

**Problématiques et enjeux de la gestion
« intelligente » de l'énergie électrique - Intérêt du véhicule
électrique**

Sommaire

1.1. Contexte et problématiques de la gestion « intelligente » de l'électricité	29
1.1.1. Evolution de la consommation et de la production d'électricité en France	29
1.1.2. Intérêt des réseaux « intelligents » dans la gestion de l'électricité.....	33
1.2. Place du véhicule électrique dans la gestion « intelligente » de l'électricité	39
1.2.1. Introduction du véhicule électrique	39
1.2.2. Concepts V2H/V2G et stockage stationnaire	42
1.2.3. Gestion de la recharge des batteries.....	44
1.3. Proposition d'une topologie innovante de convertisseur AC-DC bidirectionnel.....	49
1.3.1. Limites des structures PFC existantes	49
1.3.2. Présentation d'une structure bidirectionnelle AC-DC de type PFC Bridgeless Totem-pole.....	58
1.3.3. Objectifs des travaux de recherche	59
1.4. Problématique de l'interconnexion des convertisseurs avec le réseau.....	60
1.5. Conclusions.....	63

1.1. Contexte et problématiques de la gestion « intelligente » de l'électricité

Ce premier chapitre a pour objectif de démontrer l'intérêt d'une gestion « intelligente » de l'électricité par rapport aux modifications des modes de production et de consommation qui s'opèrent depuis de nombreuses années. Tout d'abord, nous allons nous intéresser à la production de l'énergie électrique en fonction de la consommation des usagers. Au regard des nouvelles réglementations environnementales, la production d'électricité par les énergies dites vertes doit prendre le pas sur les énergies polluantes telles que les centrales nucléaires et les centrales à charbon. Du fait de leur intermittence, ces sources renouvelables de production d'électricité ajoutent nécessairement des contraintes supplémentaires sur le réseau électrique de distribution. Nous allons ainsi les quantifier. Pour garantir la sûreté du réseau, que nous pouvons qualifier de système électrique, il est primordial de disposer d'une flexibilité suffisante pour entre autre faire face aux variations de l'offre et de la demande. Ainsi, nous allons nous intéresser aux réseaux dits « intelligents » ou « smart grids » pour identifier les méthodes de gestion de l'électricité. Un des leviers de flexibilité pour équilibrer en temps réel les niveaux de production et de consommation consiste à stocker l'énergie électrique pour l'utiliser à des moments opportuns. Nous allons voir comment le véhicule électrique peut répondre à ce besoin. Pour terminer ce chapitre, nous allons décrire les objectifs de ces travaux de recherche au regard des problématiques décrites ci-dessus.

1.1.1. Evolution de la consommation et de la production d'électricité en France

Selon l'organisation des nations unies (ONU), au 1^{er} janvier 2019, la population mondiale est estimée à 7,7 milliards d'individus [1]. Elle pourrait augmenter d'environ 15% d'ici 2030 et de l'ordre de 30% à l'horizon 2050 [2]. Cette croissance démographique, couplée à une potentielle croissance économique, va stimuler la demande énergétique mondiale. Selon les prévisions, cette dernière devrait augmenter d'environ 25% d'ici 2040 [3]. Cette augmentation serait alors équivalente à la somme des consommations de l'Amérique du Nord et de l'Amérique latine. De plus, cette hausse de

la consommation est directement liée à la nécessité d'intégrer des équipements électroménagers au sein des foyers.

L'électricité fait nécessairement partie de ces préoccupations. En France, en 2018, la consommation d'énergie électrique est de l'ordre de 474 TWh [4]. En 40 ans, cette dernière a environ été multipliée par trois. Comme le montre la Figure 1-1, l'électricité est utilisée de manière significative dans le secteur résidentiel-tertiaire. Elle est passée de 37% à 72% sur une période fortement liée au développement électroménager des foyers. L'électricité est également utilisée dans le secteur industriel, dans l'agriculture et dans les transports.

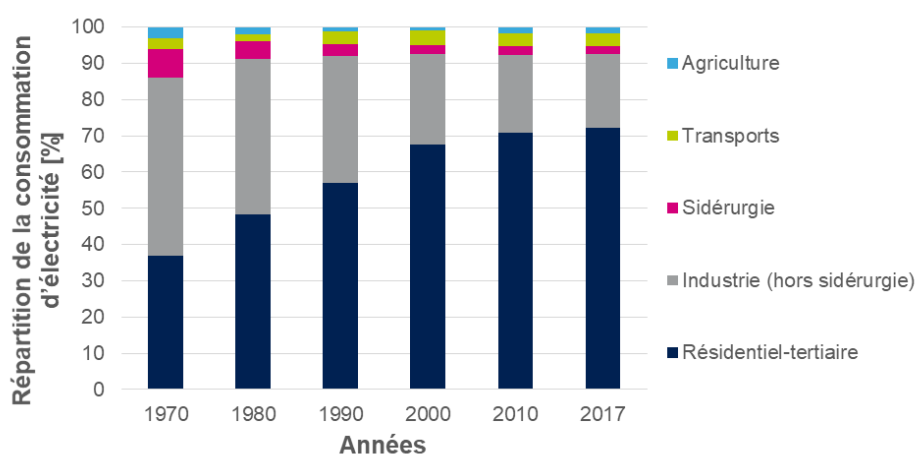


Figure 1-1 : Consommation d'électricité en France par secteurs d'activités [5]

