CHAPITRE 5 DISCUSSION GÉNÉRALE		40
CHAPITRE 6 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS		42
6.1	Synthèse des travaux	42
6.2	Limitations de la solution proposée et améliorations futures	42
RÉFÉRENCES		44

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1	Les avantages et les inconvénients de la structure hiérarchique	8
Tableau 2.2	Niveau de chargement des bornes de recharge	13
Tableau 2.3	Les modèles mathématiques	17
Table 4.1	Appliance data	34
Table 4.2	Maximum power limits for the bids proposed by a set of LRAs	35
Table 4.3	Optimal maximum power demand for the bids proposed by a set of LRAs	35
Table 4.4	Results for the set of reduction limits	36
Table 4.5	Optimal maximum power demand for the bids proposed by the EVA	38

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1	Structure de coordination : Centralisée et décentralisée	7
Figure 2.2	Structure de coordination hiérarchique	9
Figure 2.3	Profil des charges résidentielles agrégées et effet avec et sans DR . . .	15
Figure 2.4	Les stratégies d'écrêtage de la puissance et déplacement de charge [1]	15
Figure 4.1	Diagram of the proposed hierarchical control structure	24
Figure 4.2	Power demand for different LRAs	34
Figure 4.3	Power demand for LRA-2	35
Figure 4.4	Power demand of the residential aggregator	36
Figure 4.5	Power demand of the EV aggregator at 60% of its maximum power limit	38
Figure 4.6	Grid power supply curves	39

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

DR	<i>Demand Response</i>
TOU	<i>Time-of-use</i>
RTP	<i>Real-time pricing</i>
HAN	<i>Home area network</i>
HEMS	<i>Home energy management system</i>
AMI	<i>Advanced metering infrastructure</i>
SER	<i>Source d'énergie renouvelable</i>
MILP	<i>Mixed integer linear programming</i>
MINLP	<i>Mixed integer nonlinear programming</i>
MIQP	<i>Mixed-Integer Quadratic Programming</i>
VE	<i>Véhicules électrique</i>
PAR	<i>Peak to Average Ratio</i>
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>
SoC	<i>State of charge</i>
DSO	<i>Distribution system operator</i>
EMS	<i>Energy management system</i>
EV	<i>Electric vehicle</i>
LRA	<i>Local residential aggregator</i>
EVA	<i>Electric vehicle aggregator</i>
HVAC	<i>Heating, ventilation, and air conditioning</i>
BESS	<i>Battery energy storage system</i>
PV	<i>Photovoltaic</i>

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

1.1 Mise en contexte

La consommation mondiale d'électricité dans le monde continue d'augmenter plus vite que la population. D'autre part, selon l'agence d'information sur l'énergie des États-Unis, on prévoit une pénétration des sources d'énergies renouvelables qui présentera la moitié de la production d'électricité mondiale, ce qui provoque une variabilité importante de l'approvisionnement en électricité. Dans cette direction, la sécurité du système électrique serait menacée et confrontée à un risque de grave pénurie d'électricité. Avec un ensemble de problèmes aussi diversifiés, il est nécessaire d'adopter une approche holistique pour changer le modèle d'affaires de la conception et l'exploitation du réseau électrique, d'intégrer de nouveaux acteurs et passer à un réseau plus intelligent où tous les acteurs collaborent pour assurer l'efficacité globale du réseau.

Ainsi, tous les réseaux électriques sont confrontés à des défis importants, dont notamment l'intégration de grandes quantités d'énergies variables et la gestion de la demande en périodes de pointe où la demande d'électricité atteint son maximum à cause de la forte demande d'électricité et la similitude des heures de consommation des utilisateurs. Cela provoque des pertes financières, mais également des enjeux importants liés à la fiabilité et à la résilience du réseau électrique. De sa part, le réseau électrique oriente ses efforts à produire plus d'électricité pour diminuer les amplitudes des pointes de consommation et garantir le bon fonctionnement du réseau et réduire ses pertes.

Les nouvelles technologies et les stratégies adaptées dans la gestion du réseau électrique facilitent la gestion efficace du réseau. Ainsi, l'intégration des agrégateurs et les programmes de gestion de la demande (DR) amplifient l'efficacité du réseau, et contribuent significativement à aplanir les pointes de consommation.

Dans ce cadre, les utilitaires et les gestionnaires du réseau électrique proposent différents programmes de réponse à la demande pour encourager les consommateurs à modifier leurs consommations d'électricité, de façon à réduire les demandes extrêmes de puissance sur la journée. Cette participation se traduit par la réduction de la consommation en réponse à des changements dans le prix de l'électricité au fil du temps, ou par l'obtention d'une incitation financière en réponse au changement de la consommation selon un cahier des charges défini dans un contrat.

Dans ce cas, l'agrégateur pourrait être autorisé à gérer efficacement la demande électrique des consommateurs actifs afin d'accroître la flexibilité du réseau. Maintes sont les solutions

proposées pour une gestion efficace du réseau électrique. Plusieurs se concentrent sur les consommateurs de divers secteurs, d'autres sur le DSO et d'autres sur les agrégateurs en tant que fournisseurs de flexibilité.

Vu du réseau, le défi majeur est de créer une structure qui garantit un meilleur fonctionnement du système électrique, la conservation ou l'amélioration du confort des consommateurs et des gains financiers pour les différentes parties prenantes du réseau électrique.

1.2 Problématique et objectifs

Ce projet de maîtrise s'inscrit dans le cadre des recherches académiques, dans lesquels on propose un nouveau modèle d'affaire pour la gestion efficace du réseau électrique. L'objectif est de proposer une architecture de gestion du réseau pour la réduction des pointes de consommation, la conservation du confort et la garantie des gains à différents participants.

Les objectifs de cette étude se résument comme suit :

- Proposer une architecture hiérarchique à trois niveaux qui adopte une communication bidirectionnelle entre le gestionnaire du réseau de distribution et les consommateurs par l'intermédiaire des agrégateurs homogènes, assurant la dominance du gestionnaire du réseau dans la prise de décision pour garantir le bon fonctionnement du réseau.
- Développer un modèle mathématique permettant d'optimiser la consommation électrique pour différents niveaux d'agrégation de la charge.
- Réduire les pointes de consommation de puissance au niveau du réseau électrique et garantir un gain financier pour les participants à cette stratégie de gestion de la demande.

1.3 Structure du mémoire

Ce mémoire est constitué de quatre chapitres. En premier, cette introduction générale définit le contexte et les objectifs de l'étude. Ensuite, le chapitre 2 propose une revue de littérature basée sur les différents concepts utilisés et une étude bibliographique sur les différents travaux effectués au sujet de l'optimisation opérationnelle des agrégateurs et la réduction de la demande de puissance. Par la suite, chapitre 3 présente nos résultats de recherche, ainsi qu'un article décrivant notre contribution est présenté. Finalement, le chapitre 6 conclut ce mémoire en présentant les principales conclusions et limitations de notre étude. Aussi, ce chapitre présente une liste des perspectives pour cette proposition.

CHAPITRE 2 REVUE CRITIQUE DE LA LITTÉRATURE

De nos jours, le système électrique présente une évolution grâce au virage numérique, qui met à profit les nouvelles technologies de l'information et de communication et le développement des réseaux intelligents. Cette évolution est accompagnée d'une hausse de la demande d'électricité, qui crée des pointes de consommation qui nécessitent une attention particulière pour maintenir la fiabilité et la résilience du réseau électrique. Cette tendance mène à des nouveaux défis pour les différents participants du réseau et incite ainsi à intégrer des nouveaux mécanismes de gestion du réseau électrique. Il devient donc primordial d'intégrer des nouveaux acteurs dans le réseau dont l'objectif est de gérer l'ensemble des charges et ainsi fournir la flexibilité désirée au réseau. On parle des agrégateurs, qui changeront le modèle d'affaires de la gestion du réseau électrique, et qui intégreront des nouvelles stratégies de l'exploitation des réseaux intelligents.

Les agrégateurs peuvent agir à différents niveaux et avec une multitude d'objectifs. Ils pourront avoir l'accessibilité à différents marchés d'énergie et ils ont l'autorité de gérer plusieurs charges des consommateurs. Cependant, ces acteurs présentent des caractéristiques et des objectifs parfois contradictoires qui rendent le système de gestion électrique très complexe, créant ainsi une difficulté au niveau de l'utilitaire, qui a son tour perd la visibilité sur la demande et devient incapable de gérer le réseau et la demande des différents participants dans cette nouvelle structure.

Récemment, on remarque une évolution intense dans la littérature visant les nouvelles tendances, les nouvelles architectures et les stratégies de gestion du réseau électrique avec l'intégration des agrégateurs en tant que nouveaux décideurs et acteurs dans le réseau électrique.

Dans ce chapitre, on présente les différents programmes de réponse à la demande dont le but est de comprendre les mécanismes de tarification et d'incitation de ces programmes. Ensuite, on présente un aperçu général sur les agrégateurs et leurs rôles dans la gestion du réseau électrique, en spécifiant leur importance pour l'écrêtage des pointes de consommation sur les différents marchés d'électricité. On achemine par une présentation des programmes de réponse à la demande au niveau résidentiel et au niveau de la flotte des véhicules électriques. Ensuite, on présente l'importance des énergies renouvelables et des batteries dans la réduction de la demande de puissance. Finalement, on discute les stratégies d'écrêtage et les problèmes d'optimisation développés au niveau des agrégateurs résidentiels et des agrégateurs des véhicules électriques. Dans ce cadre, on détaille la structure hiérarchique pour la gestion du réseau tout en incluant les différentes conclusions des recherches proposées dans la littérature.

2.1 Les programmes de réponse à la demande

Selon le Département de l'Énergie des États-Unis, les programmes de réponse à la demande sont définis comme : «Les changements dans l'utilisation de l'électricité par les ressources du côté de la demande par rapport à leurs habitudes de consommation normales en réponse aux changements du prix de l'électricité au fil du temps, ou à des paiements incitatifs conçus pour induire une baisse de la consommation d'électricité en période de prix élevés sur le marché de gros ou lorsque la fiabilité du système est compromise.» [2]

2.1.1 Les programmes de réponse à la demande basés sur la variation des prix sur une journée

Dans ces programmes, le prix de l'électricité varie au cours de la journée en fonction des heures de pointe et des heures creuses ou en fonction de l'heure de consommation. Ces schémas de tarification encourage les consommateurs à réagir à cette variation des prix d'une façon rationnelle en déplaçant le fonctionnement de certaines charges électriques dans les périodes où le prix d'électricité est plus bas [2, 3].

Dans la littérature et dans les applications réelles, on trouve trois principaux programmes [4] :

- **Time-of-use Pricing (TOU)** : est un mécanisme de tarification où la tarification varie selon l'heure de consommation. Cette variation dépend des heures de pointes, pendant lesquelles la demande est plus importante [4].
- **Critical Peak Pricing (CPP)** : est un mécanisme de tarification qui présente des frais plus élevés pour les consommateurs finaux pendant les heures de pointe ou lorsque les conditions d'exploitation du réseau sont critiques.
- **Real-Time Pricing (RTP)** : est un mécanisme de tarification dynamique qui change à chaque heure de la journée. Toutes les prévisions de ces tarifs sont annoncées un jour à l'avance par les gestionnaires de services publics aux utilisateurs finaux [4].

Chaque méthode de tarification présente des avantages et des inconvénients pour l'ensemble des parties du réseau. La plupart des applications du programme TOU confirment que cette stratégie provoque un rebond de pic de puissance vu que tous les utilisateurs vont réactiver et réutiliser leurs appareils au même moment directement après la baisse des tarifs [5].

Cependant, des études du comportement des consommateurs montrent que de nombreux consommateurs ont une préférence pour des tarifs simples, spécifiquement la tarification TOU, malgré un désavantage économique [3].

Les résultats des travaux de M. Erol-Kantarci et H. T. Mouftah [5] montrent que le tarif RTP est capable d'atteindre une réduction maximale de 30%, tandis que le tarif TOU peut atteindre 5%. Ainsi, R. Mushfiqur *et al.* [6] confirment que les avantages les plus impor-

tants sont obtenus avec la tarification RTP, vue qu'elle minimise les coûts énergétiques des consommateurs et maximise à la fois le profit de l'agrégateur et du gestionnaire du réseau de distribution.

2.1.2 Les programmes de réponse à la demande basés sur des incitatifs financiers

Ce programme permet aux utilisateurs de céder à l'opérateur ou à un gestionnaire du réseau le contrôle de l'ensemble des charges en contrepartie de recevoir une récompense pour sa participation à ce type de programme [3].

Les différents programmes offerts dans ce cadre sont :

- **Contrôle direct de la charge** : ce programme donne l'autorité à l'utilitaire pour accéder à distance au HAN (Home Area Network) et au HEMS (Home Energy Management System) pour contrôler directement certaines charges domestiques [4].
- **Programme de réponse à la demande d'urgence** : ce programme fournit des incitatifs financiers lors d'une réduction de charge volontaire durant quelques événements spéciaux [7].
- **Programme de marché de capacité** : ce programme est pré-spécifié selon des directives et des règles bien confirmées dans un contrat à l'avance. Ce programme incite quelques consommateurs pour réduire leurs consommations selon des directives spéciales, ainsi tout client qui ne respecte pas ces directives sera pénalisé [8].

En outre, un gestionnaire du réseau peut offrir des incitations sur mesure aux clients en fonction de leurs historiques de consommation, des revenus qu'ils génèrent pour le réseau principal et des périodes de consommation pendant lesquelles ils ont tendance à concentrer leurs activités (heures de pointe/moyennes/heures creuses).

