

Gestion de la demande hiérarchisée dans un micro-réseau insulaire

Anthony ROY¹, François AUGER¹, Salvy BOURGUET¹, Florian DUPRIEZ-ROBIN², Quoc Tuan TRAN³

¹ Laboratoire IREENA, Université de Nantes, 37 Boulevard de l'Université, 44600 Saint-Nazaire, France

² CEA-Tech Pays de la Loire, Technocampus Océan, 5 Rue de l'Halbrane, 44340 Bouguenais, France

³ CEA-LITEN/DTS/LSEI, 50 Av. du Lac Léman, 73370 Le Bourget-du-Lac, France

RESUME – L'utilisation de sources d'énergie renouvelable et de solutions de stockage dans les réseaux électriques insulaires est de plus en plus souvent considérée pour remplacer les sources d'énergie fossile, à cause de la pollution et du coût qu'elles induisent. Néanmoins, le caractère subi de la production des sources d'énergie renouvelable nécessite une flexibilité dans la gestion du micro-réseau. Pour cela, des actions sur la demande peuvent être envisagées, telles que le décalage temporel ou l'écrtage de certaines consommations. Ainsi, différentes stratégies de gestion de la demande sont présentées dans cet article, appliquées sur différents postes de consommation de manière hiérarchique pour limiter l'inconfort auprès des usagers. Les résultats obtenus montrent que l'application d'une gestion de la demande peut apporter de nombreux bénéfices, tels qu'une amélioration de la satisfaction de la demande, une réduction de la sollicitation des batteries et une amélioration du confort thermique des usagers.

Mots-clés— *Micro-réseau, gestion de la demande, gestion d'énergie, énergies renouvelables, stockage*

1. INTRODUCTION

La décarbonisation de la production d'électricité dans les îles passe par l'utilisation de sources d'énergie renouvelable et de solutions de stockage [1], [2]. Néanmoins, un réseau basé uniquement sur l'utilisation de ces éléments pose des problèmes en termes de gestion d'énergie et de contrôle. En effet, la puissance produite par les sources d'énergie renouvelable présente un caractère subi puisqu'elle dépend des ressources naturelles exploitées. De plus, en cas de faible production de ces sources, seules les solutions de stockage peuvent être sollicitées pour satisfaire la demande, ce qui implique un dimensionnement de la capacité de stockage suffisant, donc parfois élevé et coûteux à cause du coût encore élevé des technologies de stockage [3]. Un degré de liberté doit donc être ajouté dans la gestion du système. Une modification de la demande des consommateurs peut permettre d'ajouter cette flexibilité [4]. L'application d'une gestion de la demande a été étudiée dans plusieurs publications scientifiques, généralement sous l'appellation DSM (*Demand-Side Management*). Des charges domestiques, notamment thermiques, sont souvent considérées et les stratégies appliquées sont principalement liées à des objectifs économiques [5], [6]. Plusieurs modes d'action peuvent être utilisés, tels que le décalage temporel qui permet de satisfaire

l'énergie initialement demandée mais à d'autres instants, ou alors un écrtage qui aboutit à une diminution de l'énergie consommée. Ces stratégies peuvent être appliquées de différentes manières : politique tarifaire incitative, prix variable (ex. : tarification heures creuses/heures pleines appliquée en France), contrôle de charge (par zone géographique et/ou par type de charge), etc. [6]–[8]. Une planification des actions la veille pour le lendemain est généralement considérée, selon le principe de couche de gestion anticipative [9] aussi retrouvé sous l'appellation de planification opérationnelle [10]. L'application d'une gestion de la demande peut apporter de nombreux avantages, tels qu'une diminution du coût de l'électricité et de l'utilisation des sources d'énergie fossile, donc de la pollution, mais aussi une diminution de la sollicitation des solutions de stockage [11], [12]. De nombreux travaux se sont intéressés à la gestion de la demande à l'échelle d'une habitation raccordée à un réseau continental, dans le but de minimiser le montant de la facture d'électricité pour les usagers tout en considérant la dégradation du confort [13], [14]. Néanmoins, l'application d'une gestion de la demande dans un réseau insulaire alimenté uniquement par des sources d'énergie renouvelable n'a pas encore été traitée dans la littérature. Les études existantes considèrent généralement une utilisation de sources d'énergie fossile et visent à minimiser la pollution émise par celles-ci, en modifiant les profils de consommation. De plus, les postes de consommation concernés par la gestion de la demande ne sont pas distingués précisément. Par exemple, un décalage temporel d'une partie des consommations est envisagé dans les travaux de D. Friedrich et G. Lavidas [15], afin de réduire l'utilisation de groupes électrogènes, et par conséquent la pollution, dans un système multi-sources composé de panneaux solaires photovoltaïques, d'éoliennes et de houlogénérateurs. Dans les travaux de D. K. Critz et al. [16] et d'A. Pina et al. [17], le décalage d'une partie de la demande à des instants plus favorables, notamment la nuit, permet de profiter au mieux de la production des éoliennes. Une gestion de consommations domestiques telles que des fours et des véhicules électriques est étudiée dans les travaux de D.M. Jadan, pour le cas des îles Galápagos [18]. Au vu des travaux existants dans la littérature, il est proposé dans cet article d'étudier l'application d'une gestion de la demande sur différentes charges d'un micro-réseau insulaire pour lequel la production d'électricité est décarbonée, en considérant plusieurs sources d'énergie renouvelable et des batteries. Afin