Avec une hausse de la consommation d'électricité, la production a dû s'adapter aux besoins énergétiques du pays. L'édition 2015 de la conférence des parties de la convention-cadre des nations-unies sur les changements climatiques (COP 21), organisée par la France, a marqué un tournant dans la transition énergétique et la lutte contre le réchauffement climatique. L'Accord de Paris, qui y a été adopté, puis signé le 22 avril 2016, a permis d'engager tous les pays du monde à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre et à maintenir le réchauffement climatique sous la barre des 2 °C (voire 1,5 °C) à l'horizon 2100 [6].

Parmi les engagements qui ont été pris, les subventions de l'État aux énergies fossiles ont été supprimées au profit des énergies renouvelables. En d'autres termes, la France ne soutient plus la construction de sites de production (i.e., centrales thermiques) qui émettent des gaz à effet de serre en grande quantité. Ces actions viennent concrètement

mettre en application les directives de 2008 fixées par l'Union Européenne et notamment, la garantie d'atteindre l'objectif politique des « 3 × 20 » en 2020 [7] :

- 20% de la consommation énergétique totale proviendra des énergies renouvelables,
- 20% d'augmentation de l'efficacité énergétique,
- réduction de 20% des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990.

Comme l'illustre la Figure 1-2, le nucléaire tient une place majeure dans la production brute d'électricité en France. L'agence internationale de l'énergie (AIE) a récemment montré que limiter le réchauffement à 2 °C va demander de poursuivre l'utilisation de l'énergie nucléaire. Même si les énergies renouvelables sont des contributeurs majeurs à la production depuis les dernières décennies, elles ne pourront pas à court terme remplacer la part très importante du nucléaire.

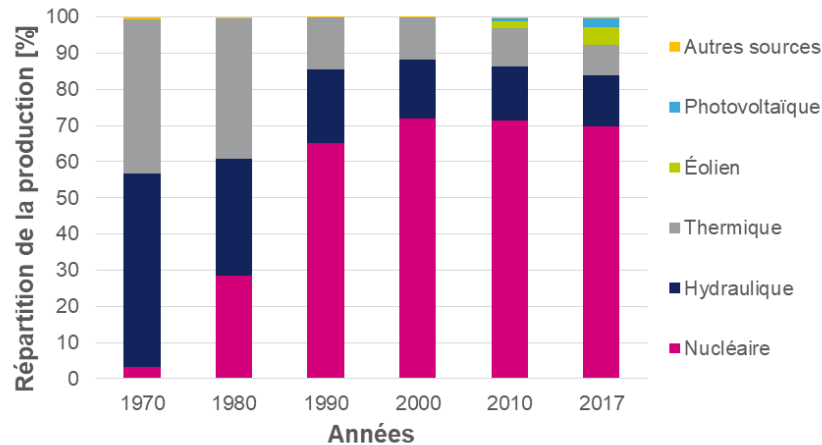


Figure 1-2 : Évolution de la production brute d'électricité en France [5]

Au quotidien, la production doit s'adapter en temps réel à la consommation d'électricité. On parle alors d'équilibre de l'offre et de la demande. La Figure 1-3 donne un exemple de consommation d'électricité durant la 2^{ème} semaine (janvier) et celle de la 28^{ème} semaine (juillet) de l'année 2016 [8]. On remarque deux choses :

- Au mois de janvier, la consommation est plus importante qu'en juillet. Cela est dû à la mise en fonctionnement des éléments de chauffage.
- La consommation est légèrement moins importante (de l'ordre de 15%) durant le week-end. La consommation des entreprises est très basse. Cependant, celle liée aux foyers domestiques augmente avec le nombre d'appareils électroménagers en fonctionnement.

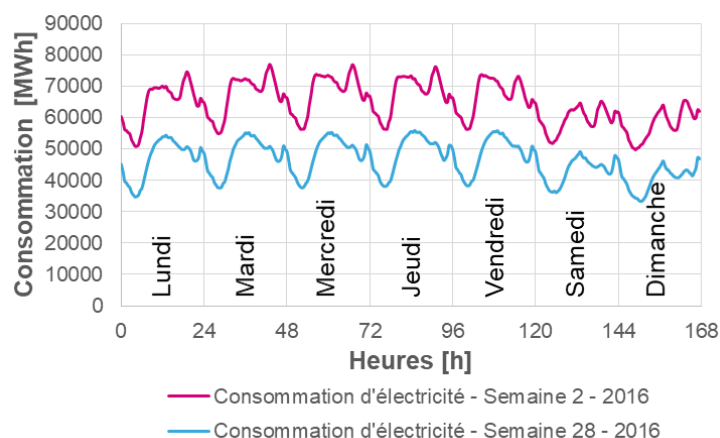


Figure 1-3 : Consommation hebdomadaire d'électricité en France [5]