2.1.3 Les avantages des programmes de réponse à la demande

De nos jours, les programmes de DR sont considérés comme un pilier essentiel pour la transition énergétique et le renforcement de la fiabilité du réseau électrique du futur. Leur efficacité technique et leur fiabilité économique a été testée et justifiée par divers projets et par plusieurs compagnies. L'implémentation des programmes DR, surtout au Québec, présente une solution prometteuse pour garantir le bon fonctionnement du système énergétique. En effet, l'augmentation de la demande d'électricité est en corrélation directe avec la baisse de température en hiver et l'augmentation extrême des températures en été, dû à l'augmentation de la demande d'électricité pour le chauffage et climatisation. D'autre part, on constate une pénétration importante des véhicules électriques, qui présentera un défi important dans la gestion du réseau [9].

Ce travail se concentre sur l'écrêtage de la puissance en utilisant une nouvelle approche hiérarchique de gestion du réseau électrique, ainsi on liste ici les divers avantages et retombés sociétaux, économiques, techniques et environnementaux associés à l'adoption d'une telle approche [10] :

- **Avantages économiques** : les programmes de DR sont bénéfiques pour les différents acteurs du réseau. Grâce à la gestion active de la charge, ces programmes entraînent des gains intéressants pour les consommateurs qui reçoivent des incitations financières et des réductions de leurs factures d'électricité. D'autre part, ces approches auront un impact sur le prix global du marché de l'électricité puisque ce dernier réduit le besoin de faire fonctionner ou installer des nouveaux générateurs électriques coûteux tels que les centrales d'appoint.
- **Avantages sociétaux** : ils sont essentiellement liés à la participation des consommateurs aux marchés de l'électricité. Ainsi, la baisse des coûts énergétiques peut réduire les factures pour certains consommateurs résidentiels ce qui permet de réduire leurs charges.
- **Avantages liés à la fiabilité** : l'implantation des programmes de réponse à la demande renforce la fiabilité, la stabilité et la sécurité du réseau électrique, réduisant ainsi les risques associés à la congestion du réseau et aux coupures de courant. De plus, les programmes de DR permettent une réduction des pertes du réseau surtout lorsqu'il contribue au contrôle de la tension et de la puissance.
- **Avantages environnementaux** : l'implantation des programmes de DR contribue à réduire les émissions de gaz à effet de serre de deux manières. D'une part, ces programmes contribuent à l'intégration des ressources renouvelables dans le réseau et augmentent la part des sources d'énergie propre dans le mix énergétique. D'autre part, ils permettent de réduire la consommation énergétique dans le cas des programmes de DR qui aident à l'effacement des charges et la réduction de l'utilisation des centrales conventionnelles (générant des émissions de gaz à effet de serre).

2.2 Les architectures de contrôle des programmes de réponse à la demande

La mise en œuvre des programmes de réponse à la demande nécessite des détails sur les profils de consommation et le fonctionnement des appareils des utilisateurs [4]. Pour mieux gérer les différentes charges associées, on distingue deux structures de gestion qui sont les plus répandues, à savoir la structure centralisée et décentralisée. La figure 2.1 montre ces deux structures.

En résumé, pour l'architecture centralisée, un opérateur central gère une partie ou la to-

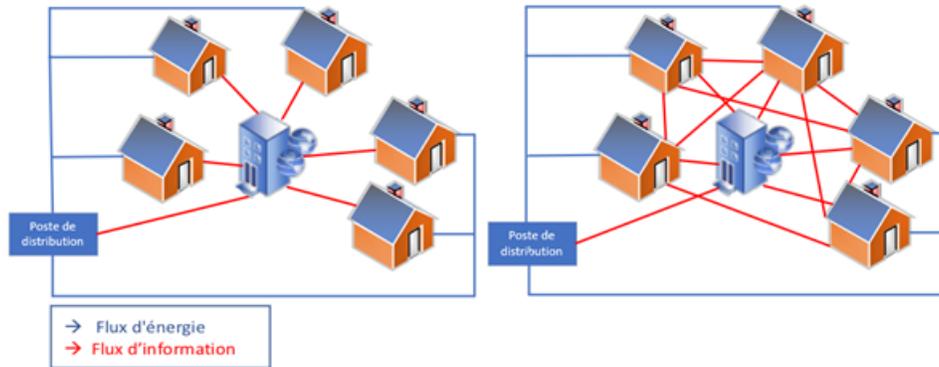


Figure 2.1 Structure de coordination : Centralisée et décentralisée

talité de la consommation d'électricité pour toutes les maisons intelligentes associées et/ou des parcs de véhicules électriques. L'opérateur a accès direct à toutes les informations sur la consommation des utilisateurs finaux via des réseaux AMI sécurisés. Cette structure est considérée efficace, surtout quand le système présente des charges thermostatiques et des véhicules électriques [11]. Ce type de gestion est bien recommandé dans le cas des microréseaux puisque non seulement il facilite l'intégration des ressources renouvelables distribuées, mais aussi il assure l'équilibre du microréseau en mode îloté.

Contrairement, la structure décentralisée donne la responsabilité aux utilisateurs finaux pour planifier leurs actifs directement. Les maisons intelligentes doivent communiquer entre eux et/ou avec une entité centrale pour recueillir des informations suffisantes sur le profil électrique du microréseau associé. L'avantage de ce programme est qu'il assure une protection de l'information des consommateurs, puisque l'utilité ne collecte pas les données sur la prise de décision des participants [12, 13]. S. Bahrami et M. H. Amini [14] ont confirmé qu'un cadre décentralisé d'échange d'énergie permet aux consommateurs de réduire leurs coûts d'électricité de 18 %. En parallèle, les producteurs d'électricité peuvent garantir une augmentation de 17,1% de leur bénéfice en réduisant leur coût de génération d'électricité. Ainsi, M. AlOwaifeer et A. S. Meliopoulos [13], ont proposé une architecture d'un réseau centralisé dont l'objectif est de minimiser les coûts opérationnels du microréseau ainsi que de réduire les coûts d'électricité achetée du réseau. Les auteurs ont confirmé qu'une réduction de \$176.90 à \$126.57 des coûts opérationnels du réseau peut être réalisée. F. Khavari et al. [12] ont comparé les deux structures de gestion de l'énergie (centralisée et décentralisée) dans le marché journée en avance (day-ahead). Il ont démontré que la gestion centralisée apporte un bénéfice plus important que celle décentralisée, soit pour un système isolé ou un système connecté au réseau.

Le développement des moyens de communication, des algorithmes et l'extension des zones géographiques des systèmes énergétiques rendent parfois impossible l'implémentation des approches complètement centralisées. Simultanément, en raison de l'augmentation du nombre des agrégateurs et des clients, il est rendu nécessaire de créer un niveau de coordination très complexe permettant le partage de l'information entre les différents acteurs. Ce qui décourage l'utilisation d'une architecture décentralisée pour une gestion efficace d'énergie. Pour cette raison, l'architecture hiérarchique présente une solution fiable, et un bon compromis entre les architectures de contrôle centralisées et décentralisées [3].

Pour une architecture de contrôle hiérarchique (figure 2.2), le système peut être divisé en différentes parties, où chacune a ses propres objectifs et contraintes. Dans ce cas, chaque contrôleur local notamment chaque agrégateur gère ses charges associées. Dans cette architecture, chaque agrégateur gère ses charges associées et envoie la solution optimale au contrôleur du niveau supérieur [3]. Ce dernier agit en tant que contrôleur central, il collecte et analyse toutes les données des différents contrôleurs locaux associés, et il prend la décision finale pour la gestion et l'optimisation du fonctionnement réseau électrique. Ce nouveau système apporte un profit à la fois aux consommateurs et au gestionnaire du réseau. Cette structure de contrôle hiérarchique permet non seulement d'augmenter la précision et la fiabilité, mais elle pourrait être la meilleure solution pour le futur des réseaux électriques plus intelligents. Ainsi, le tableau 2.1 résume les principaux avantages et inconvénients de cette architecture [3]. Les

Tableau 2.1 Les avantages et les inconvénients de la structure hiérarchique

Avantages	<ul style="list-style-type: none"> - Chaque agrégateur admet des propres objectifs et contraintes, ainsi il envoie la solution optimale à l'agrégateur au niveau supérieur. - Architecture qui empêche la défaillance en un seul point. - Un problème au niveau d'un agrégateur n'engendre pas des problèmes sur la stratégie. - La gestion du réseau par niveau peut augmenter la fiabilité, la précision et présente la meilleure convenance pour le futur réseau. - Distribue et répartit la charge, le temps de traitement et de calcul sur différents agrégateurs. - Peut donner une solution globalement optimale du système entier.
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> - Nécessite une coordination entre les différents niveaux. - Architecture complexe pour l'implémentation. - Confidentialité et sécurité des données des participants à différents niveaux.

différentes parties du réseau électrique présentent des objectifs contradictoires, par exemple les consommateurs ont tendance à minimiser leurs factures contrairement à l'agrégateur qui

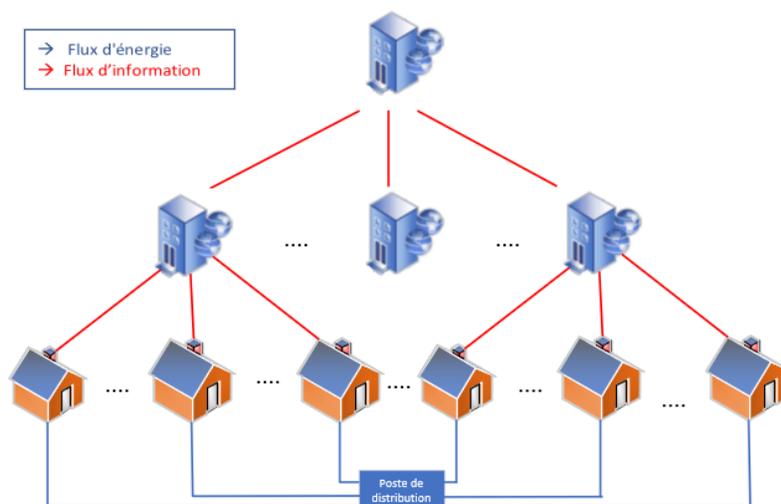


Figure 2.2 Structure de coordination hiérarchique

cherche à augmenter son profit, tandis que les gestionnaires du réseau admettent des objectifs technico-économiques, d'une part ils s'intéressent à réduire les coûts d'investissement et d'opération du réseau et d'autre part, ils veulent garantir la meilleure distribution de l'énergie à différents clients. Ainsi, en utilisant la structure hiérarchique, chaque niveau implémente un problème d'optimisation afin de minimiser ou maximiser leurs fonctions objectif [3].

Les recherches dans la branche de l'optimisation hiérarchique des micro-réseaux sont en cours de développement. Notre travail est inspiré de plusieurs projets de recherche, qui ont permis de créer une nouvelle architecture du réseau qui couple plusieurs agrégateurs résidentiels et de véhicules électriques. Priti Paudyal *et al.* [15] a développé dans ses travaux de recherche une structure de contrôle hiérarchique pour un ensemble de maisons, il s'agit d'une stratégie d'appel d'offre entre des agrégateurs locaux qui optimisent le fonctionnement des charges associées et un agrégateur central pour la prise de décision. La méthode proposée engendre des économies pour le gestionnaire du réseau, qui peut économiser jusqu'à 28 217\$ pendant une heure seulement, ainsi une réduction de la demande de pointe de 6% pour environ 1200 maisons.

2.3 Le rôle des agrégateurs dans la gestion des réseaux électriques

L'agrégateur est défini comme un nouvel acteur dans le marché d'électricité. C'est une tierce partie du réseau électrique qui agit en tant qu'intermédiaire entre les utilisateurs finaux et les gestionnaires du réseau électrique [16].

L'agrégateur gère les différentes charges associées, il intègre un ensemble des consommateurs et exploite leurs charges en tant que ressource flexible sur le marché de l'énergie. Il peut également regrouper des charges flexibles et des ressources énergétiques distribuées afin de fournir divers services au réseau tels que la régulation de fréquence, l'exploitation des capacités de réserve [16]. L'agrégateur offre plusieurs services, son rôle devient de plus en plus important dans la gestion et l'optimisation du fonctionnement du réseau électrique.

- **Déplacer la charge** : les agrégateurs peuvent permettre le déplacement en temps réel des charges commerciales et industrielles pour fournir des services de gestion de la demande aux opérateurs de réseau, sur la base des signaux de prix. Cela permet de fournir des services d'équilibrage puisque les agrégateurs peuvent utiliser les plateformes d'optimisation pour fournir une gamme de services auxiliaires.
- **Réduire le coût d'électricité sur le marché** : un agrégateur peut réduire la charge, et diminuer le coût marginal de l'électricité. En outre, les ressources incluses par l'agrégateur peuvent remplacer les centrales de pointe grâce aux ressources énergétiques distribuées.
- **Économiser sur le coût des ajouts de capacité** : l'agrégateur permet de réduire la demande de puissance sans recours à d'autres centrales coûteuses, et tout en générant des revenus pour les propriétaires des ressources énergétiques distribués qui sont déjà connectés.

S. Kerscher et P. Arboleya [16] ont résumé les différents aspects de l'intégration des agrégateurs dans la gestion et l'optimisation du système électrique de l'union européenne. L'importance de cette intégration et son rôle dans le futur réseau électrique ont été bien confirmés. Pour intégrer les agrégateurs au marché d'électricité et pour garantir une meilleure exploitation du réseau électrique, il faut considérer plusieurs conditions [3, 14, 16] :

- **Un cadre réglementaire** : un marché de gros de l'électricité libéralisé sans plafonds de prix.
- **Une infrastructure de comptage avancée** : l'intégration des agrégateurs nécessite des compteurs intelligents, une communication à large bande, un contrôle à distance du réseau et des systèmes d'automatisation (numérisation de réseau). Une bonne communication en temps réel doit être garantie entre les différents acteurs du réseau.
- **Des meilleures prévisions de la génération et de la consommation** : pour

garantir le bon fonctionnement du système, il faut implémenter des outils et techniques de prévision avancés pour prédire la génération renouvelable et la demande afin de dériver un programme optimisé de gestion des ressources distribuées.