de limiter l'inconfort pour les usagers, un algorithme hiérarchisant les actions et les usages concernés est proposé. Celui-ci est appliqué en simulation sur une période de données de plusieurs années afin d'évaluer les bénéfices apportés. L'article est structuré de la manière suivante : dans la section II, le système multi-sources étudié est présenté. Les stratégies de gestion de la demande retenues ainsi que leur hiérarchisation sont proposées dans la section III. Enfin, la section IV permet de montrer les différents bénéfices apportés par l'application de l'algorithme grâce à plusieurs simulations.

2. VUE GLOBALE DU SYSTÈME ÉTUDIÉ

Le système multi-sources considéré dans ces travaux est présenté sur la Fig. 1. Il est composé de quatre sources d'énergie renouvelable : panneaux solaires photovoltaïques, éoliennes, hydroliennes et houlogénérateurs. Des batteries sont intégrées au système afin d'assurer la continuité d'alimentation de la demande en cas de faible production des quatre sources.

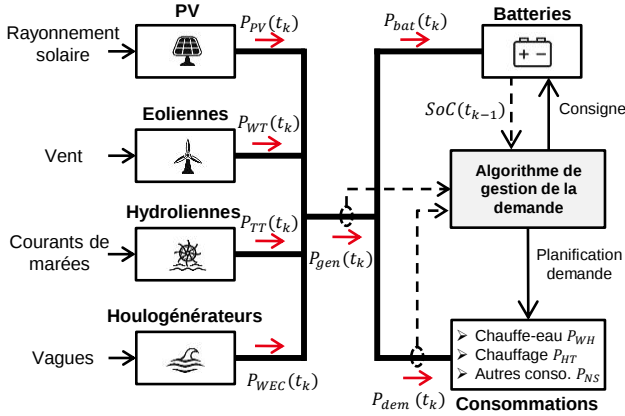


Fig. 1. Système multi-sources considéré

La puissance totale P_{gen} produite par les sources à chaque instant t_k est définie par :

$$P_{gen}(t_k) = P_{PV}(t_k) + P_{WT}(t_k) + P_{TT}(t_k) + P_{WEC}(t_k) \quad (1)$$

avec P_{PV} la puissance produite par l'ensemble des panneaux solaires photovoltaïques [W], P_{WT} la puissance produite par l'ensemble des éoliennes [W], P_{TT} la puissance produite par l'ensemble des hydroliennes [W] et P_{WEC} la puissance produite par l'ensemble des houlogénérateurs [W].

Afin d'envisager une gestion de la demande, trois profils de consommation sont considérés : puissance liée aux chauffe-eau électriques (P_{WH}), puissance liée au chauffage électrique (P_{HT}) et puissance liée aux autres consommations non décalables (P_{NS}). Ainsi, à chaque instant, la puissance totale P_{dem} théoriquement demandée par les usagers est définie par :

$$P_{dem}(t_k) = P_{WH}(t_k) + P_{HT}(t_k) + P_{NS}(t_k) \quad (2)$$

Le profil de consommation considéré pour cette étude concerne l'île d'Ouessant. La consommation annuelle de ce territoire atteint 6 GWh tandis que la puissance maximale demandée s'élève à 2 MW. La consommation liée au chauffage électrique représente environ 50 % de l'énergie totale consommée chaque année sur l'île d'Ouessant, alors que la part attribuée à la consommation des chauffe-eau électriques atteint 5.5 % [19], [20]. Par ailleurs, il est considéré un fonctionnement des chauffe-eau pendant une durée de 8 heures la nuit, entre 21 h et 5 h (fonctionnement en heures creuses).

L'ensemble des batteries est sollicité à une puissance P_{bat} , définie comme positive lors d'une phase de charge (lorsque $P_{gen} > P_{dem}$) et négative lors d'une décharge (lorsque

$P_{gen} < P_{dem}$). L'état de charge SoC (State of Health) des batteries est calculé selon :

$$SoC(t_k) = \begin{cases} SoC(t_{k-1})(1 - \sigma)^{\frac{\Delta t}{24}} + \frac{P_{bat}(t_{k-1})\Delta t \eta_{bat}}{C_{bat ref}} & \text{si } P_{bat}(t_k) > 0 \\ SoC(t_{k-1})(1 - \sigma)^{\frac{\Delta t}{24}} + \frac{P_{bat}(t_{k-1})\Delta t}{\eta_{bat} C_{bat ref}} & \text{si } P_{bat}(t_k) < 0 \end{cases} \quad (3)$$

$$P_{disch max} \leq P_{bat}(t_k) \leq P_{ch max} \quad (4)$$

$$SoC_{min} \leq SoC(t_k) \leq SoC_{max} \quad (5)$$

avec $C_{bat ref}$ la capacité de référence des batteries [Wh], $P_{ch max}$ la puissance de charge maximale des batteries [W], $P_{disch max}$ la puissance de décharge maximale des batteries [W], SoC_{min} l'état de charge minimal autorisé, SoC_{max} l'état de charge maximal autorisé, Δt l'intervalle de temps entre deux instants [h], σ le taux d'autodécharge journalier et η_{bat} le rendement des batteries. La puissance à laquelle les batteries sont sollicitées est définie selon un algorithme présenté dans [21], en prenant en compte la puissance produite par les sources, la puissance demandée et les limites de fonctionnement des batteries (P_{bat} et SoC).