En hiver (cf. Figure 1-4), les centrales nucléaires sont utilisées au maximum de leur capacité. Les pointes de consommation sont ajustées via l'utilisation des barrages hydrauliques, des centrales à gaz et des énergies renouvelables (i.e., éolien et photovoltaïque) eu égard à la latence des centrales pour répondre instantanément à une forte demande en électricité. En été (cf. Figure 1-5), les centrales nucléaires sont utilisées à 70% de leur capacité, alors que les barrages hydrauliques peuvent fonctionner à plein régime. L'emploi des centrales à gaz et des énergies renouvelables permet alors de limiter les pointes de consommation.

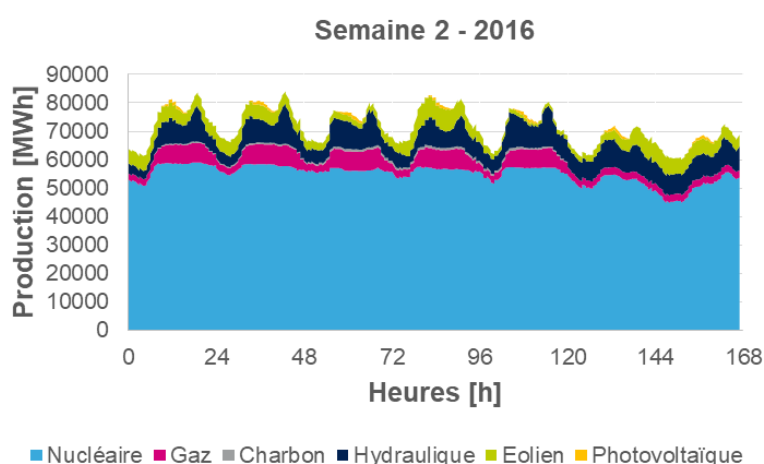


Figure 1-4 : Production d'électricité en France du 04/01/2016 au 10/01/2016 [5]

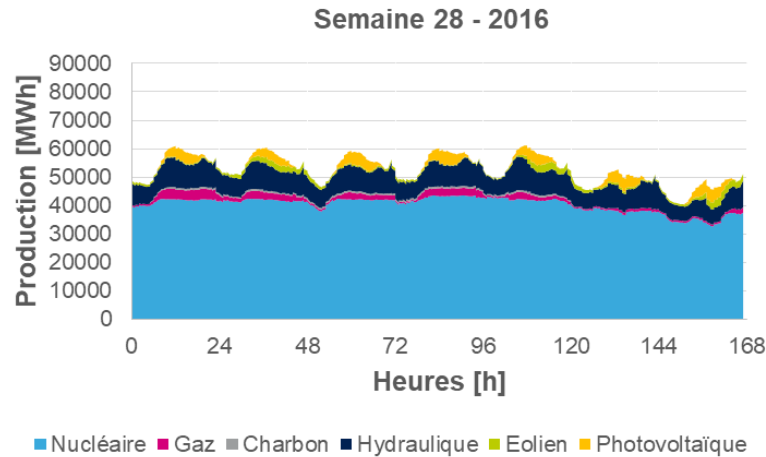


Figure 1-5 : Production d'électricité en France du 04/07/2016 au 10/07/2016 [5]

Les exemples qui précèdent permettent de démontrer que les centrales nucléaires ne peuvent pas, à elles seules, répondre rapidement à une forte demande d'électricité. L'utilisation de sites de production faisant appel au photovoltaïque ou à l'éolien est alors nécessaire, notamment pour produire de l'électricité durant les pointes de consommation. Toutefois, ces sites de production doivent être reliés au réseau électrique de distribution. Une gestion des flux d'énergie doit être garantie par le fournisseur d'électricité. Pour cela, le réseau électrique de distribution doit obligatoirement être « intelligent ».

1.1.2. Intérêt des réseaux « intelligents » dans la gestion de l'électricité

Pour faire face à l'accroissement de la consommation, l'apparition de nouvelles énergies intermittentes et les exigences des normes européennes associées, le réseau actuel de distribution d'électricité doit nécessairement être flexible. Cette flexibilité passe nécessairement par l'intégration des nouvelles technologies de l'information et de la communication afin de maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande.

Le système électrique doit être en capacité de passer d'une situation où la production est contrôlable, alors que la consommation l'est peu, à une situation où la production ne sera contrôlable que dans une certaine mesure et où la consommation fera l'objet d'une gestion active. Le concept de « smart grid » ou réseau électrique « intelligent » a récemment été introduit pour répondre à cette problématique. Un réseau dit « intelligent » doit permettre d'intégrer les énergies renouvelables et de renseigner les producteurs, les

distributeurs et les consommateurs sur l'utilisation de l'énergie. Pour gérer ces nouveaux besoins et ces nouveaux modes de production, les réseaux électriques « intelligents » ont deux caractéristiques majeures [9] :

- Ils sont communicants et interactifs.
- Ils permettent d'échanger des données entre les différents acteurs du système électrique.