2.4 Les programmes de réponse à la demande au niveau résidentiel

L'application des programmes de réponse à la demande aux consommateurs résidentiels est désormais un point d'intérêt, puisque cela présente des avantages tant pour le consommateur résidentiel que pour l'utilitaire. Outre la capacité technique, l'engagement d'un consommateur à participer à la réponse à la demande dépend de ses préférences individuelles vis-à-vis du coût et des avantages qu'il associe à sa participation. Les programmes de gestion de demande résidentielle permettent une gestion du fonctionnement des charges résidentielles en considérant les contraintes de fonctionnement des appareils, leurs consommations énergétiques et les préférences des consommateurs. Les appareils ménagers sont souvent divisés en deux catégories, selon leurs caractéristiques opérationnelles et leurs contrôlabilités [3, 5] :

- **Les charges contrôlables** : ce sont des appareils dont le fonctionnement peut être arrêté/déplacé ou ajusté dans le temps. On distingue des charges thermostatiques contrôlables qui peuvent être interrompues ou déplacées. Ces charges sont considérées comme des gros consommateurs d'énergie dans les bâtiments résidentiels (ex. les système HVAC (Heating, ventilation, and air conditioning) et les chauffe-eaux électriques. Les autres charges contrôlables déplaçables peuvent être planifiées dans une marge horaire spécifiée par l'utilisateur à savoir les machines à laver, les sècheuses, les lave-linges et les lave-vaisselles [3].
- **Les charges non-contrôlables** : ces charges sont considérées comme une demande à fournir à chaque instant sans interruption à savoir : TV, éclairage, ordinateurs, etc. Ces charges sont directement gérées par les clients et ne sont pas contrôlées par un HEMS. Ainsi, l'utilisation de telles charges dépend entièrement du comportement de l'utilisateur final [3].

La gestion des charges résidentielles, peut être appliquée à l'échelle d'une maison ou en agrégeant un ensemble défini des maisons. Dans le cas solo, le HEMS optimise le fonctionnement des charges en considérant les contraintes de fonctionnement des appareils de la maison. Il ajuste le fonctionnement des appareils tout en respectant les contraintes de fonctionnement imposées par les consommateurs [17].

S. Mohammadi et M. Momtazpour [18], ont développé une approche d'optimisation d'un HEMS qui se base sur la programmation linéaire en nombre entier. Dans ce travail, les chercheurs ont principalement optimisé la consommation d'une maison en gérant les charges

contrôlables à savoir le lave-linges, le sèche-linge et le lave-vaisselle. Les auteurs ont comparé les effets du contrôle des charges en temps réel sur la facture des clients, ils ont démontré qu'une réduction de 40% de la facture peut être réalisée sur une journée. Ainsi, ils ont approuvé par leur travail qu'une intégration des batteries et des panneaux photovoltaïques, peut réduire la facture d'électricité de plus que 55%.

Le problème avec une telle optimisation paraît au niveau du réseau à cause des problèmes de rebond de pointe de puissance car tous les utilisateurs ont tendance à réactiver leurs appareils quand le prix est bas. S. Halbe *et al.* [19] ont confirmé par leur travail l'effet de rebond de pointe de puissance et l'augmentation de demande de puissance de 2.3% en participant à des programmes de réponse à la demande. Principalement, les chercheurs ont confirmé que l'ajout des batteries peut absorber cette pointe, mais il faut toujours analyser le coût d'investissement des batteries afin d'optimiser l'infrastructure de l'installation et la rendre plus efficace.

2.5 Les programmes de réponse à la demande pour la flotte des véhicules électriques

Le secteur de transport subit une évolution rapide avec l'adoption de plusieurs stratégies d'électrification des moyens de transport. C'est le cas du Québec qui compte d'avoir plus que 1,6 million de EVs d'ici 2030 [9]. Ainsi, le Canada veut accélérer l'adoption des véhicules électriques portant comme objectif d'atteindre 100% de ventes de véhicules électriques d'ici 2030 [20]. Les véhicules électriques ont connu une importante croissance en popularité durant les dernières années. Cependant, l'augmentation du taux de pénétration des EVs engendrera une hausse de la consommation électrique et une perturbation de la qualité de l'onde des réseaux électriques, surtout durant les heures de pointes. Dans ce contexte, plusieurs travaux se sont concentrés sur des solutions de gestion de la recharge des EVs dans le réseau électrique en utilisant diverses approches [21]. Plusieurs types de bornes de recharges sont commercialisées, selon le besoin et les caractéristiques techniques demande, le tableau 2.2 résume les caractéristiques de chaque borne [22].

La recharge simultanée et non coordonnée de l'ensemble des flottes de véhicules électriques engendre une augmentation considérable de la consommation d'électricité, provoquant un pic sur le système électrique et une surcharge du réseau de distribution. Cela entraîne non seulement une dégradation de la qualité de la tension du réseau, mais aussi une perte de puissance. Dans une structure coopérative et bien coordonnée, un agrégateur planifie la recharge des véhicules électriques afin de minimiser les coûts d'opération, la puissance demandée ou afin de niveler le profil de charge de la flotte des véhicules électriques [21, 22].

L'utilisation des EVs peut être utile dans une agglomération qui présente un taux important

Tableau 2.2 Niveau de chargement des bornes de recharge

Type de borne	Utilisation	Niveau de puissance attendu (kW)	Niveau d'intensité attendu (A)	Durée de chargement (Heures)
Niveau 1	Recharge à domicile ou dans les bureaux	1.4kW	12 A	4-11 heures
Niveau 2	Recharge dans des bornes privées ou publiques	8 kW	32 A	2-3 heures
Niveau 3	Commercial, équivalent à une station-service	50 kW	-	0.4-1 heure

d'habitation. En augmentant le nombre de EVs, on augmente la flexibilité qui permet de réduire la demande de pointe et le coût d'électricité au niveau du réseau. M. Blonsky et P. Munankarmi [17] ont présenté une modélisation et une optimisation des HEMS appliquées sur 50 maisons avec 15 véhicules électriques qui se chargent avec des bornes de type 1 et 2. Leurs résultats montrent que la demande de pointe de l'ensemble des véhicules électriques passe de 45 kW à 34 kW présentant une réduction de 23%.

2.6 La participation de SER et des batteries aux programmes de réponse à la demande

L'intégration des énergies renouvelables en tant que source de flexibilité permet de réduire la demande de pointe de puissance. N. Nigmatulina *et al.* [23], ont résumé dans leur article l'impact technico-économique des différents taux de pénétration des systèmes photovoltaïques et des batteries sur le réseau électrique dans divers scénarios et nœuds du réseau. Les résultats ont démontré l'importance d'intégrer les batteries avec les systèmes photovoltaïques, pour atteindre une réduction de la demande de pointe de l'ordre de 26 % pour un total de 15000 clients. L'intégration des ressources renouvelables doit être bien contrôlée. En effet, une injection importante dans le réseau provoque des perturbations de la fréquence et la qualité d'onde. Cette injection parfois complexifie le pilotage du réseau, alors que tout l'enjeu est de réaliser un équilibrage entre l'offre et la demande en tout temps [18].

Plusieurs méthodes permettent d'optimiser le fonctionnement du réseau électrique en considérant les contraintes de fonctionnement du réseau. Parmi ces méthodes, on cite l'optimisation mathématique qui vise à trouver une valeur optimale d'une fonction objectif tout en respec-

tant des contraintes imposées [24].

2.7 Le profil de charge et les stratégies d'écrêtage de charge

Pour comprendre l'impact des programmes de DR, il faut bien analyser les profils de charge électriques qui constituent la référence principale pour résoudre les problèmes associés à l'optimisation, la prédiction et la gestion du réseau électrique. Le profil de charge est la courbe de puissance requise, cette courbe permet de prévoir la puissance et l'énergie demandée à chaque instant [24]. Tout événement de DR correspond à un changement de la consommation de différentes charges par rapport à la consommation habituelle en réponse à des alertes, des changements de tarifs ou en échange d'un incitatif [19]. La figure 2.3 montre deux profils d'un ensemble des charges résidentielles agrégées avec et sans l'application des programmes de DR. On remarque que le profil de charge présente des pics de puissance sur la journée illustrant une forte demande d'électricité liée à l'utilisation simultanée de plusieurs charges.

Les gestionnaires des programmes de DR gèrent le fonctionnement des charges associées en générant une planification optimale de fonctionnement de chaque appareil. L'objectif est de se rapprocher d'une courbe de charge plus monotone et proche d'une moyenne pour garantir le fonctionnement optimale du réseau électrique, puisque ces pics présentent un risque sur la stabilité du réseau. Ainsi, l'objectif est de réduire et de lisser les pointes de puissance en utilisant différentes ressources et stratégies [25].

Figure 2.4 montre le concept de l'écrêtage de la puissance. Les deux courbes montrent les deux stratégies de gestion des charges et leurs effets sur la courbe de demande de puissance. L'écrêtage de la puissance est une notion bien connue qui se résume par la suppression des pointes de la demande d'électricité par différentes méthodes à savoir [25] :

- **Peak shaving** : L'écrêtage de la puissance, exige que les consommateurs réduisent leurs consommations rapidement et pendant une courte période afin d'éviter un pic de consommation et adoucir les charges de pointe. Dans ce cas, la consommation énergétiques au cours de la journée est réduite [25]. Vu du réseau, cette stratégie peut se traduire également par l'utilisation des ressources distribuées durant ces heures de pointes [26].
- **Load shifting** : Contrairement à l'écrêtage de la puissance, il s'agit d'un déplacement de la charge, où la consommation énergétique sur une journée reste intacte. C'est un transfert de charge d'une période de pointe à une période creuse (faible consommation) [25].

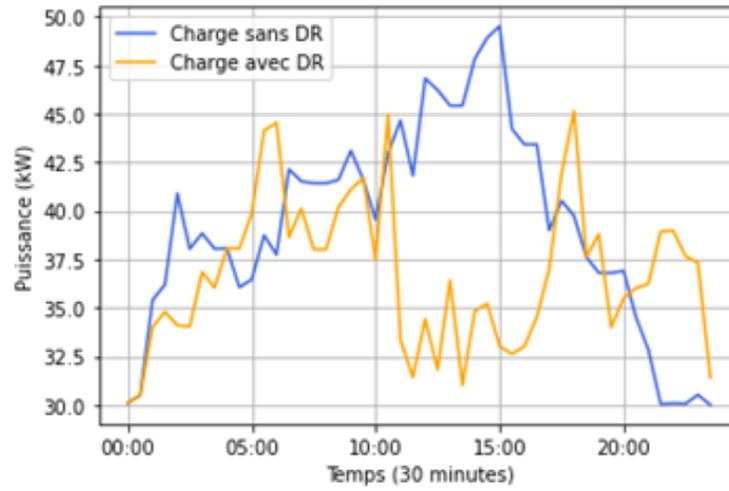


Figure 2.3 Profil des charges résidentielles agrégées et effet avec et sans DR

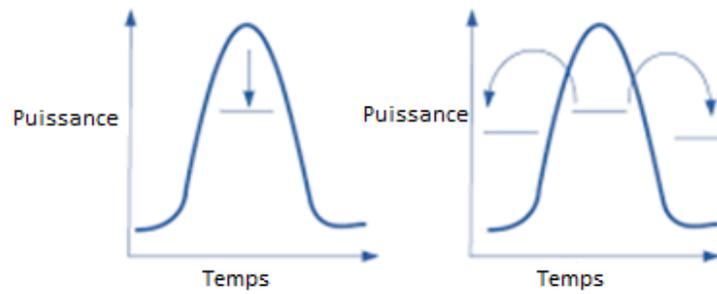


Figure 2.4 Les stratégies d'écroutement de la puissance et déplacement de charge [1]

2.8 Optimisation au niveau des agrégateurs

2.8.1 Les modèles d'optimisation mathématiques pour l'agrégateur résidentiel

L'agrégateur résidentiel est un pilier de la transaction énergétique, présentant une nouvelle entité dans le modèle d'affaire du réseau électrique. Dans cette partie, on détaillera les modèles utilisés pour son fonctionnement. Plus spécifiquement, on présente un résumé des objectifs et des contraintes utilisés pour la modélisation des problèmes d'optimisation associés.

La plupart des travaux se concentrent sur la modélisation mathématique des agrégateur en ayant recours à la programmation linéaire en nombres entiers mixtes (MILP), à la programmation non linéaire mixte en nombres entiers (MINLP), ou à la programmation quadratique mixte en nombres entiers (MIQP) [3]. Dans ces cas, l'objectif de l'agrégateur est de modéliser la fonction objectif et des contraintes représentant les limites de plages de fonctionnement des charges des consommateurs ou des contraintes de confort imposées par les clients [3]. Un résumé des fonctions objectifs et des contraintes sont présentés dans le tableau 2.3.

Un problème d'optimisation centralisé à deux niveaux pour la gestion des maisons est développé par Y. Joo *et al* [27]. Les auteurs ont proposé en premier temps une MILP au niveau de chaque bâtiment pour optimiser les coûts d'électricité en considérant un tarif TOU et en intégrant des batteries et un système photovoltaïque. Une deuxième MILP est appliquée au niveau de l'agrégateur résidentiel pour réduire les coûts d'électricité de l'ensemble des maisons. Son travail a confirmé la fiabilité de sa méthode en apportant des gains à l'ensemble des maisons et à l'agrégateur résidentiel.