3. STRATEGIES DE GESTION DE LA DEMANDE PROPOSÉES

Afin d'ajouter une flexibilité dans la gestion du micro-réseau et d'éviter des situations critiques durant lesquelles la production des sources et la décharge des batteries ne permettraient pas de satisfaire la demande, deux types d'action sur la demande sont considérés dans ces travaux, appliqués à l'ensemble ou à une partie des charges :

- **Décalage temporel** : la consommation des chauffe-eau et du chauffage électrique peut être décalée par anticipation ou par report, permettant de conserver l'énergie initialement demandée ;
- **Écrêtage** : il est applicable sur les trois postes de consommation, consistant en une diminution de la puissance demandée (l'énergie initialement demandée n'est pas conservée).

Ces stratégies visent à modifier les profils de consommation de manière à réduire la puissance demandée lors des situations les plus critiques, à la faveur d'une augmentation de la demande lors des périodes où la production des sources d'énergie renouvelable est plus élevée, grâce à un décalage temporel de certaines consommations. L'application des différentes stratégies de gestion aboutit à une nouvelle puissance demandée P'_{dem} , définie par :

$$P_{dem}(t_k) = P'_{WH}(t_k) + P'_{HT}(t_k) + P'_{NS}(t_k) \quad (6)$$

avec P'_{WH} la puissance liée aux chauffe-eau électriques [W], P'_{HT} la puissance liée au chauffage électrique [W] et P'_{NS} la puissance liée aux autres consommations non décalables [W] après application des stratégies de gestion de la demande.

Afin de détecter suffisamment tôt l'apparition d'une situation critique, une évaluation prévisionnelle du fonctionnement du micro-réseau est considérée, avec une actualisation selon un horizon glissant. Ainsi, la puissance liée à chaque poste de consommation après application de l'algorithme de gestion est calculée pour chaque instant t_j compris dans une période de K instants à venir, tel que :

$$k \leq j < k + K, \quad j, k, K \in \mathbb{N} \quad (7)$$

avec j l'instant au cours de la période devant être planifiée, k l'instant auquel la période à planifier commence et K le nombre d'instants à planifier. Une actualisation de la planification pour les K instants à venir est effectuée tous les δ instants ($0 < \delta < K$). Il est à noter qu'une connaissance des profils de production des sources et des profils de consommation pour les K instants à venir est nécessaire pour pouvoir évaluer les stratégies décrites dans la section suivante.

3.1. Hiérarchisation des stratégies de gestion

Les stratégies de gestion de la demande sont hiérarchisées selon l'algorithme proposé sur la Fig. 2, afin de modifier le moins possible la demande initiale des usagers. La prise de décision est conditionnée par l'évolution de l'état de charge SoC des batteries prévu au cours des K instants à venir, tel que présenté sur la Fig. 3. Le mode de gestion 1 est basé sur le respect de la demande initiale des usagers. Si l'état de charge des batteries devient inférieur au seuil SoC_a , les stratégies basées sur le décalage temporel par anticipation sont dans un premier temps évaluées (modes de gestion 2 et 3). Les stratégies basées sur l'écrêtage sont ensuite envisagées si l'état de charge atteint la valeur minimale autorisée SoC_{min} (mode de gestion 4), impliquant alors une insatisfaction de l'énergie initialement demandée.