La Figure 1-6 montre comment interagissent les différents éléments qui constituent le réseau électrique « intelligent » [10].

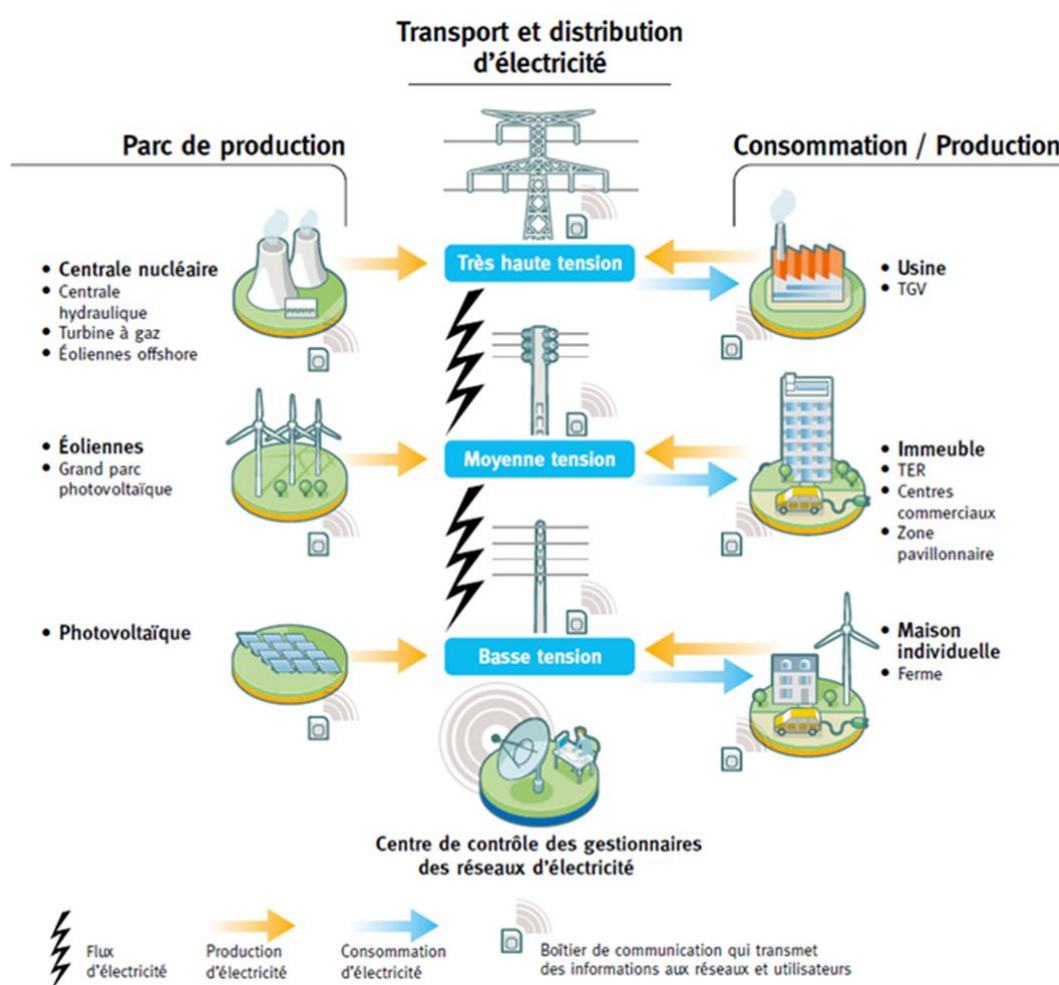


Figure 1-6 : Gestion des flux énergétiques au sein d'un réseau électrique « intelligent » [10]

Le mix énergétique offre une production diversifiée de l'électricité avec les centrales nucléaires, les centrales hydrauliques, les turbines à gaz, les éoliennes et les parcs photovoltaïques. Ces parcs de production sont reliés aux consommateurs (e.g., usines,

immeubles, centre commerciaux, logements individuels, ...), par un réseau de transport et de distribution. Les parcs de production communiquent avec les consommateurs grâce à des boîtiers qui transmettent des informations en temps réel aux réseaux et aux utilisateurs. Ils permettent ainsi un équilibrage entre l'offre et la demande en électricité.