Dans la littérature, d'autres méthodes sont proposées pour résoudre les différents problèmes d'optimisation au niveau des microréseaux, à savoir les heuristiques et les réseaux de neurones [28]. Les heuristiques, par exemple, ont confirmé leur fiabilité dans la résolution de ces problèmes. Cette branche de la recherche opérationnelle est basée sur des algorithmes génétiques, qui ont démontré leurs efficacités à optimiser le fonctionnement des microréseaux ayant une architecture décentralisée. M.Hansen *et al* [29] ont proposé une approche de réponse à la demande résidentielle basée sur un agrégateur pour la planification des actifs des clients résidentiels. Il a eu recours à une structure de tarification incitative pour l'ensemble des clients afin de compenser les clients pour leurs participations à ce programme. Un cadre heuristique a été conçu pour effectuer une optimisation du profit de l'agrégateur appliqué sur 5 555 maisons intelligentes incluant 56 642 charges contrôlables. Son travail a abouti à une réduction de pic de demande puissance d'environ 12,5%.

Tableau 2.3 Les modèles mathématiques

Les fonctions objectifs	<ul style="list-style-type: none"> - Maximisation de l'utilité (Niveau de satisfaction de l'utilisateur pour la consommation d'énergie). - Minimisation de l'énergie/puissance consommée. - Minimisation des coûts énergétiques. - Minimisation du PAR.
Les contraintes	<ul style="list-style-type: none"> - Les besoins énergétiques. - La durée d'utilisation des appareils. - Le début / fin d'utilisation des appareils. - Les puissances limites de consommation des appareils. - Les puissances limites de production photovoltaïques. - Les puissances limites de chargement/déchargement des batteries. - La puissance limite imposée par le réseau.

2.8.2 Les modèles d'optimisation mathématiques utilisés au niveau de l'agrégateur des EVs

Plusieurs recherches sont en cours pour le développement des solutions pour l'intégration optimale des EVs dans le réseau électrique. La plupart des travaux se concentrent sur l'intégration des agrégateurs comme gestionnaires directs de ces charges [21]. La modélisation mathématique, la recherche opérationnelle, et les réseaux de neurones sont toujours les références pour résoudre ces problèmes. Ainsi, la gestion d'un ensemble de ces charges est rendue fiable sous la responsabilité d'un agrégateur, qui optimise le chargement de ces véhicules sur une période de la journée. Ainsi, le concept d'agrégation de cette charge est simple, cependant cela exige plusieurs paramètres et données pour garantir le bon fonctionnement du réseau [21].

La théorie présente plusieurs travaux, la plupart utilise des optimisations mono-objectif ou multi-objectif. Le but est soit de réduire le pic de puissance agrégée sous une tarification spécifique ou de réduire les coûts de recharge des véhicules. Les contraintes sont purement techniques reflétant les recharges et les décharges des véhicules dans le cas d'une connexion Vehicle-to-Grid (V2G), qui permet l'échange bidirectionnelle de l'électricité avec le réseau de véhicules. Il est toujours nécessaire de considérer l'état de charge (SoC) de ces derniers, qui reflète la quantité d'énergie stockée dans une batterie. Toute batterie doit avoir un SoC limite pour garantir la protection des batteries, pour éviter son surchauffage et sa dégradation. À part la programmation linéaire, plusieurs algorithmes d'optimisation sont utilisés pour résoudre ces problèmes, à savoir les méthodes de branchement, la programmation dynamique et les algorithmes génétiques [11, 21].

Ce travail intègre une structure hiérarchique permettant la participation non seulement des maisons mais aussi des véhicules électriques dans la réduction des pics de puissance. Il s'agit d'une nouvelle stratégie d'appel d'offres, principalement pour la réduction de la demande de puissance.

Notre proposition cherche à réaliser une coordination efficace entre un ensemble des agrégateurs résidentiels qui sont connectés à un agrégateur résidentiel central. En parallèle, un agrégateur des véhicules électriques permet de gérer la recharge intelligente des véhicules électriques associées. Dans la stratégie proposée, le gestionnaire du réseau de distribution est le premier et le dernier décideur. Ce dernier déclenche la stratégie et c'est lui aussi qui prend les dernières décisions pour la réduction de la demande de puissance. De cette façon, on garantit une meilleure gestion du réseau car, d'une part, ce dernier admet une vision globale sur la demande de puissance et les ressources existantes et d'autre part cela permet d'éviter tout risque associé à une mauvaise gestion au niveau des agrégateurs. Permettant ainsi, d'obtenir un optimum global du système. Des récompenses et des incitations financières sont fournies aux différents participants selon leur participation à la réduction des pics de demande de puissance.

CHAPITRE 3 DÉMARCHE DE L'ENSEMBLE DU TRAVAIL DE RECHERCHE ET ORGANISATION GÉNÉRALE DU DOCUMENT INDIQUANT LA COHÉRENCE DE L'ARTICLE PAR RAPPORT AUX OBJECTIFS DE LA RECHERCHE

L'objectif ultime de notre recherche été de trouver une solution pour les pics de demande de puissance pour garantir la bonne distribution de l'énergie pour différents consommateurs.

Un nouveau modèle d'affaire été proposer pour résoudre cette problématique.

L'organisation de ce mémoire est la suivante. La section 4, se présente sous la forme d'un article, qui traitera une stratégie pour la réduction de pic de demande de puissance en considérant un réseau des agrégateurs hétérogène à trois niveaux. L'article décrit aussi les données qu'on a utilisé dans le mémoire. Les principaux résultats sont présentés pour confirmer notre proposition.

CHAPITRE 4 ARTICLE 1: HIERARCHICAL MULTI-LEVEL CONTROL FRAMEWORK WITH A BIDDING SCHEME FOR A NETWORK OF SMART GRID AGGREGATORS

Authors : Sirine Morgene and Hanane Dagdougui

Manuscript submitted to : IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, 2022

Abstract : Load control strategies and demand response mechanisms for smart grids imply significant challenges and innovations due to the large number of participants involved and the rapid evolution of technologies. In this paper, we introduce a new three-level hierarchical scheme with a bidding strategy to control and optimize the distribution of energy a day ahead in a network of aggregators. We propose an efficient bidding strategy that involves different aggregators that act as brokers between the distribution system operator (DSO) and energy consumers. We also incorporate a battery storage system and a solar photovoltaic system as an additional flexibility mechanism to help reduce power demand at the DSO level. Incentives are provided to the aggregators involved for their participation while ensuring end-users' satisfaction and comfort. The results show that the DSO can reduce its total peak power demand by up to 27%.

Keywords : Bidding strategy, Load aggregator, Demand response (DR), Hierarchical control framework, Energy optimization, Electric vehicle optimization and incentives.

4.1 Introduction

Recent advances in smart metering technologies, the implementation of demand response (DR) programs and the complexity involved in utility companies implementing such mechanisms confirms the need to integrate aggregators as a mandatory part of the grid [3].

The main role of the aggregators role is to act as an intermediary between end users and the utility companies [30]. They exploit and manage a set of consumer devices and distributed energy resources to optimize the distribution of energy in the market [3, 30].

In a residential energy management system (EMS), the main goal is to reduce demand while using optimization algorithms and coordination schemes to find the best solution to efficiently schedule electric appliances while using available resources and satisfying the needs of users and their preferences [31]. Lately, there has been significant contributions in the literature addressing new business models, new strategies, and new algorithms to transition to a smarter grid [3]. In [32], the authors develop a DR program for residential load scheduling

to efficiently minimize residential energy costs and daily peak demand. In [33], the authors propose a stochastic programming scheme for demand-side management. Their goal was to manage the aggregated loads in a set of houses by developing an optimal energy consumption scheduler. The authors of [28] propose an artificial neural network application that considers the DR signal to manage power consumption and reduce electricity bills.

A list of EMS aggregator optimization techniques is proposed such as MILP (mixed-integer linear programming), MINLP (mixed-integer nonlinear programming) and MIQP (mixed-integer quadratic programming) [3, 13]. From the aggregator objectives, a set of objective functions are developed that are mainly related to power loss reduction, aggregator revenue maximisation or electricity usage cost reduction [3]. According to [12], there are two possible types of coordination architectures to manage distributed energy resources and loads, namely decentralized and centralized frameworks. Both approaches have advantages and drawbacks. Centralized coordination relies on a central controller that manages and controls the entire system. This structure might provide optimal performance, but it requires a complex communication network that leads to high computational loads and decreased reliability. In contrast, decentralized coordination provides a local solution that is more reliable and does not have a direct communication network. However, this scheme cannot provide a global solution for the whole system [3].

Nowadays, a hierarchical EMS architecture is considered a better compromise between centralized and decentralized structures since it provides high flexibility while respecting the goals and preferences of each participating decision-maker [3, 12]. In a hierarchical EMS, the system can be decomposed into several levels, with each one managing its own resources and having its own optimization problem. The optimal solutions obtained at each level are transmitted to the associated higher level that acts as a central aggregator, analysing and optimizing the results collected from the lower level. While the higher-level controller manages the whole system, it sends a global solution to all local controllers to modify their optimal targets. This hierarchical EMS can be applied for the simultaneous benefit of the DSO, aggregators and consumers. Furthermore, this control architecture affords realistic energy distribution, may increase efficiency and privacy, and potentially may be the best choice for future smart grids [3].

While most related work focus on the residential sector, with a huge number of papers presenting a new grid management structure that includes aggregators, reference [3] presents an interesting literature review for different energy management methods and techniques in different levels of the grid and for different participants. In [34], a hierarchical strategy is proposed to manage energy distribution in the grid. In [15], a bidding strategy is proposed for efficient coordination among several local residential controllers under a central controller.

Reference [35] focused on the management of electric vehicle (EV) charging using a hierarchical architecture. In our literature review, we did not find a business model and a bidding structure that integrate different residential and EV aggregators at the same time. Thus, this paper aims to fill the gap in the literature and proposes a new hierarchical bidding strategy that manages peak demand at the DSO level while including different aggregators. A residential and EV aggregator scheme is presented that integrates renewable resources and a storage system to optimize the distribution of energy in the grid. The key contributions of this work is summarized as follows :

- We introduce a novel multi-level control framework with a bidding scheme that manages the distribution network and helps to reduce peak demand while coordinating demand reduction events between the DSO and several levels of aggregators.
- We formulate a set of unified optimization models for each level of the EMS that has its own constraints and objectives. A flexible bidding strategy is presented that reflects the needs of the grid and the comfort of end users.
- We propose a fair and equitable reward (incentive) mechanism for participating aggregators that is based on their contribution to peak demand reduction.

The rest of the paper is organized as follows. Section 4.2 describes the proposed hierarchical framework. In Section 4.3, we present load demand in the residential sector and its associated problem formulation. In Section 4.4, the EV aggregator and its associated problem formulation are detailed. DSO optimization is described in Section 4.5, and the simulation results are presented in Section 4.6. Lastly, we provide a conclusion in Section 4.7.

4.2 Description of the Proposed Framework

Figure 4.1 shows the structure of the proposed multi-level framework. A set of local residential aggregators (LRAs) are integrated in the distribution network. Each LRA manages a number of residential smart homes and is responsible for developing an energy management strategy to control the associated homes' controllable appliances while minimizing its own peak power demand. A power reduction limit set based on the maximum power consumed per day and a relative price are considered at each LRA. In an upper level, a residential aggregator controls a set of LRAs. This high-level aggregator receives multiple bids and chooses the best combination of bids to minimize its total cost based on each total power reduction. After solving its optimization problem, the residential aggregator submits all bids (i.e., a set of maximum power consumption values for each power reduction, and a relative price for each bid) to the DSO.

Similarly, the DSO receives bids, which consist of a set of maximum peak demand reduction values and a relative price for each bid, from the EV aggregator. Afterwards, the DSO solves its optimisation problem to reduce the total power demand while minimizing the total cost of operation by selecting the best combination of bids from the EVs and the residential aggregator.

After dealing with the bidding strategy, the DSO optimizes and manages the distribution of power using a solar photovoltaic system as a power-producing system and a battery storage system to help reduce power demand during the day.

4.3 Load Demand in the Residential Sector and its Related Problem Formulation

In this section, the appliance and optimization models for the residential aggregator are detailed. The residential aggregator's goal is to choose the best bids among those received from the LRAs and make a final decision before sending results to the DSO.

4.3.1 Local Residential Aggregator

It is assumed that each LRA has access to the local home occupants' preferences. The LRA schedules controllable appliances such as thermostatically controllable loads a day ahead.

Load and Appliance Modelling

Residential smart homes are important players in DR programs and particularly peak reduction/shaving strategies. Hence, it is important to detail the operational features of appliances, including user preferences for each type of device. In our work, we divide residential loads into two groups [36] :

- **Controllable loads** : These include residential loads such as air conditioners, space heaters and clothes washers. These loads' operation may be shifted or interrupted by the LRA. Also, these loads provide the most flexibility, since they are considered the major power-consuming devices in residential homes.
- **Uncontrollable loads** : These include various devices, such as refrigerators, TVs, and lighting systems, whose operation cannot be shifted or managed by the LRA. These loads require a continuous and uninterruptible power supply.