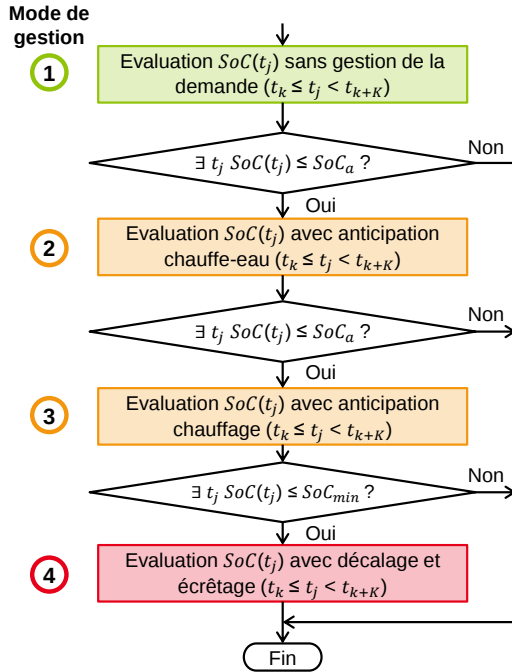


Fig. 2. Algorithme de gestion de la demande proposé

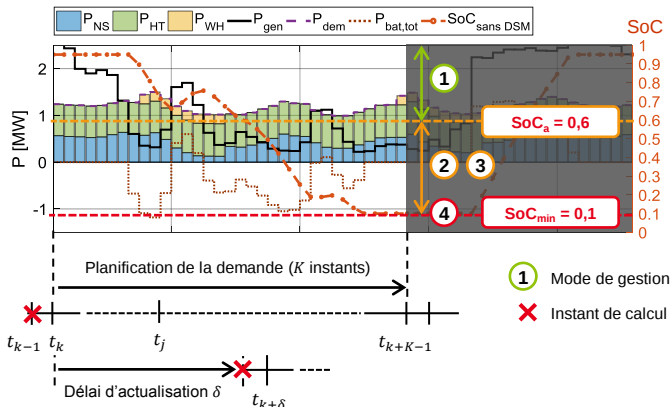


Fig. 3. Principe de l'évaluation prévisionnelle du fonctionnement du système et des seuils d'état de charge

Une description de ces quatre modes de gestion est proposée ci-après. Les détails et les équations relatifs à ces différents modes sont donnés dans [21].

3.1.1. Mode 1 : fonctionnement sans gestion de la demande

Le premier mode de gestion consiste au mode de fonctionnement « normal » du micro-réseau, pour lequel aucune stratégie de gestion de la demande n'est appliquée. La puissance liée à chaque poste de consommation correspond à la demande initiale des usagers (P_{WH} , P_{HT} et P_{NS}).

3.1.2. Mode 2 : anticipation de la consommation des chauffe-eau électriques

Le deuxième mode de gestion est appliqué s'il est estimé que l'état de charge SoC des batteries est susceptible de devenir inférieur à un seuil SoC_a au cours des K instants à venir. Ce mode de gestion consiste à anticiper autant que possible la consommation future des chauffe-eau vers des instants où l'énergie produite est excédentaire, c'est-à-dire des instants pour lesquels $SoC(t_j) = SoC_{max}$ et $P_{gen}(t_j) > P_{dem}(t_j)$. Cette anticipation permet de profiter de l'énergie au moment où elle est produite par les sources pour alimenter une consommation décalable telle que les chauffe-eau, alors que l'état de charge des batteries est au niveau maximal.

3.1.3. Mode 3 : anticipation de la consommation du chauffage électrique

Si l'application du deuxième mode de gestion ne permet pas d'éviter des valeurs de SoC inférieures à la valeur de seuil SoC_a , alors le troisième mode de gestion est activé. Celui-ci consiste à anticiper la consommation du chauffage électrique prévue initialement à des instants où les batteries seraient sollicitées vers des instants où le bilan énergétique est excédentaire, c'est-à-dire les instants pour lesquels $SoC(t_j) = SoC_{max}$ et $P_{gen}(t_j) > P_{dem}(t_j)$. Cette modification implique donc un préchauffage des habitations et une augmentation de la température intérieure, permettant ainsi de diminuer la consommation liée au chauffage électrique lors des instants où la production des sources est inférieure à la demande. Cette anticipation permet donc de réduire la sollicitation des batteries.

3.1.4. Mode 4 : planification des situations critiques afin d'éviter $SoC = SoC_{min}$

Ce dernier mode de gestion est évalué si l'état de charge des batteries est susceptible d'atteindre la valeur minimale autorisée SoC_{min} au cours des K instants à venir, après application du 3^{ème} mode de gestion. Cette situation signifie que l'énergie demandée est susceptible d'être trop élevée pour être entièrement satisfaite par les sources d'énergie renouvelable et les batteries, même en appliquant un décalage temporel des consommations liées aux chauffe-eau et au chauffage électrique. Par conséquent, un écrêtage d'un ou plusieurs postes de consommation peut être nécessaire, mais il implique une non-conservation de l'énergie initialement demandée. De nombreuses solutions sont donc possibles. Pour déterminer les modifications à apporter aux trois profils de consommation qui permettront d'éviter une décharge complète des batteries, un problème d'optimisation est formulé. Pour chaque poste de consommation, une variable de décision est définie pour chaque instant à planifier afin de moduler la consommation initiale, tel que décrit dans [21]. Le problème d'optimisation consiste à minimiser une fonction objectif composée d'une somme de termes représentant les différentes modifications possibles :

- écrêtage de la consommation des chauffe-eau ;

- décalage temporel de la consommation du chauffage électrique ;
- écrêtage de la consommation liée au chauffage électrique ;
- écrêtage des autres consommations.

Les différents termes sont pondérés de manière à favoriser les actions de décalage temporel plutôt que l'écrêtage. Au vu de la complexité du problème à résoudre ($3 \times K$ variables de décisions, de type binaire ou réel), le problème d'optimisation est résolu par un algorithme génétique.

Il est à noter que les modes 2 et 3 utilisent des algorithmes basés sur des règles tandis que le mode 4 est basé sur une approche d'optimisation globale, résolue par une méthode méta-heuristique [21]. Aussi, il est supposé que les consignes peuvent être transmises à distance aux habitations.