Il existe également des micro-réseaux « intelligents » (ou « microgrids »). Ce sont des réseaux électriques de plus petite taille conçus pour fournir de l'électricité à peu de consommateurs. Ils sont composés d'une ou de plusieurs installations locales de production (e.g., générateurs au diesel, modules photovoltaïques, mini-éoliennes), de sites de consommation, de dispositifs de stockage et des outils de supervision et de gestion de la demande. Ils peuvent être directement raccordés à un réseau de distribution ou fonctionner en « îlotage », c'est-à-dire déconnectés du réseau. Le déploiement d'un micro-réseau poursuit divers objectifs [11], [12] :

- électrifier durablement les zones dites non-interconnectées comme les îles, qui ne sont pas reliées (ou alors faiblement) aux réseaux nationaux,
- garantir la sécurité d'approvisionnement en énergie dans des zones où le réseau est fragile et souvent défaillant,
- faciliter l'intégration des énergies renouvelables : les systèmes de gestion de l'énergie des micro-réseaux permettent à la fois de lisser la consommation, mais aussi de réguler l'intermittence des énergies renouvelables.

De nombreuses installations de production d'électricité utilisant des sources renouvelables sont raccordées aux réseaux de distribution d'électricité. Leur multiplication influence le dimensionnement des réseaux électriques. La production décentralisée issue des énergies renouvelables est majoritairement intermittente et très difficilement pilotable. Le stockage constitue alors une solution à l'intermittence de ces énergies, car il apporte de la flexibilité au système électrique sur lequel doit être maintenu à tout moment l'équilibre entre la production et la consommation. Parmi les solutions de stockage les plus utilisées, on trouve entre autres :

- Les STEP (i.e., stations de transfert d'énergie par pompage) : un système de pompage permet de remonter l'eau d'un bassin inférieur vers un bassin supérieur pour la stocker lorsque la demande d'électricité est faible. Lors des pointes de consommation d'électricité, le réservoir supérieur se vide et la STEP fonctionne comme une centrale hydroélectrique.

- L'hydrogène : l'électricité est transformée en hydrogène par le principe d'électrolyse de l'eau pendant les périodes de faible consommation d'électricité. L'électrolyse de l'eau est un procédé électrolytique qui décompose l'eau en dioxygène et dihydrogène gazeux avec l'aide d'un courant électrique.
- Les batteries : ces dispositifs de stockage électrochimique équipent aujourd'hui la plupart des véhicules électriques.

Les batteries électrochimiques présentant de bonnes performances pour le stockage sont principalement les batteries lithium-ion et leurs dérivées. Sur la Figure 1-7, les caractéristiques des principaux dérivés du lithium-ion sont présentées, que ce soit leur coût, leur densité d'énergie, leur puissance spécifique, leur sécurité, leur performance et leur durée de vie [13].

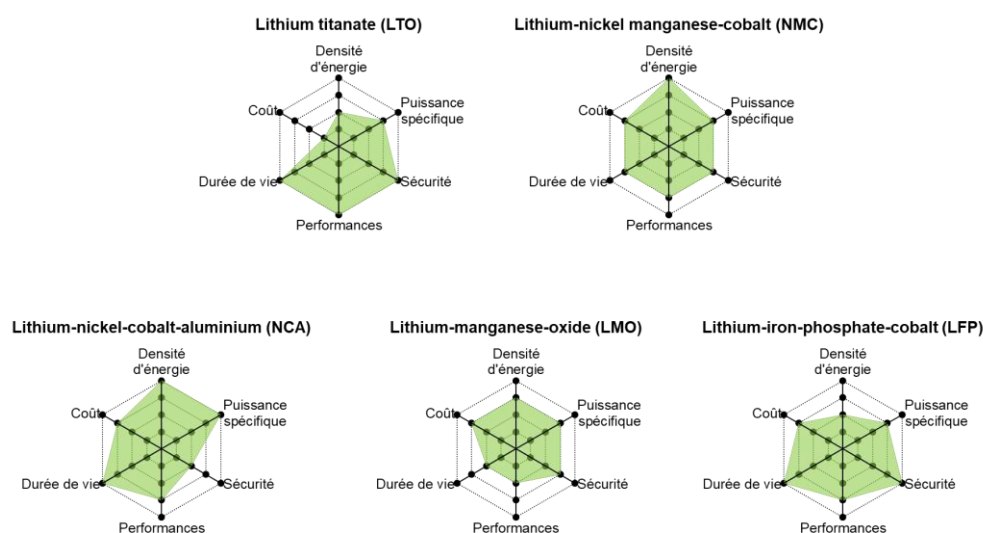


Figure 1-7 : Technologies dérivées du lithium-ion [13]

Le Tableau 1-1 synthétise les principales caractéristiques de chaque technologie de batterie.

À ce jour, les batteries NCA (lithium nickel cobalt aluminium) et LMO (lithium manganese oxide) sont principalement utilisées pour les véhicules électriques. La technologie LTO (lithium titanate) est employée pour les bus électriques et les batteries LFP (lithium phosphate cobalt) pour les véhicules électriques légers. Les batteries LTO sont très prometteuses car elles possèdent de très grandes performances en charge comme en décharge, une durée de vie très élevée (jusqu'à 20 000 cycles), une puissance

spécifique élevée (e.g., jusqu'à 2 700 W/kg), un coût relativement faible (e.g., 125 €/kWh) et une sécurité accrue puisque la technologie ne présente pas de risque d'explosion [14]. Son seul principal défaut, pour le secteur automobile, est son énergie massique assez faible (e.g., entre 100 et 250 Wh/kg).