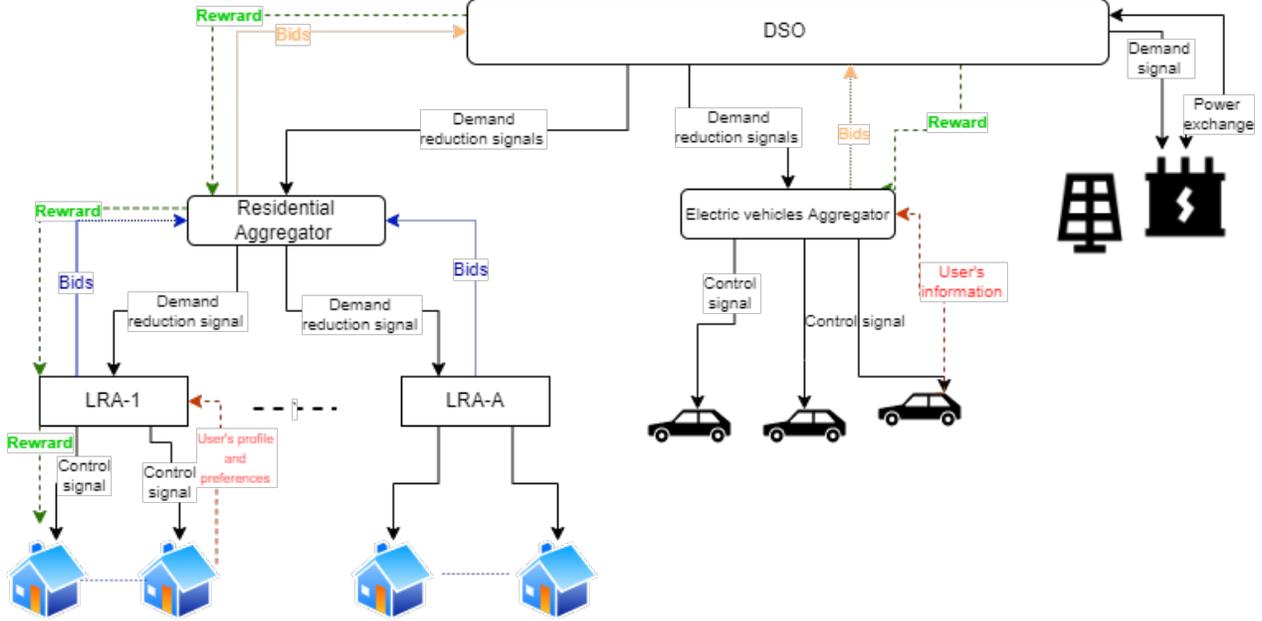


Figure 4.1 Diagram of the proposed hierarchical control structure

Local Residential Aggregator Problem Formulation

This part, considers a residential market consisting of a residential aggregator managing a set of LRAs denoted as $\tilde{A} = \{1, \dots, A\}$, where each one is associated with a set of homes, as presented in Fig. 1. All the entities identified are rational and participate in the market on a contractual basis. Also, we assume that residential energy consumers can be related to only one LRA. The proposed work is based on the day-ahead market, and we divide the day time horizon T into Δt equal periods.

Let us consider N_a homes associated with LRA $a \in \tilde{A}$, where we assume each home $i \in \{1, \dots, N_a\}$ contains a set of multiple controllable appliances. Each controllable load $j \in \{1, \dots, N_i\}$ associated with home i is directly controlled by binary decision variables denoted by $x_{ij}(t)$, where $x_{ij}(t) = 1$ if appliance j associated with client (or home) i is operating during time slot t and $x_{ij}(t) = 0$ otherwise.

Each LRA coordinates the controllable appliances in its associated residential community while considering residential energy consumers' preferences (device use starting time, duration and finishing time) [5]. The HVAC system in a house is controlled by the house's indoor temperature. In this paper, it is assumed that each of the N_a houses associated with the same LRA a contains a similar electrical HVAC system having a similar operational power (P^{hvac}). The discrete-time difference equation is used to model the HVAC system in each

house i [37].

$$T_i^{hvac}(t + \Delta t) = \alpha_i T_i^{hvac}(t) + (1 - \alpha_i)(T_i^{amb}(t) - ((R_i \eta_{cooling} P_i^{hvac} y_i(t))(1 - I_i^{mode}(t)) + (-R_i \eta_{heating} P_i^{hvac} y_i(t))(I_i^{mode}(t)))) \quad (4.1)$$

where

- C_i is the thermal capacity of the HVAC system (kWh/°C)
- α_i is the system inertia of each HVAC system
- R_i is the thermal resistance of the HVAC system (°C/kW)
- $\eta_{cooling}$ is the efficiency of HVAC systems in cooling mode
- $\eta_{heating}$ is the efficiency of HVAC systems in heating mode
- T_i^{amb} is the ambient temperature (°C)
- P_i^{hvac} is the power consumption of each HVAC

In this model, when the ambient temperature T_i^{amb} is below a predefined temperature limit, $I_i^{mode}(t) = 1$ and it implies that the HVAC system is operating in heating mode. However, when $I_i^{mode}(t) = 0$, it implies that cooling mode is activated. It is worth mentioning that $I_i^{mode}(t)$ is not a decision variable and is used mainly to distinguish between cooling and heating modes. Each LRA attempts to maintain the temperature within a particular range fixed by each energy consumer $[T_{i,min}^{hvac}, T_{i,max}^{hvac}]$.

$$T_{i,min}^{hvac} \leq T_i^{hvac}(t) \leq T_{i,max}^{hvac} \quad (4.2)$$

$$\alpha_i = e^{(-\Delta t / C_i R_i)} \quad (4.3)$$

$$P_{i,min}^{hvac} \leq P_i^{hvac} y_i(t) \leq P_{i,max}^{hvac}, \quad (4.4)$$

where $y_i(t)$ is the status of the HVAC system of house i at time slot t :

$$y_i(t) = \begin{cases} 1 & \text{HVAC system of the } i\text{th house at } t \text{ is ON} \\ 0 & \text{HVAC system of the } i\text{th house at } t \text{ is OFF} \end{cases}$$

In summary, when the day-ahead energy market is open and the DSO sends its power demand reduction requests, the residential aggregator sends signals to each LRA to submit their bids and to participate in the power reduction program. Each LRA solves its own local MILP problem for various demand reduction values (i.e., different power reduction limits) to generate its list of possible bids. We assume that LRA a generates B_a bids while keeping its aggregated power consumption between 75% and 100% of its maximum power demand

P_a^{Max} , with a step change of 5%. In addition, each bid submitted is correlated with a monetary reward corresponding to a certain amount of demand reduction. To illustrate the LRA bidding strategy, let us consider LRA a preparing B_a bids. Each proposed bid $b \in B_a$ is coupled with a monetary reward corresponding to the proposed optimal maximum demand power P_a^b for each power limit $P_{Limit,a}^b$.

For the first bid, LRA a reduces the power consumption of its aggregated customers and prepares the bid (REW_a^1, P_a^1) . Similarly, after the first optimization, LRA a prepares the rest of the B_a-1 bids and submits the B_a bids $\{(REW_a^1, P_a^1), \dots, (REW_a^s, P_a^s), \dots, (REW_a^{B_a}, P_a^{B_a})\}$ to the residential aggregator. In the case that the residential aggregator informs LRA a that bid s (REW_a^s, P_a^s) was selected from among the bids it submitted, LRA a 's power demand limit is P_a^s . LRA a then sends a control signal to each controllable appliance based on bid s .

The optimization problem solved at the level of each LRA can be expressed as follows :

$$\min_{x_{i,j}(t), y_i(t)} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_a} \sum_{j=1}^{N_i} P_{i,j} x_{i,j}(t) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_a} P_i^{hvac} y_i(t) \quad (4.5)$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_{i=1}^{N_a} \sum_{j=1}^{N_i} P_{i,j} x_{i,j}(t) + \sum_{i=1}^{N_a} P_i^{hvac} y_i(t) + P^{Base}(t) \leq P_{Limit,a}^b \quad (4.6)$$

$$x_{i,j}(t) \leq Pref_{i,j}(t), \forall i = 1, \dots, N_a, \forall j = 1, \dots, N_i, \forall t \in T \quad (4.7)$$

$$\sum_{t=1}^T x_{i,j}(t) = n_{i,j}, \forall i = 1, \dots, N_a, \forall j = 1, \dots, N_i \quad (4.8)$$

$$T_{i,min}^{hvac} \leq T_i^{hvac}(t) \leq T_{i,max}^{hvac}, \forall i = 1, \dots, N_a, \forall t \in T \quad (4.9)$$

Eq. (4.6) guarantees that the aggregated power consumption of the residential power consumers does not outpace the power limit set. Hence, $P^{Base}(t)$ represents the aggregated power consumption of all the LRA's non-controllable appliances at time slot t . $P_{i,j}$ represents the power consumed by controllable appliance j in house i . Eq. (4.7) guarantees that all controllable loads are operated in the preferred period of time set by the consumer. Eq. (4.8) ensures that the device is operated within a fixed number of periods per day; this information is provided by each house on a daily basis. Eq. (4.9) guarantees that the HVAC system operates within the temperature range set in each house.

To generate the bids, each LRA a calculates the reward for each bid b in accordance with Eq. (4.10) :

$$REW_a^b = P_{Day}(P_a^{Max} - P_a^b) \quad (4.10)$$

where P_{Day} is the reward rate (\$/kW), P_a^{Max} is the maximum power demand of LRA a , and

P_a^b is the optimal maximum power demand for bid b submitted by LRA a .

Residential Aggregator Problem Formulation

Based on the explanations provided in the previous section, once the residential aggregator has received the bids from all LRAs, it generates K bids while keeping its total power consumption between 85% and 100% of its maximum power demand, with a step change of 5%. Each bid generated is associated with a reward corresponding to a certain amount of demand reduction. For each power limit $P_{Limit,RES}^k$, a MILP problem is solved to choose the best combination of bids submitted by the LRAs while minimizing the total reward paid and achieving the demand reduction required for each power reduction limit $P_{Limit,RES}^k$.

To illustrate the residential aggregator's bid selection process, let us consider a residential aggregator with two LRAs (V and W). Assuming that each LRA submits B bids, i.e., $\{(REW_V^1, P_V^1), (REW_V^2, P_V^2), \dots, (REW_V^B, P_V^B)\}$ and $\{(REW_W^1, P_W^1), (REW_W^2, P_W^2), \dots, (REW_W^B, P_W^B)\}$. For each power limit $P_{Limit,RES}^k$, the residential aggregator selects the optimal bid for each LRA while minimizing the reward. Let us suppose that the optimal bids selected are bid m for LRA V (REW_V^m, P_V^m) and bid n for LRA W (REW_W^n, P_W^n). Next, the residential aggregator sends the selected bids (P_V^m for LRA V and P_W^n for LRA W) and their associated rewards (REW_V^m for LRA V and REW_W^n for LRA W) to the LRAs [15].

The residential aggregator's optimization problem is expressed as follow :

$$\min_{z_a^b} \sum_{a=1}^A \sum_{b=1}^{B_a} REW_a^b z_a^b \quad (4.11)$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_{b=1}^{B_a} z_a^b = 1, \forall a \in \tilde{A} \quad (4.12)$$

$$\sum_{a=1}^A \sum_{b=1}^{B_a} P_a^b z_a^b \leq P_{Limit,RES}^k. \quad (4.13)$$

Here, REW_a^b is the optimal reward for bid b sent by LRA a and z_a^b is a binary decision variable in reference to bid selection.

$$z_a^b = \begin{cases} 1 & \text{if bid } b \text{ of LRA } a \text{ is selected} \\ 0 & \text{otherwise.} \end{cases}$$

where P_a^b is the optimal maximum power demand of bid b proposed by LRA a , and $P_{Limit,RES}^k$

is the total power limit for the residential aggregator's bid k . To guarantee fairness, Eq. (4.12) ensures that only one bid is selected from each LRA. Eq. (4.13) guarantees that, for each bid k , the total maximum power consumption of all the residential power consumers under all the LRAs does not exceed the prescribed total power limit $P_{Limit,RES}^k$.

4.4 Electric Vehicle Aggregator (EVA) and its Related Problem Formulation

In this section, we present the EV aggregator (EVA)'s scheduling optimization problem. We suggest an aggregator that manages EV charging fleets. The aim is to integrate EVs in power demand reduction, as they afford the grid flexibility. We propose to model EV charging as a constrained optimization problem in which the EVA manages the charging of the EVs that are connected to charging infrastructure [38]. We assume that the EVs' charging power is fixed. We denote the hourly index as h , with $h \in \Omega$, where $\Omega = \{1, 2, \dots, H\}$. We suppose that we have L EVs, for each $l \in \{1, \dots, L\}$ the charging power is expressed as $P_{born,l}$. We suppose that an EV is not necessarily charging the entire time it is connected to a charging station. Indeed, customers can leave their vehicle connected even if it is fully charged. We introduce v_l^h , which is a binary variable that indicates if the vehicle l charges during period h .

$$v_l^h = \begin{cases} 1 & \text{if vehicle } l \text{ charges during period } h \in \Omega \\ 0 & \text{otherwise.} \end{cases}$$

We also introduce w_l^h which is a binary variable that indicates the vehicle resumes charging during period h . It indicates whether EV l resumes charging during period h if it was not charging during time slot $h - 1$.

$$w_l^h = \begin{cases} 1 & \text{if vehicle } l \text{ resumes charging during period } h \in \Omega \\ 0 & \text{otherwise.} \end{cases}$$

To reduce the charging disruption so as to not destroy the battery, we limit the number of charging interruptions during the entire vehicle charging time. We integrate a number of charging periods, nb_l , that indicates the total number of periods needed to charge vehicle l with the desired energy (90% of its maximum capacity). The EVA's objective function is to minimize the power consumption based a set of power limit values (U), where, for each bid u , the EVA solves the above MILP problem using each power limit value $P_{Limit,EV}^u$ to find

the optimal charging schedule for the EVs.

$$\min_{v_l(h)} \sum_{l=1}^L \sum_{h=1}^H P_{born,l} v_l(h) \quad (4.14)$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_{l=1}^L P_{born,l} v_l(h) \leq P_{Limit,EV}^u, \forall h \in H \quad (4.15)$$

$$\sum_{h=1}^H v_l(h) = nb_l, \forall l \in L \quad (4.16)$$

$$v_l(h) \leq e_l(h), \forall h \in H, \forall l \in L \quad (4.17)$$

$$w_l(h) \geq v_l(h) - v_l(h-1), \forall h \in H, \forall l \in L \quad (4.18)$$

$$\sum_{h=1}^H w_l(h) \leq Nb_{Break,max}, \forall l \in L. \quad (4.19)$$

Eq. (4.15) expresses the power limit value for each bid u , while Eq. (4.16) ensures that vehicle l will be charged considering the number of periods required to achieve the SOC_l^{final} , which is the desired state of charge of the EV l at the end of the charging process. Eq. (4.17) ensures that EV is connected to the charging terminal while charging, and $e_l(h)$ is a binary variable that indicates whether or not vehicle l is connected to the charging terminal. Eq. (4.18) is used to calculate the number of times charging is interrupted so that the number of charging interruptions is limited as mentioned in Eq. (4.19). We calculate the reward for each bid u for power limit $P_{Limit,EV}^u$ using Eq. (4.20) :

$$RW_{EV}^u = P_{Day}(P_{EV}^{Max} - P_{EV}^u) \quad (4.20)$$

where P_{Day} is the daily reward rate (\$/kW), P_{EV}^{Max} is the EVA's maximum power demand for each day, and P_{EV}^u is the optimal maximum power demand determined for bid u .