3.2. Critères d'évaluation des performances

Pour évaluer les performances de l'algorithme de gestion de la demande, différents indicateurs décrits ci-après sont utilisés :

- Taux d'insatisfaction de la demande UL (*Unmet Load*) : il permet d'exprimer la part de l'énergie théoriquement demandée qui n'a pas pu être satisfaite après application de l'algorithme de gestion de la demande, à cause de l'écrêtage sur une ou plusieurs consommations. Il est défini par :

$$UL = 1 - \frac{\sum_{j=k}^{k+K-1} P'_{dem}(t_j)}{\sum_{j=k}^{k+K-1} P_{dem}(t_j)}, \quad 0 \leq UL \leq 1 \quad (8)$$

La demande est entièrement satisfaite si $UL = 0$ et totalement insatisfaite si $UL = 1$.

- Dégradation du confort thermique DHL (*Degrees-Hours Low*) et DHH (*Degrees-Hours High*). Ces indicateurs permettent de traduire l'inconfort thermique apporté par la modification du profil de consommation du chauffage, en calculant l'écart de température par rapport à une température normale [22]. Ces deux indicateurs, exprimés en $^{\circ}\text{C.h}$, sont calculés selon :

$$DHL = \sum_{j=k}^{k+K-1} \max(T_{in\,nom} - T_{in}(t_j), 0) \times \Delta t \quad (9)$$

$$DHH = \sum_{j=k}^{k+K-1} \max(T_{in}(t_j) - T_{in\,nom}, 0) \times \Delta t \quad (10)$$

avec T_{in} la température intérieure des habitations [$^{\circ}\text{C}$] pour laquelle la méthode de calcul est présentée dans [23], et $T_{in\,nom}$ la température intérieure des habitations en temps normal, pour laquelle une valeur de 20°C est retenue.

- Nombre N_{def} d'instantanés où l'état de charge des batteries est au niveau minimal autorisé ($SoC(t_k) = SoC_{min}$), ce qui correspond dans la réalité à des situations de black-out.
- Surplus d'énergie produite SEP : cet indicateur permet de quantifier la part de l'énergie pouvant être produite par les sources d'énergie renouvelable qui n'a pas été utilisée à cause d'une demande faible et de batteries pleinement chargées [23].
- Durée de vie des batteries T_{bat} : elle est définie à partir du calcul de l'état de santé SoH (*State of Health*), décrit dans [23], pour lequel une méthode basée sur l'énergie échangeable au cours de leur durée de vie est considérée.

4. RÉSULTATS D'APPLICATION

L'algorithme de gestion de la demande proposé dans la section précédente est appliqué en simulation aux données de consommation et de ressources naturelles de l'île d'Ouessant, référencées dans [24]. Au vu des données disponibles, l'algorithme est appliqué sur une durée de données de 5 ans (du 01/01/2011 au 31/12/2015), avec une simulation au pas horaire ($\Delta t = 1$ h). Le dimensionnement suivant est considéré : $P_{PV,inst} = 800$ kW, $P_{WT,inst} = 1.62$ MW, $P_{TT,inst} = 2.4$ MW et $P_{WEC,inst} = 870$ kW. Des batteries lithium-ion sont utilisées, avec une capacité installée $C_{bat\,ref} = 12$ MWh et un rendement $\eta_{bat} = 0.96$. Les valeurs retenues pour les seuils d'état de charge des batteries sont : $SoC_{min} = 0.1$, $SoC_{max} = 0.95$ et $SoC_a = 0.6$. La planification est réalisée sur un horizon de $K = 36$ h et une actualisation de $\delta = 6$ h, afin de détecter suffisamment tôt l'apparition d'une situation critique.

4.1. Analyse des performances de l'algorithme

Afin de montrer les bénéfices apportés par les stratégies proposées, deux simulations sont réalisées : la première sans gestion de la demande, la seconde avec application de l'algorithme de gestion de la demande. Une portion des profils obtenus concernant les puissances et l'état de charge des batteries sans gestion de la demande est proposée sur la Fig. 4, et avec application de l'algorithme de gestion de la demande sur la Fig. 5. L'application de l'algorithme permet d'éviter que l'état de charge des batteries atteigne la valeur minimale autorisée ($SoC_{min} = 0.1$), en décalant la consommation du chauffage électrique et des chauffe-eau avant et après la période critique (décalage vers des instants où les batteries sont complètement chargées et la production des sources est élevée). La consommation du chauffage électrique est modulée de manière à effectuer un préchauffage des habitations avant la période critique, ce qui a pour conséquence d'augmenter la température intérieure des habitations (Fig. 6). Aussi, la baisse de température lors de la phase critique est réduite par rapport au cas où aucune gestion de la demande ne serait appliquée, pour lequel une coupure de l'alimentation surviendrait lorsque $SoC = SoC_{min}$ (situation de blackout).

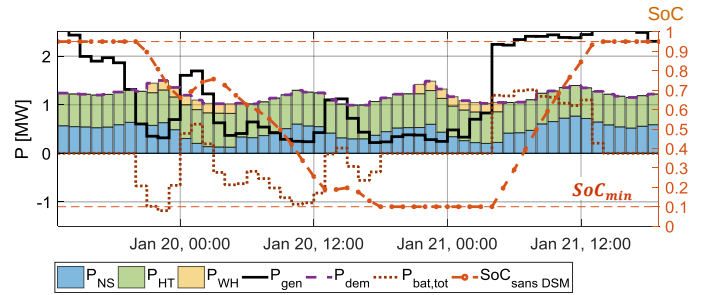


Fig. 4. Profils de puissance (consommations, production et batteries) et d'état de charge des batteries sans gestion de la demande.