D'autres technologies sont en cours de développement comme par exemple les batteries lithium-ion de nouvelle génération et les batteries lithium-soufre. La technologie lithium-air est à un stade de R&D et présente des caractéristiques très intéressantes, en particulier pour sa densité d'énergie approchant les 1 000 Wh/kg. Une autre technologie découverte au début des années 2 000 est en cours d'études chez Tesla et dans les laboratoires européens : il s'agit des batteries au graphène [15]. Lorsque le graphène est utilisé pour constituer l'anode d'une batterie, il permet d'en augmenter considérablement ses performances (jusqu'à 4 à 8 fois plus de capacité pour le même poids, durée de vie jusqu'à 4 fois plus grande) [16]. Tesla compte développer cette technologie pour ses futures véhicules électriques ce qui leur permettrait de doubler leur autonomie. Enfin, une dernière technologie pour réaliser le stockage électrique est celle du sodium-ion (Na-ion) (de la même famille technologique que le lithium-ion) développée par le CEA et le CNRS [17]. La densité d'énergie (e.g., 90 Wh/kg) est cependant plus faible, mais sa durée de vie est accrue (e.g. > 2000 cycles). Un des principaux avantages des batteries sodium-ion est son prix qui est en deçà de ses concurrentes. Cela vient du fait que le sodium est présent en grande quantité sur Terre et son coût est plus abordable que le lithium. C'est donc une technologie très prometteuse pour le stockage stationnaire d'énergie.

Tableau 1-1 : Comparatif des technologies de batteries à haute densité énergétique [13]

Technologies & Caractéristiques		Lithium							Sodium
Tension nominale [V]		LTO	LFP	LMO	NMC	LCO	NCA	Graphène	Na-ion
Densité d'énergie [Wh/kg]		2,4	3,3	3,7	3,6	3,6	3,6	Jusqu'à 3,7	3,5
Durée de vie [cycles]		70 à 80	90 à 120	100 à 150	150 à 220	15 à 200	200 à 260	Jusqu'à 1000	90 à 140
		3 à 7000	1 à 2000	300 à 700	1 à 2000	500 à 1000	500	Jusqu'à 20000	Min. 2000
Charge [C]		1 à 5	1	0,7 à 1	0,7 à 1	0,7 à 1	0,7	Jusqu'à 100	Non communiqué
Décharge [C]		10 à 30	1 à 25	1 à 10	1 à 2	1	1	Jusqu'à 200	Non communiqué
Application		Véhicule électrique, stockage stationnaire	Stockage portable ou stationnaire	Trains, outils médicaux ou de puissance	Vélos, Véhicule électrique, industrie, médical	Appareils multimédias	Industrie, trains, médical	Véhicule électrique, vélo, train, stockage, industrie...	Stockage stationnaire

1.2. Place du véhicule électrique dans la gestion « intelligente » de l'électricité

Dans cette partie, nous allons positionner le véhicule électrique dans le contexte de la gestion « intelligente » de l'électricité. Tout d'abord, un bref historique du véhicule électrique sera présenté. Cet historique permettra entre autre d'introduire la forte croissance de ces véhicules sur le marché automobile. Une utilisation détournée des batteries des véhicules électriques (au sens où ces batteries sont utilisées comme support au réseau électrique de distribution) sera ensuite discutée. Enfin, une synthèse sera proposée permettant de mettre en évidence les avantages et les inconvénients de ce type d'utilisation.

1.2.1. Introduction du véhicule électrique

Avant 1900, les premiers véhicules électriques ont été conçus par des inventeurs passionnés tels que Jeanhaud, Krieger ou Mildé. Le premier véhicule apte à dépasser la vitesse de 100 km/h était électrique. Ce véhicule, appelé « Jamais contente », a été construit par un ingénieur et coureur automobile belge, Camille Jenatzy [18]. Dès ses premières heures, cette voiture électrique enregistrait des performances surprenantes qui auraient pu dépasser celles de ses rivales, notamment la voiture embarquant un moteur à explosion apparue quelques années après elle.

Entre 1900 et 1920, la voiture électrique accumule un retard technologique de plus en plus important face à ses concurrentes thermiques (à essence ou à diesel). À cette époque, la recharge des batteries, les questions d'autonomie et de puissance étaient au centre des préoccupations. A l'instar des voitures à essence ou à diesel qui s'industrialisaient très vite, les véhicules électriques semblaient déjà atteindre leurs limites technologiques.

Dans les années 1940, la voiture électrique a été écartée des préoccupations industrielles. Seule une très courte parenthèse de deux ans, entre 1940 et 1942, la remet sur le devant de la scène pour tenter de faire face à la pénurie d'essence provoquée par la seconde guerre mondiale.