4.5 DSO Optimization Problem

4.5.1 DSO Bidding Strategy

Based on the explanations provided in the previous sections, the DSO's goal is to select the optimal bids from among those submitted by the EV and the residential aggregators while reducing the daily maximum power demand. Once the DSO receives bids from the EVA and the residential aggregator, it runs a mathematical model to select the optimal power distribution strategy. We suppose that the aggregators have a limited time to submit their

bids and therefore have the option to not participate in the bidding strategy when they cannot afford flexibility or are not willing to participate. In this case, the aggregator will not be rewarded.

$$\min_{\alpha_{RES}^k, \beta_{VE}^u} \sum_{k=1}^K \alpha_{RES}^k RW_{RES}^k + \sum_{u=1}^U \beta_{VE}^u RW_{EV}^u \quad (4.21)$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_{k=1}^K \alpha_{RES}^k = 1 \quad (4.22)$$

$$\sum_{u=1}^U \beta_{VE}^u = 1 \quad (4.23)$$

$$\sum_{k=1}^K \alpha_{RES}^k P_{RES}^k + \sum_{u=1}^U \beta_{EV}^u P_{EV}^u \leq P_{Limit}. \quad (4.24)$$

Here, RW_{RES}^k is the optimal reward for the residential aggregator for bid k based on the residential optimal maximum power demand P_{RES}^k , and α_{RES}^k is a binary decision variable that corresponds to choosing (or not) the residential aggregator's bid k . Similarly, for the EVA, RW_{EV}^u is the optimal reward for bid u and P_{EV}^u is the EVA's related optimal maximum power demand. P_{Limit} is the maximum total power demand set by the grid, which presents the total power limit for both aggregators. Eq. (4.22) ensures that the DSO chooses only one bid from the residential aggregator, and Eq. (4.23) ensures it chooses only one bid from the EVA. Eq. (4.24) guarantees that the total power consumption of all consumers under both aggregators is below the prescribed power demand limit. In the end, the DSO makes a couple of decisions related to the bids selected for the EVA and the residential aggregator.

4.5.2 DSO Grid Power Balance

In this work, we integrate a battery energy storage system (BESS) and a photovoltaic (PV) plant to better optimize the distribution of power while minimizing total operating costs and smoothing the power load curve. It is worth mentioning that PV systems can improve grid reliability to better manage energy consumption and meet energy efficiency guidelines [25]. However, the main disadvantage of using a PV system is its intermittent nature, so including a BESS is very important to ensure the grid is efficient.

Objective Function

The DSO's aim is to use its resources to satisfy demand and smooth the electric grid curve.

$$\text{Minimize } \sum_{t=1}^T \text{Price}(t)(P_g(t) + P_{PV}(t) + P_{Disch}(t) + P_{Char}(t)) \quad (4.25)$$

where

- $P_g(t)$ is the amount of power purchased from the electric grid at time slot t
- $P_{PV}(t)$ is the amount of power provided by the PV installation at time slot t
- $P_{Disch}(t)$ is the power discharged at time slot t
- $P_{Char}(t)$ is the power charged at time slot t
- $\text{Price}(t)$ is the day-ahead market price at time slot t

Demand-Supply Balance Constraint

Eq. (4.26) presents the power balance in the DSO :

$$P_{Optimal}(t) = P_g(t) + P_{PV}(t) + P_{Disch}(t) - P_{Char}(t) \quad (4.26)$$

where $P_{Optimal}(t)$ is the grid's power demand after applying the optimal bidding strategy and choosing the optimal power consumption values for the integrated residential and EV aggregators.

BESS Modeling

The BESS can be charged using excess power produced by the PV system or the main grid. The BESS's charging and discharging strategies depend on day-ahead prices, the grid power balance and the technical constraints of the batteries. Eqs.(4.27)-(4.31) illustrate the BESS's charging constraints [39].

$$SOC(t + \Delta t) = SOC(t) + \eta_{Char}P_{Char}(t) - \frac{P_{Disch}(t)}{\eta_{Disch}} \quad (4.27)$$

where $SOC(t)$ is the state of charge of the BESS at time slot t , and η_{Char} and η_{Dech} are the BESS's charging and discharging efficiencies, respectively. To protect the BESS, we assume that its state of charge (SOC) satisfies the limit constraint, which implies that it falls between the batteries' upper and lower charge limits :

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (4.28)$$

otherwise the BESS's charging and discharging rates are constrained :

$$P_{Char}(t) \leq P_{Char,Max} I_{Char}(t) \quad (4.29)$$

$$P_{Disch}(t) \leq P_{Disch,Max} I_{Disch}(t) \quad (4.30)$$

$$I_{Char}(t) + I_{Disch}(t) \leq 1 \quad (4.31)$$

where $P_{Charg,Max}$ and $P_{Disch,Max}$ are the maximum power charged and discharged, respectively. An inequality constraint is formulated in Eq. (4.31) to avoid charging and discharging the battery at the same time, with $I_{Char}(t)$ equal to 1 when the BESS is charging and 0 otherwise and $I_{Disch}(t)$ equal to 1 when it is discharging and 0 otherwise.

Grid Power Supply Constraint

We integrate a power supply limitation to smooth the grid power supply curve at instant t and reduce the variation of the curve when using the BESS and PV generation. We assume that this power should be within the average optimal power demand range. This constraint (4.32) is very important because it reduces the fluctuation in the power supplied to the grid,

$$P_g(t) \leq P_{Optimal}^{Mean}(t), \quad (4.32)$$

where $P_{Optimal}^{Mean}(t)$ is the mean of the optimal power demand of the residential and EV aggregators' communities, which is generated after the bidding strategy is chosen.

4.6 SIMULATION STUDIES AND RESULTS

4.6.1 Data Preparation

We assume that each LRA's community is composed of mid-size homes, with each home having a set of loads as mentioned in Table 4.1.

While we could not afford to obtain real data to run the proposed control framework with, the aim of this analysis was to generate a power consumption profile for each home and each LRA. We generated a set of data using MATLAB functions :

- Duration of operating for each device : A fixed number of periods of use for each device, between zero (not using the device) and the maximum number of hours of operation for the type of load in question.
- Device use starting time : When a residential customer can start using the device.

- The finishing time of using each device : When the residential customer stops using the device.

4.6.2 LRA Results

In this paper, we simulate the model for a one-day horizon with a temporal resolution of 30 minutes. Else we supposed that we have 5 LRAs. Each LRA is supposed to manage 10 houses having the appliances and preferences mentioned in Table 4.1. Figure 4.2 shows the power consumption generated for different LRAs using initial conditions and a set of appliances for each house as explained previously.

We chose to use the second LRA (LRA-2), which manages 10 homes, to explain the different bids an LRA may submit during a bidding event. We assume that this LRA generates its bids while referring to the real aggregated power demand and keeping its total power consumption between 75% and 100% of its maximum power demand, with a step change of 5%, as shown in Table 4.2 . Each LRA should submit to the residential aggregator a maximum of 6 bids, including a zero-power reduction bid. As presented in Table 4.3, the first bid proposes zero reward for a zero-power reduction. In this case, LRA-2 is not selected for demand reduction, although it is assumed that the maximum power reduction this aggregator can afford is 15%, which costs \$49.18 for a 7.8 kW peak demand reduction. LRA-2's minimum and maximum rewards are \$0 and \$49.18, respectively. LRA-2's total power demand curves before DR and after DR for three power reduction limits are presented in Figure 4.3. The red line represents LRA-2's real power demand before DR events, and the black line shows its daily maximum power demand. Figure 4.3 shows that the power demand of the three power reduction curves is reduced significantly from 11 AM until 5 PM and that the temperature increases during that time, which correlates with turning off power-hungry HVAC systems.

4.6.3 Residential Aggregator Results

After receiving all the bids from the LRAs, the residential aggregator runs its optimization model to choose the best bid for each LRA to reduce the total cost while assuming that total power demand is between 85% and 100% of its total peak power demand, with a step change of 5%. The aim is to generate a list of bids to be sent to the DSO. Table 4.4 shows the results of the simulations for each power reduction rate. For example for the 10% reduction rate, the residential aggregator will choose the 5%, 0%, 5%, 20%, and 20% reductions for the five LRAs respectively. In this case, the aggregated maximum power demand is reduced from 244.16 kW to 202.16 kW and the cost is estimated to be \$237.25. Figure 4.4 shows the aggregated power demand for each power reduction step change (ie., 0%, 5%, 10%, 15%).

Table 4.1 Appliance data

Residential Loads	Rated Power [kW]	Number of Hours Used	Load Type
Water heater	2	5	Controllable
Dishwasher	1.4	4	Controllable
Washing machine	0.7	1	Controllable
Clothes dryer	1.5	1	Controllable
HVAC system	3	-	Controllable
TV	0.2	2	Uncontrollable
Lighting-1	0.02	2	Uncontrollable
Lighting-2	0.02	2	Uncontrollable
Refrigerator	2	24	Uncontrollable
Microwave	0.8	0.5	Uncontrollable
Oven	2	2	Uncontrollable
Coffee maker	0.4	0.5	Uncontrollable
Lighting-3	0.02	2	Uncontrollable
Lighting-4	0.02	2	Uncontrollable
Lighting-5	0.02	2	Uncontrollable
Laptop	0.1	3	Uncontrollable

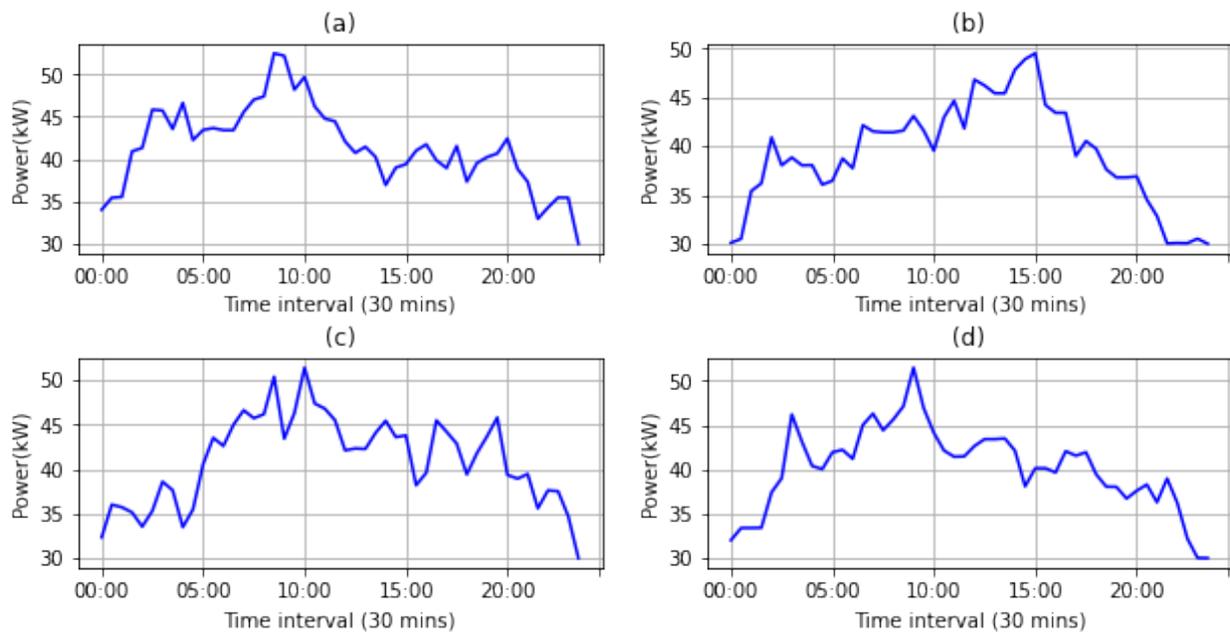


Figure 4.2 Power demand for different LRAs

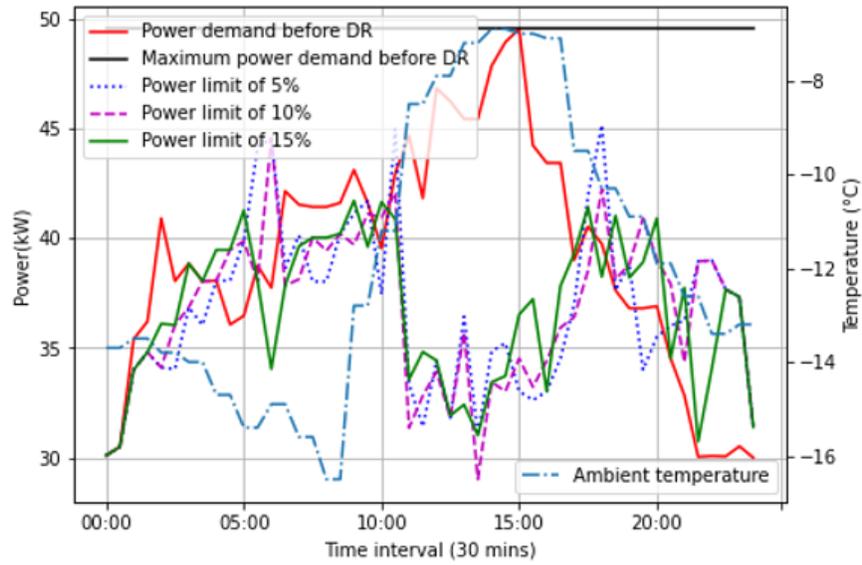


Figure 4.3 Power demand for LRA-2

Table 4.2 Maximum power limits for the bids proposed by a set of LRAs

	LRA-1	LRA-2	LRA-3	LRA-4	LRA-5
0%	52.50	49.52	51.44	52.50	51.50
5%	49.87	47.04	48.86	49.87	48.92
10%	47.25	44.56	46.29	47.25	46.35
15%	44.62	42.09	43.72	44.62	43.77
20%	42.00	39.61	41.15	42.00	41.20
25%	39.37	37.14	38.58	39.37	38.62