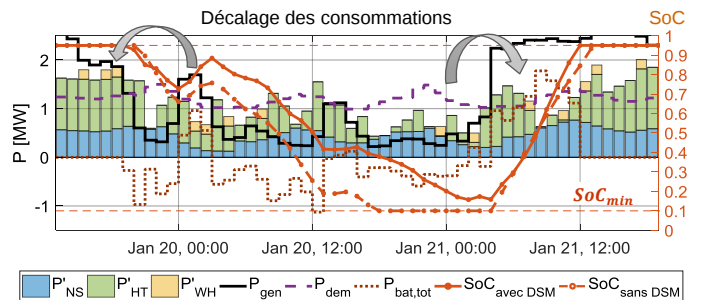


Fig. 5. Profils de puissance (consommations, production et batteries) et d'état de charge des batteries après application des modes 1, 2, 3 et 4.

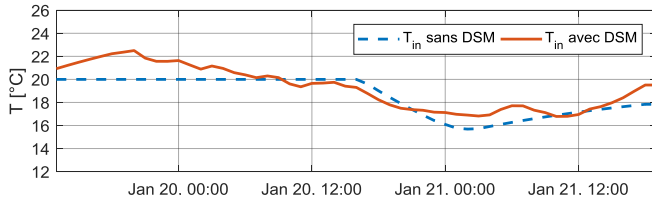


Fig. 6. Comparaison de la température intérieure des habitations sans gestion de la demande et avec gestion de la demande.

Les performances obtenues lors de la simulation avec application de l'algorithme de gestion de la demande sur les cinq années considérées sont comparées dans le Tableau 1 avec celles obtenues sans gestion de la demande, selon différents indicateurs. D'une manière générale, les résultats obtenus montrent plusieurs bénéfices apportés par l'application de l'algorithme :

- Diminution du taux d'insatisfaction de la demande : le taux d'insatisfaction UL a pu être divisé par 3.2 grâce à l'application des différentes stratégies ;
- Suppression des situations critiques (situations de black-out à cause de batteries déchargées), avec une disparition des situations où $SoC = SoC_{min}$ ($N_{def} = 0$ h, contre 125 h sans gestion de la demande) ;
- Diminution de la sollicitation des batteries : la quantité d'énergie échangée E_{bat} est diminuée de 0.65 % en appliquant l'algorithme de gestion de la demande, ce qui permet un allongement de leur durée de vie T_{bat} ;
- Amélioration du confort thermique : le taux d'inconfort thermique bas DHL est diminué, mais un inconfort est engendré par le préchauffage ($DHH = 68.9$ °C.h) ;
- Diminution du surplus d'énergie produite SEP : en décalant certaines consommations vers des instants où l'énergie produite est excédentaire, la quantité d'énergie pouvant être produite par les sources qui n'est pas utilisée diminue.

Sur les 7304 exécutions de l'algorithme au cours des cinq années, le 2^{ème} mode de gestion a été exécuté 76 fois, le 3^{ème} mode 70 fois et le dernier mode 25 fois.

Tableau 1 : Comparaison des résultats obtenus sans et avec application de l'algorithme de gestion de la demande

Critère	Sans DSM	Avec DSM
UL	0.25 %	0.078 %
N_{def}	125 h	0 h
DHL	5372 °C.h	4981 °C.h
DHH	0	68.9 °C.h
E_{bat}	3.386 GWh	3.364 GWh
T_{bat}	31.62 années	31.82 années
SEP	64.32 %	64.26 %
Nombre d'exécutions du mode 1	-	7304
Nombre d'exécutions du mode 2	-	76
Nombre d'exécutions du mode 3	-	70
Nombre d'exécutions du mode 4	-	25

Pour permettre de distinguer l'influence de chaque mode de gestion sur le taux d'insatisfaction UL , quatre simulations sont réalisées, avec à chaque fois l'ajout d'un mode de gestion :

- Mode 1 uniquement : $UL = 0.25$ % ;
- Modes 1 et 2 : $UL = 0.235$ % ;
- Modes 1, 2 et 3 : $UL = 0.233$ % ;
- Modes 1, 2, 3 et 4 : $UL = 0.078$ %.

Ainsi, il apparaît que la présence du mode 4 participe fortement à la réduction du taux d'insatisfaction de la demande car les possibilités d'action sont plus nombreuses que celles des modes 2 et 3 (anticipation et report, écrêtage).