Entre 1960 et 1990, de nouvelles réalisations relancent la voiture électrique dans un contexte général qui évolue. En effet, les problématiques liées à l'environnement et

aux économies d'énergie prennent de l'ampleur dans le débat politique. Toutefois, cet élan reste insuffisant pour imposer la voiture électrique sur le marché du véhicule pour les particuliers.

Dans les années 1990, la batterie au lithium relance la recherche et les espoirs des partisans du véhicule électrique. Cependant, très vite, ce dernier se heurte aux intérêts des groupes pétroliers qui cherchent à l'évincer. Cette pression des « anti-électrique » sera préjudiciable à l'EV-1 de General Motors [19].

En 2010, le véhicule électrique est devenu une réalité industrielle. Les principaux constructeurs automobiles, à l'image de Renault avec la Zoe, ont développé un modèle 100% électrique (BEV ou battery electric vehicle). D'autres constructeurs ont choisi la voie de l'hybride rechargeable (PHEV ou plug-in hybrid electric vehicle) comme BMW avec son modèle i3. On retrouve principalement ces deux types de véhicules électriques aux côtés des traditionnelles voitures à combustion (ICE ou internal combustion engine) et des véhicules hybrides (HEV ou hybrid electric vehicle) dans le parc automobile (cf. Figure 1-8) [20].

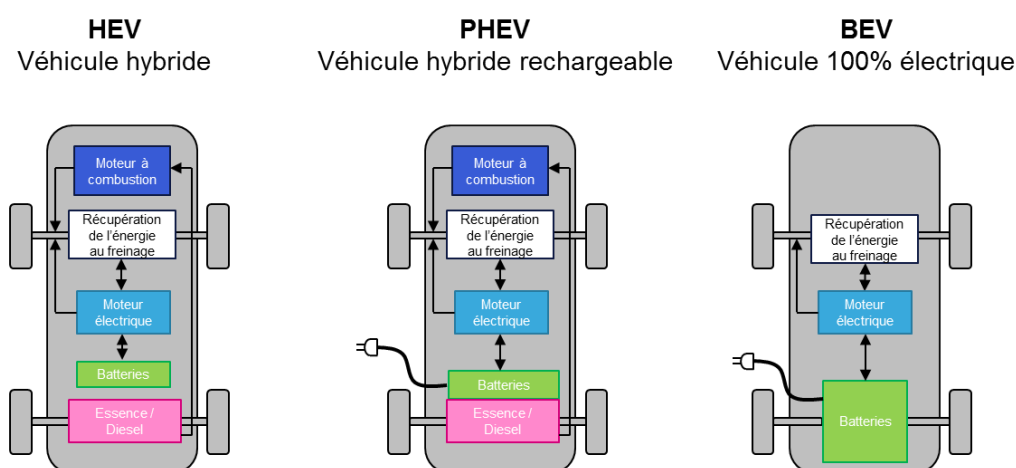


Figure 1-8 : Types de véhicules électriques : HEV, PHEV et BEV [20]

Le scandale de Volkswagen, aussi appelé « dieselgate » y est pour beaucoup. Lors des tests d'homologation, la firme aurait minimisé les émissions polluantes de NOx et de CO₂ [21]. Cette affaire a non seulement fait du mal aux partisans des moteurs à essence/diesel mais surtout, elle a fait changer l'opinion publique sur la pollution engendrée par les automobiles. Comme le montre la Figure 1-9, les ventes de véhicules électriques dans le monde ont augmenté quasiment de manière exponentielle depuis 2011. En 2016, celles des véhicules électriques rechargeables (BEV et PHEV) ont atteint un record avec près de 750 000 ventes dans le monde. La Chine est incontestablement en

tête avec près de 40% des ventes, soit le double des États-Unis. La France (1,5%) avec les Pays-Bas (1,5%), le Royaume-Uni (1,5%) et l'Allemagne (1,5%) se situent après la Norvège (29%) en tête des ventes européennes [22].

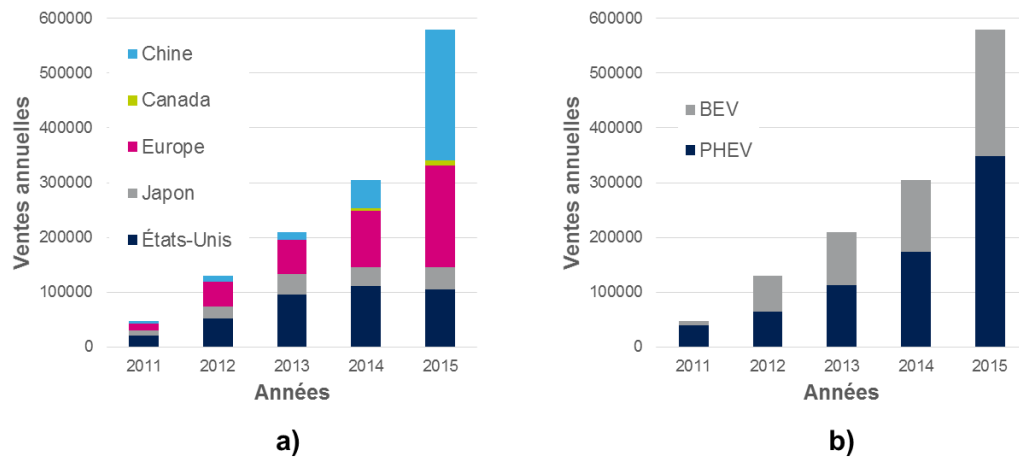


Figure 1-9 : Ventes annuelles mondiales des véhicules électriques [23]