Table 4.3 Optimal maximum power demand for the bids proposed by a set of LRAs

	LRA-1	LRA-2	LRA-3	LRA-4	LRA-5
0%	52.50	49.52	51.44	52.50	51.50
5%	40.50	45.14	46.62	40.50	45.24
10%	42.74	44.54	42.74	42.74	42.80
15%	43.60	41.70	42.52	43.60	43.02
20%	41.90	49.52	40.74	41.90	41.20
25%	39.20	49.52	51.44	39.20	51.50

Table 4.4 Results for the set of reduction limits

Reduction Rate (%)	LRA-1	LRA-2	LRA-3	LRA-4	LRA-5	Maximum Power Demand (kW)	Bid Cost (\$)
0%	0%	0%	0%	0%	0%	244.16	0
5%	0%	0%	5%	5%	10%	216.16	160.52
10%	5%	0%	5%	20%	20%	202.16	237.25
15%	25%	5%	10%	25%	20%	199.54	314.37

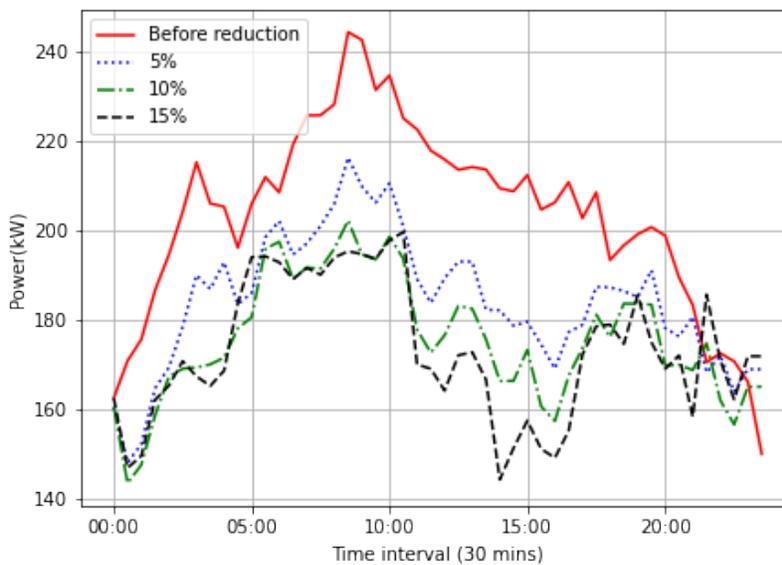


Figure 4.4 Power demand of the residential aggregator

4.6.4 EVA Results

The data collected for the proposed optimization model was processed to facilitate implementing the related optimization problem. We generated a random battery charge state at the start of the connection ($SOC_i^{initial}$). This state is a random value between 10% and 50%. We used these two values since the vehicles that arrive at terminals need to be charged. Also, we integrate a random desired state of charge at the time the user departs the terminal (SOC_i^{final}). This random number is between 80% and 90%. We use the vehicle and charging station capacities, $SOC_i^{initial}$ and SOC_i^{final} to generate the time period required to allow the battery to reach the desired level of charge. We carry out simulations of 24-hour-ahead operation of a set of charging stations with a temporal resolution of 5 minutes. We use data from Hydro-Québec as input for the EVA resolution problem, and we generate the charging profile for 45 electric vehicles. Figure 4.5 shows the time evolution of the aggregated charging power with a 40% power reduction limit. In this study, 9 bids are sent to the DSO (ranging from 0% to 40% reduction with a step change of 5%). The maximum power demand without DR is 54.72 kW. Table 4.5 shows the optimization results for each power reduction and the cost associated with each bid to be sent to the DSO for bid and reward selection.

4.6.5 DSO Results

It is important to highlight that the DSO's maximum power demand is 272.96 kW. Its aim is to select bids that help reduce this maximum power while also reducing the total cost. The results show that the optimal combination is a 5% reduction among the residential community (the residential aggregator's second bid) and a 10% reduction by the EV aggregator (the third bid from EVA). This first optimization helps to reduce the maximum power by 28.92 kW, representing a reduction of 11% of the total maximum power demand.

After choosing the previous bid, the PV installation (75 kW) and BESS (150 kWh) are used to apply a peak shaving strategy. The aim is to smooth the DSO's power supply curve. Figure 4.6 shows a reduction of 45.83 kW, which means that the BESS and PV panels reduce the maximum demand by 17%.

The proposed strategy achieves a total power reduction of 74.75 kW, representing a reduction of 27% of the total maximum power demand.

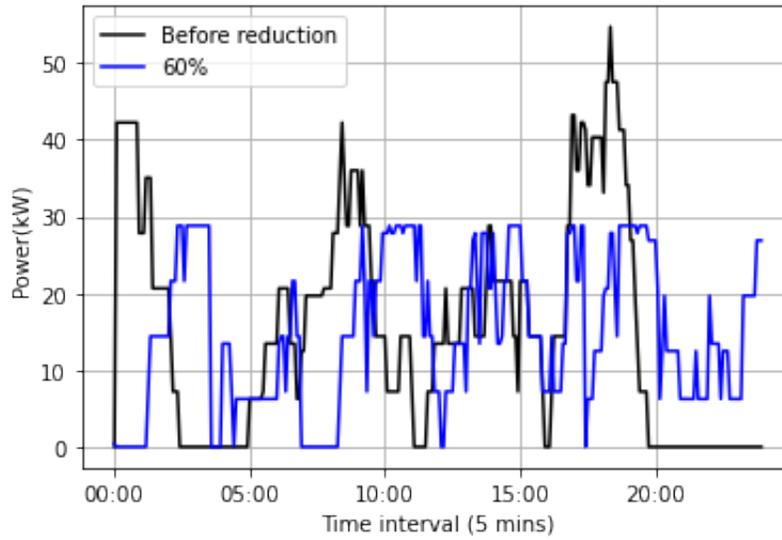


Figure 4.5 Power demand of the EV aggregator at 60% of its maximum power limit

Table 4.5 Optimal maximum power demand for the bids proposed by the EVA

Reduction Rate (%)	Power Limit (kW)	Maximum Power Demand (kW)	Reduction Cost (\$)
0%	-	54.72	0
5%	51.98	50.40	27.17
10%	49.24	43.20	72.46
15%	46.51	43.20	72.46
20%	43.77	43.20	72.46
25%	41.04	36.00	117.74
30%	38.30	36.00	117.74
35%	35.56	35.04	123.78
40%	32.83	28.80	163.03

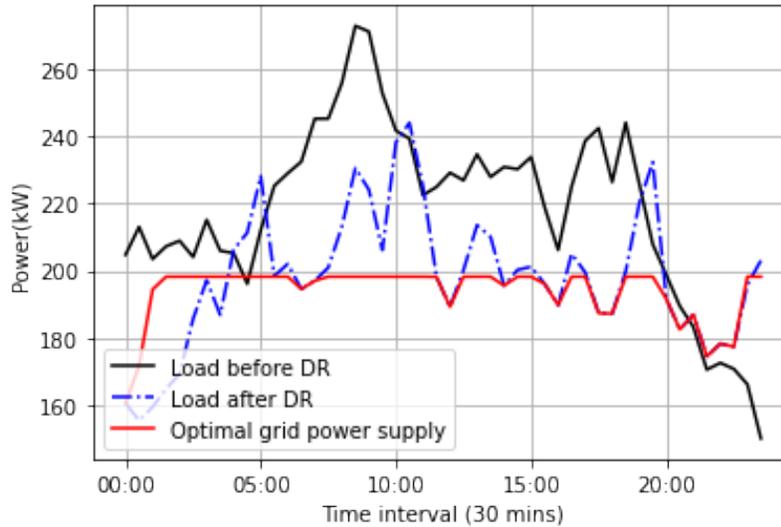


Figure 4.6 Grid power supply curves

4.7 Conclusion

This paper presents a new three-level hierarchical bidding framework for DSO management that includes different aggregators. The proposed hierarchical framework ensures the participation of different energy consumers. From the consumers' and aggregators' perspectives, it is easy to participate to this bidding strategy. Moreover, the participants earn a monetary reward depending on their degree of participation in power reduction. The DSO earns an attractive amount while applying this strategy and will try to access more aggregators to gain more flexibility. For future works, we plan to integrate a non-unified daily reward rate, which will lead to each aggregator trying to present a reasonable bid to ensure their bid is chosen and rewarded, and will encourage competition between participants.

CHAPITRE 5 DISCUSSION GÉNÉRALE

Ce chapitre décrit les résultats rapportés dans cette recherche. Le chapitre suivant décrit les limites constatées et les points à améliorer.

Ce mémoire présente un article qui se divise en deux parties :

Le premier volet présente un modèle d'affaire développé pour gérer la distribution d'énergie en considérant un réseau des agrégateurs hétérogènes. Où, on a appliqué un programme de réponse à la demande basé sur une stratégie d'appel d'offre sur une journée à l'avance (Day-Ahead). Dans laquelle, on a eu recours à la modélisation linéaire pour réduire la complexité du problème dans les différents niveaux.

Une première partie se concentre sur la génération des données résidentielles. On a essayé d'être plus réaliste en générant des données reflétant la consommation résidentielle réelles. Où, les puissances des différentes charges résidentielles se réfèrent aux données présentes dans le site de Hydro-Québec. Ainsi, on a su collecter les préférences de consommation (i.e. le nombre de période de fonctionnement de chaque charge) cela a permis de créer des profils réalisables. Les températures à l'intérieur de chaque maison sont choisis entre un intervalle bien défini par chaque client. En effet, pour chaque maison, la température minimale varie entre 16°C et 20°C et la température maximale ne dépasse pas les 25°C. Les clients ayant une marge de variation de température contribuent mieux à la réduction de la puissance, vu que cette flexibilité aide les agrégateurs résidentiels locaux à contrôler et optimiser mieux la demande de puissance au niveau de chaque résidence. Cette stratégie a permis de réduire la demande résidentielle jusqu'à 15% de sa puissance maximale.

Les résultats d'optimisation au niveau de l'agrégateur des EVs confirment la possibilité d'appliquer cette stratégie vu qu'on a pu réduire le pic de demande de puissance jusqu'à 40% de la puissance maximale demandée. Les résultats d'optimisation à ce niveau ont montré que cette stratégie d'appel d'offre peut contribuer à une réduction importante de la demande de pointe. L'augmentation des nombres de véhicules augmente la fiabilité de cette stratégie car cela augmente la flexibilité pour l'optimisation de chargement de la flotte des véhicules.

Une remarque concernant les différentes offres proposées par le EVA, les résultats d'optimisation montrent qu'il y'avait une redondance des offres, c.-à-d. des offres ayant la même puissance maximale et le même coût de l'offre. En effet, en réalité il s'agit des planifications des chargement différentes, mais la puissance maximale demandée est la même puissance. Donc, même si s'agit du même offre mais pas la même planification de chargement.

Les résultats globaux montrent que cette stratégie donne des résultats jugés intéressants. En effet, en analysant les différents résultats de recherche appliqués sur un réseau des agréga-

teurs, on a remarqué qu'il y'avait toujours un problème de rebond de pic de puissance, ce qui ont donné l'idée de trouver une solution en intégrant cette nouvelle stratégie. Pour valider la fiabilité de notre installation, on a appliqué notre proposition sur un ensemble de 5 agrégateurs résidentiels, où chaque agrégateur contrôle 10 maisons intelligentes. Un agrégateur des véhicules électriques considère qui gère le chargement optimal de 45 véhicules électrique. Pour cette première étape on a pu réduire le pic de demande de puissance globale de 11%, cette stratégie est considérée fiable car on n'avait pas un rebond de pic en comparant aux autres recherches similaires. Priti Paudyal *et al.* [15] leur proposition qui présente seulement des consommateurs résidentiels, leur proposition a permis de réduire le pic de la demande de puissance de 6 % pendant les heures de pointe. Cependant leurs résultats montrent un rebond de pic.