4.2. Etude de sensibilité

Afin de juger de l'impact du choix de la valeur du seuil d'état de charge SoC_a déclenchant l'application des modes de gestion 2 et 3, une simulation est effectuée pour plusieurs valeurs du paramètre SoC_a . Les résultats obtenus pour le taux d'insatisfaction UL sont présentés sur la Fig. 7. Ainsi, il apparaît que plus le seuil SoC_a est augmenté, plus le taux d'insatisfaction est diminué. En effet, un seuil SoC_a élevé permet de détecter plus tôt une diminution de l'état de charge des batteries et donc une potentielle situation critique. Aussi, il peut permettre de disposer d'une période plus longue pendant laquelle un surplus d'énergie produite existe ($SoC = SoC_{max}$ et $P_{gen} > P_{dem}$), autorisant alors une anticipation de consommations décalables (chauffe-eau et chauffage électrique) pour profiter de l'énergie au moment où elle est produite par les sources.

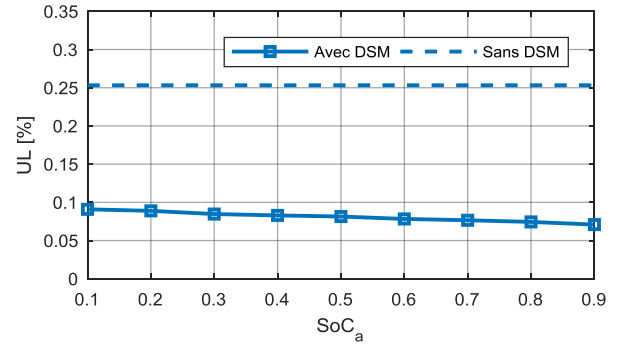


Fig. 7. Evolution du taux d'insatisfaction de la demande selon le seuil d'état de charge SoC_a déclenchant l'application des modes 2 et 3

Les simulations proposées précédemment ont été effectuées avec un horizon de planification K de 36 heures et une actualisation δ de 6 heures. Ainsi, une étude de sensibilité de ces paramètres doit être menée pour montrer l'influence de ces deux paramètres. L'évolution du taux d'insatisfaction UL selon différentes valeurs de K et δ est tracée sur la Fig. 8. Il apparaît que le taux d'insatisfaction UL diminue lorsque l'horizon K augmente, puisque cela implique une plus longue période à planifier, donc des possibilités plus nombreuses pour anticiper des consommations décalables, ce qui permet de réduire le recours à l'écrêtage. Par ailleurs, une actualisation plus fréquente ($\delta = 6$) permet de détecter plus tôt l'apparition de situations critiques. Ainsi, la planification proposée peut permettre de diminuer la nécessité d'un écrêtage, grâce à un décalage temporel de certaines consommations.

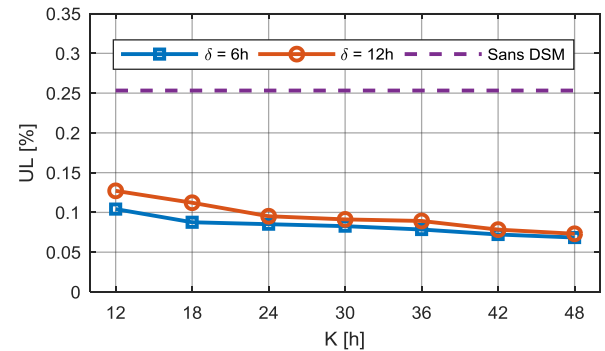


Fig. 8. Evolution du taux d'insatisfaction de la demande selon la durée K de la période planifiée et la période d'actualisation δ

Les différents résultats obtenus montrent qu'un compromis doit être trouvé pour le choix des valeurs K et δ . En effet, malgré les bénéfices observés sur le taux d'insatisfaction, une longue période K implique une capacité de prévision des ressources et de la demande suffisamment fiable. Par ailleurs, une exécution de l'algorithme toutes les 6 heures ($\delta = 6$) permet de disposer des dernières sorties des modèles de prévisions météorologiques, la plupart étant actualisés toutes les 6 heures.

Il est à noter que le temps de calcul nécessaire à l'exécution de cet algorithme sur le logiciel Matlab 2017b atteint environ trois minutes, avec un processeur Intel® Core™ i7-6500U CPU @ 2.5 GHz. Cet algorithme peut donc être exécuté sans problème au cours de l'heure qui précède le début de la période planifiée.

5. CONCLUSIONS

L'algorithme de gestion de la demande proposé dans cet article permet de planifier la demande selon l'évolution de l'état de charge des batteries pour les heures à venir, la veille pour le lendemain par exemple. Plusieurs stratégies sont proposées et appliquées de manière hiérarchisée sur différents postes de consommation, afin de limiter l'impact sur le confort des usagers. L'utilisation de l'énergie au moment où elle est produite par les sources est favorisée et la sollicitation des batteries est réduite grâce à l'application de stratégies basées sur l'anticipation de consommations décalables que peuvent être les chauffe-eau et le chauffage électrique. En dernier recours, un écrêtage peut être appliqué pour éviter la survenue d'une situation de black-out, à cause de batteries déchargées et d'une faible production des sources. De nombreux bénéfices sont apportés par l'application de cet algorithme, tels qu'une amélioration de la satisfaction de la demande, une diminution des situations de black-out, un ralentissement du vieillissement des batteries et une amélioration du confort thermique.

Pour pouvoir appliquer ces stratégies sur un micro-réseau réel, une étude de l'acceptabilité sociétale d'une gestion de la demande serait nécessaire, ce qui permettrait de proposer par ailleurs des stratégies adaptées aux attentes des consommateurs. Aussi, une plus grande diversité de charges pourrait être intégrée à l'algorithme, pour lesquelles des stratégies et niveaux de déclenchement seraient à définir.

6. REFERENCES

- [1] G. Notton, « Importance of islands in renewable energy production and storage: The situation of the French islands », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 47, p. 260-269, juill. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.03.053.
- [2] P. Blechinger, C. Cader, P. Bertheau, H. Huyskens, R. Seguin, et C. Breyer, « Global analysis of the techno-economic potential of renewable energy hybrid systems on small islands », *Energy Policy*, vol. 98, p. 674-687, nov. 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2016.03.043.
- [3] S. Sabihuddin, A. E. Kiprakis, et M. Mueller, « A Numerical and Graphical Review of Energy Storage Technologies », *Energies*, vol. 8, n° 1, p. 172-216, janv. 2015, doi: 10.3390/en8010172.
- [4] P. D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, et J. Salpakari, « Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, p. 785-807, mai 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.01.057.
- [5] P. Palensky et D. Dietrich, « Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads », *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, n° 3, p. 381-388, août 2011, doi: 10.1109/THI.2011.2158841.
- [6] J. S. Vardakas, N. Zorba, et C. V. Verikoukis, « A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms », *IEEE Communications Surveys Tutorials*, vol. 17, n° 1, p. 152-178, Firstquarter 2015, doi: 10.1109/COMST.2014.2341586.
- [7] C. W. Gellings, « The concept of demand-side management for electric utilities », *Proceedings of the IEEE*, vol. 73, n° 10, p. 1468-1470, oct. 1985, doi: 10.1109/PROC.1985.13318.
- [8] H. T. Haider, O. H. See, et W. Elmenreich, « A review of residential demand response of smart grid », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, p. 166-178, juin 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.01.016.
- [9] R. M. Badreddine, « Gestion Énergétique optimisée pour un bâtiment intelligent multi-sources multi-charges : différents principes de validations », Thèse de Doctorat, Université de Grenoble, 2012.
- [10] H. Kanchev, « Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable : Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain », Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2014.
- [11] H. Jabir, J. Teh, D. Ishak, et H. Abunima, « Impacts of Demand-Side Management on Electrical Power Systems: A Review », *Energies*, vol. 11, avr. 2018, doi: 10.3390/en11051050.
- [12] G. Strbac, « Demand side management: Benefits and challenges », *Energy Policy*, vol. 36, n° 12, p. 4419-4426, déc. 2008, doi: 10.1016/j.enpol.2008.09.030.
- [13] D.-L. Ha, « Un système avancé de gestion d'énergie dans le bâtiment pour coordonner production et consommation », Thèse de Doctorat, Grenoble INPG, 2007.
- [14] K. Le, « Gestion optimale des consommations d'énergie dans les bâtiments », Thèse de Doctorat, Grenoble INPG, 2008.
- [15] D. Friedrich et G. Lavidas, « Evaluation of the effect of flexible demand and wave energy converters on the design of hybrid energy systems », *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, n° 9, p. 1113-1119, 2017, doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0955.
- [16] D. K. Critz, S. Busche, et S. Connors, « Power systems balancing with high penetration renewables: The potential of demand response in Hawaii », *Energy Conversion and Management*, vol. 76, p. 609-619, déc. 2013, doi: 10.1016/j.enconman.2013.07.056.
- [17] A. Pina, C. Silva, et P. Ferrão, « The impact of demand side management strategies in the penetration of renewable electricity », *Energy*, vol. 41, n° 1, p. 128-137, mai 2012, doi: 10.1016/j.energy.2011.06.013.
- [18] D. M. Jadan, « Development of optimal energy management in Galapagos Islands towards Smart Grid », Thèse de Doctorat, Université Grenoble Alpes, 2017.
- [19] Les îles du Ponant, « Les îles du Finistère : Lancement opérationnel de la transition énergétique », PPE, 2017.
- [20] Programmation Pluriannuelle de l'Energie, « Volet relatif aux îles du Ponant », 2017. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Volet%20Iles%20du%20Ponant.pdf>.
- [21] A. Roy, F. Auger, F. Dupriez-Robin, S. Bourguet, et Q. T. Tran, « A multi-level Demand-Side Management algorithm for offgrid multi-source systems », *Energy*, vol. 191, p. 116536, janv. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2019.116536.
- [22] D. D. Silva, B. Duplessis, et J. Adnot, « A methodology for evaluating the energy, peak load and comfort effects of demand response control strategies for electric heating », présenté à ECEEE 2011 Summer Study « Energy efficiency first: The foundation of a low-carbon society », juin 2011.
- [23] A. Roy, « Gestion optimale d'un système multi-sources pour un site isolé en mer », Thèse de Doctorat, Université de Nantes, 2019.
- [24] A. Roy, F. Auger, S. Bourguet, F. Dupriez-Robin, et Q. T. Tran, « Benefits of Demand Side Management strategies for an island supplied by marine renewable energies », in *2018 IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, Paris, oct. 2018.