L'avantage de cette stratégie qu'elle peut être appliquée à différentes échelles. En effet, on peut l'appliquer au niveau d'une agglomération et on peut même l'appliquer au niveau d'une ville. Dans le cas réel, si on considère l'appliquer sur la ville de Montréal, les LRAs vont être un ensemble des compagnies privées considérées comme agrégateurs résidentiels, pour l'agrégateur des EVs on peut le considérer comme le gestionnaire des bornes de recharge de la ville (On peut même proposer différents agrégateurs des EVs). Ainsi le DSO, dans ce cas, est Hydro-Québec, le gestionnaire de réseau de distribution à Montréal.

Le deuxième volet consiste à intégrer un système de stockage est une installation photovoltaïque pour fiabiliser et sécuriser la distribution de l'énergie pour les différents consommateurs. Dans cette phase une distribution optimale des ressources distribue permettant la réduction de pic de demande de puissance. Une optimisation classique pour la distribution de ressources, on a ajoutée une contrainte sur la puissance livrée par le réseau électrique, on a essayé de créer une courbe lisse pour réduire les fluctuations de distribution d'électricité, où on a intégré une puissance moyenne de la demande qui limite la puissance livrée par le réseau.

CHAPITRE 6 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

6.1 Synthèse des travaux

Ces travaux de recherche ont permis de développer une nouvelle approche de gestion du réseau électrique permettant d'intégrer les agrégateurs en tant que pilier pour la distribution efficace de l'énergie dans le réseau électrique. Ainsi, cette architecture hiérarchique a permis de développer un compromis entre la gestion centralisé et décentralisé et de fiabiliser le partage des informations entre les différentes entités du réseau électrique. Cette étude est orientée autour de trois objectifs, à savoir, la réduction des demandes de pointe, l'intégration d'un ensemble d'agrégateurs homogènes et indépendants sous la coordination d'un seul décideur afin de garantir une meilleure distribution de l'électricité et finalement l'intégration des ressources renouvelables comme moyen de flexibilité additionnel pour la réduction de demande de puissance dans le réseau. Cette architecture a été appliqué sur un ensemble de cinq agrégateurs résidentiels locaux contrôlant chacun 10 maisons intelligentes et un agrégateur pour la flotte des véhicules électrique qui, à son tour contrôle un ensemble de 45 véhicules électriques.

La première étape consiste à introduire les notions de base de la gestion et de l'optimisation dans les maisons intelligentes, les véhicules électriques et les agrégateurs du réseau électrique. Les résultats de recherches les plus pertinentes ont été présenté. Un article a été ensuite rédigé qui résume le travail réalisé tout au long de cette maîtrise. Cet article présente également le processus de génération des données de consommation suivi d'un développement du modèle mathématique et une présentation et analyse des résultats considérés intéressants.

Cette conclusion présente les principales limitations associées à notre proposition, pour finalement énoncer de nouvelles perspectives de recherche.

6.2 Limitations de la solution proposée et améliorations futures

La stratégie de gestion de l'énergie développée dans ce mémoire est sujette à des limitations. Cette architecture a été appliqué sur un ensemble de 5 agrégateurs résidentiels locaux contrôlant chacun 10 maisons intelligents, ainsi, qu'un agrégateur pour la flotte des véhicules électriques qui contrôle un ensemble de 45 véhicules.

Dans notre cas, la plupart des données (heures d'opération des appareils, températures de consignes, etc.) sont générées aléatoirement, en considérant les caractéristiques techniques de plusieurs appareils électroménagers. Par ailleurs, malgré les bons résultats de notre proposi-

tion, on pense fortement qu'il serait plus pertinent d'utiliser des données réelles de consommation permettant de bien analyser le comportement des consommateurs afin de gérer efficacement la gestion de l'énergie et la réduction de la demande de pointe. En effet, ces données serviront à mieux capturer les comportements à différent niveau afin d'améliorer la distribution de l'électricité et même de proposer d'autres architectures innovantes plus adaptées. Faute de manque de données, on a appliqué cette stratégie pour la gestion du réseau électrique sur 5 agrégateurs résidentiels locaux. Dans le futur, on recommande d'augmenter le nombre des agrégateurs, car cela augmente le nombre/combinaison des offres permettant de fiabiliser cette stratégie à différents niveaux.

Aussi, c'est plus intéressant d'intégrer des agrégateurs locaux de différents taille, c'est-à-dire ayant un nombre de consommateurs varié, puisque cette diversité va créer une hétérogénéité des offres en termes de puissance et des coûts associés rendant la stratégie de choix d'offres plus compétitive et efficace.

Une autre piste de recherche consiste à mieux évaluer le prix de référence associé à chaque agrégateur. En effet, cela va augmenter la concurrence entre les différents participants, vu que chaque agrégateur tentera de proposer un maximum de flexibilité avec un prix plus avantageux. Ainsi, les consommateurs finaux vont proposer plus de flexibilité afin d'augmenter leur récompense. Cette stratégie contribue à l'augmentation de la fiabilité du réseau et la maximisation des profits des différentes parties du réseau électrique.

On suggère d'intégrer un agrégateur pour les bus électriques. En effet, si on décide d'intégrer un agrégateur qui gère l'ensemble des bornes de recharge pour les bus, cela permettrait d'encourager l'utilisation du transport électrique et de globaliser la gestion des différents consommateurs pour mieux gérer la distribution d'électricité dans le réseau électrique.

Par ailleurs, on suggère d'intégrer le caractère stochastique de la demande et des ressources renouvelables, cela mène à créer des approches de modélisation stochastique au lieu d'une modélisation mathématique déterministe à chaque niveau de l'architecture proposée.

RÉFÉRENCES

- [1] Z. Garroussi. A multiobjective approach for demand side management in smart grids. [En ligne]. Disponible : <https://www.fondation-hadamard.fr/sites/default/files/public/bibliotheque/ogre1-talbi.pdf>
- [2] U. D. Energy, “Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them,” report to the United States Congress, Washington, DC, USA, Rapport technique February, 2009.
- [3] S. Hussain, C. Z. El-Bayeh et Lai, “Multi-level energy management systems toward a smarter grid : A review,” *IEEE Access*, 2021.
- [4] H. Zhong, L. Xie et Q. Xia, “Coupon incentive-based demand response : Theory and case study,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, n^o. 2, p. 1266–1276, 2012.
- [5] M. Erol-Kantarci et H. T. Mouftah, “Wireless sensor networks for cost-efficient residential energy management in the smart grid,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, n^o. 2, p. 314–325, 2011.
- [6] M. R. Sarker, M. A. Ortega-Vazquez et D. S. Kirschen, “Optimal coordination and scheduling of demand response via monetary incentives,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, n^o. 3, p. 1341–1352, 2014.
- [7] J. Aghaei, M.-I. Alizadeh et Siano, “Contribution of emergency demand response programs in power system reliability,” *Energy*, vol. 103, p. 688–696, 2016.
- [8] H. Aalami, M. P. Moghaddam et G. Yousefi, “Demand response modeling considering interruptible/curtailable loads and capacity market programs,” *Applied Energy*, vol. 87, n^o. 1, p. 243–250, 2010.
- [9] Gouvernement du Québec. (2020) Plan pour une économie verte 2030, politique-cadre d’Électrification et de lutte contre les changements 2030 climatiques. [En ligne]. Disponible : <https://www.quebec.ca/gouvernement/politiques-orientations/plan-economie-verte/>
- [10] P. Bradley, M. Leach et J. Torriti, “A review of the costs and benefits of demand response for electricity in the uk,” *Energy Policy*, vol. 52, p. 312–327, 2013.
- [11] D. T. Nguyen et L. B. Le, “Joint optimization of electric vehicle and home energy scheduling considering user comfort preference,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, n^o. 1, p. 188–199, 2013.

- [12] F. Khavari et Badri, “A comparison of centralized and decentralized energy-management models of multi-microgrid systems,” dans *2017 Smart Grid Conference (SGC)*. IEEE, 2017, p. 1–6.
- [13] M. AlOwaifeer et A. S. Meliopoulos, “Centralized microgrid energy management system based on successive linearization,” dans *2018 North American Power Symposium (NAPS)*. IEEE, 2018, p. 1–6.
- [14] S. Bahrami et M. H. Amini, “A decentralized trading algorithm for an electricity market with generation uncertainty,” *Applied energy*, vol. 218, p. 520–532, 2018.
- [15] P. Paudyal, P. Munankarmi et Ni, “A hierarchical control framework with a novel bidding scheme for residential community energy optimization,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, n^o. 1, p. 710–719, 2019.
- [16] S. Kerscher et P. Arboleya, “The key role of aggregators in the energy transition under the latest european regulatory framework,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 134, p. 107361, 2022.
- [17] M. Blonsky, P. Munankarmi et S. P. Balamurugan, “Incorporating residential smart electric vehicle charging in home energy management systems,” dans *2021 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*. IEEE, 2021, p. 187–194.
- [18] S. Mohammadi, M. Momtazpour et E. Sanaei, “Optimization-based home energy management in the presence of solar energy and storage,” dans *2013 21st Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)*. IEEE, 2013, p. 1–6.
- [19] S. Halbe, B. Chowdhury et A. Abbas, “Mitigating rebound effect of demand response using battery energy storage and electric water heaters,” dans *2019 IEEE 16th International Conference on Smart Cities : Improving Quality of Life Using ICT & IoT and AI (HONET-ICT)*. IEEE, 2019, p. 095–099.
- [20] Environnement et Changement climatique Canada, *PLAN DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS POUR 2030*. Gatineau, Québec, Canada : le ministre de l’Environnement et du Changement climatique, 2022. [En ligne]. Disponible : <https://www.canada.ca/content/dam/eccc/documents/pdf/climate-change/erp/Plan-Reduction-Emissions-2030-Canada-fra.pdf>
- [21] A. Amin *et al.*, “A review of optimal charging strategy for electric vehicles under dynamic pricing schemes in the distribution charging network,” *Sustainability*, vol. 12, n^o. 23, p. 10160, 2020.
- [22] M. Yilmaz et P. Krein, “Review of charging power levels and infrastructure for plug-in electric and hybrid vehicles and commentary on unidirectional charging,” dans *IEEE international electrical vehicle conference*, 2012.

- [23] N. Nigmatulina et Mashlakov, “Techno-economic impact of solar power system integration on a dso,” dans *2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, 2020, p. 1–6.
- [24] É. Chénier, “Agrégation d’un grand nombre de petites charges en incluant l’incertitude de la disponibilité des ressources,” Thèse de doctorat, École Polytechnique, Montréal (Canada), 2018.
- [25] M. Uddin, M. F. Romlie et Abdullah, “A review on peak load shaving strategies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, p. 3323–3332, 2018.
- [26] O. Lavrova *et al.*, “Analysis of battery storage utilization for load shifting and peak smoothing on a distribution feeder in new mexico,” dans *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*. IEEE, 2012, p. 1–6.
- [27] I.-Y. Young Joo et D.-H. Choi, “Distributed optimization framework for energy management of multiple smart homes with distributed energy resources,” *Ieee Access*, vol. 5, p. 15 551–15 560, 2017.
- [28] M. S. Ahmed *et al.*, “Artificial neural network based controller for home energy management considering demand response events,” dans *2016 international conference on advances in electrical, electronic and systems engineering (ICAEES)*. IEEE, 2016, p. 506–509.
- [29] T. M. Hansen, R. Roche et Suryanarayanan, “Heuristic optimization for an aggregator-based resource allocation in the smart grid,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, n°. 4, p. 1785–1794, 2015.
- [30] L. Gkatzikis, I. Koutsopoulos et T. Salonidis, “The role of aggregators in smart grid demand response markets,” *IEEE Journal on selected areas in communications*, vol. 31, n°. 7, p. 1247–1257, 2013.
- [31] A. G. Azar, R. H. Jacobsen et Q. Zhang, “Aggregated load scheduling for residential multi-class appliances : Peak demand reduction,” dans *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE, 2015, p. 1–6.
- [32] M. A. Rahman, I. Rahman et N. Mohammad, “Demand side residential load management system for minimizing energy consumption cost and reducing peak demand in smart grid,” dans *2020 2nd International Conference on Advanced Information and Communication Technology (ICAICT)*. IEEE, 2020, p. 376–381.
- [33] S. S. Reka et V. Ramesh, “Demand side management scheme in smart grid with cloud computing approach using stochastic dynamic programming,” *Perspectives in Science*, vol. 8, p. 169–171, 2016.

- [34] Y. Tang, Q. Chen et Ning, “Hierarchical control strategy for residential demand response considering time-varying aggregated capacity,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 97, p. 165–173, 2018.
- [35] B. Khaki, C. Chu et R. Gadh, “Hierarchical distributed framework for ev charging scheduling using exchange problem,” *Applied energy*, vol. 241, p. 461–471, 2019.
- [36] F. Qayyum et Naeem, “Appliance scheduling optimization in smart home networks,” *IEEE access*, vol. 3, p. 2176–2190, 2015.
- [37] K. Ojand et H. Dagdougui, “Q-learning-based model predictive control for energy management in residential aggregator,” *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, vol. 19, n°. 1, p. 70–81, 2021.
- [38] F. Diop et M. Hennebel, “Stratégies de planification de recharge de véhicules électriques pour réduire le coût financier,” dans *Symposium de Genie Electrique*, 2016.
- [39] H. Dagdougui *et al.*, “Power management strategy for sizing battery system for peak load limiting in a university campus,” dans *IEEE Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*. IEEE, 2016.