Portée par une forte politique de « dépollution » des moyens de transport, la Chine diversifie le « tout électrique » avec 200 millions de deux roues électriques, 3,5 millions de véhicules électriques à faible vitesse et 300 000 bus électriques [22].

Le développement d'un parc significatif de véhicules électriques à moyen terme est devenu une réalité [23]. Le gouvernement chinois vise en outre un parc de 5 millions de véhicules électriques à l'horizon 2020. Aux États-Unis, le gouverneur de Californie a annoncé vouloir atteindre 1,5 million de véhicules électriques à l'horizon 2025 sur son territoire. Le plan de développement national de l'électromobilité en Allemagne, supporté par son gouvernement, fixe comme objectif un parc d'un million de véhicules électriques d'ici 2020. En Grande-Bretagne, National Grid estime, dans son exercice de scénarisation énergétique, entre 0,8 à 4,5 millions le nombre de véhicules électriques en circulation d'ici 2030. La France affiche une intention de multiplier par cinq, d'ici à 2022, le nombre de véhicules électriques neufs vendus chaque année, pour atteindre un total de 600 000 BEV roulant dans quatre ans, contre 139 000 aujourd'hui pour environ 35 millions de voitures au bénéfice des ménages français.

En 2017, la France offre 22 308 emplacements de stationnement, répartis en 7 242 stations ouvertes au public permettant aujourd'hui de brancher son véhicule électrique [24]. Une augmentation de 35,5% par rapport à l'année 2016 (14 799 bornes sur 4 507 stations fin septembre) [25], [26].

1.2.2. Concepts V2H/V2G et stockage stationnaire

Il y a donc un réel enjeu dans l'utilisation du parc de véhicules électriques connectés au réseau électrique. Le développement de cette connexion permettra à terme de disposer d'un taux de disponibilité élevé augmentant ainsi la puissance brute disponible et donc un équilibrage de l'offre/demande performant. On pourra trouver ces concepts [27]:

- dans les habitations équipées d'un chargeur bidirectionnel. On parle alors de connexion V2H (vehicle to home),
- dans les parkings équipés de chargeurs bidirectionnels. On parle alors de connexion V2G (vehicle to grid).

Le concept de V2H, est semblable à celui du V2G. Dans les deux cas, il consiste à utiliser l'énergie stockée dans les batteries d'un véhicule électrique lorsque celui-ci n'est pas utilisé. Ces concepts sont illustrés dans la Figure 1-10.

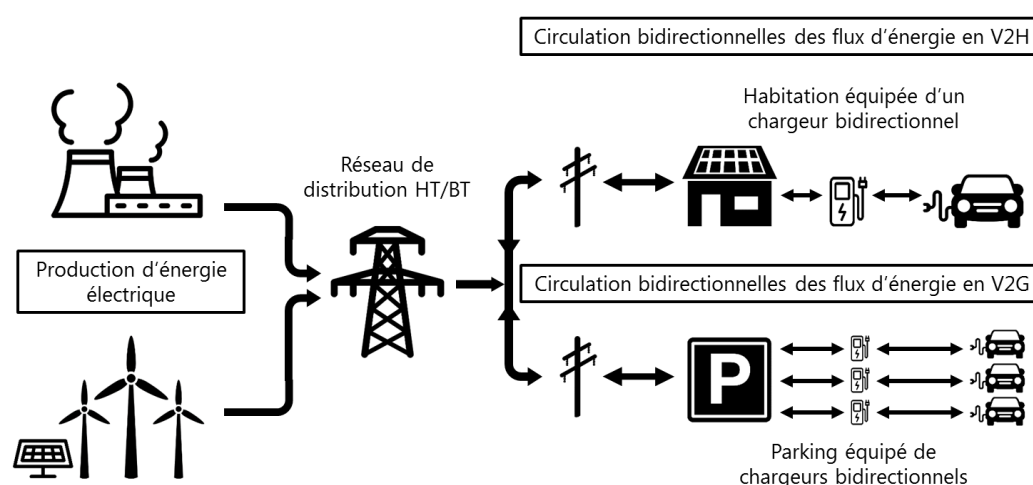


Figure 1-10 : Illustration des concepts de V2H et de V2G

De nombreux constructeurs automobiles se sont intéressés à ces deux concepts. En particulier, on peut citer les constructeurs Nissan avec son système « Leaf-to-home » (V2H), Renault avec sa conformité « Z.E. ready », ainsi que des fournisseurs d'électricité. De tels concepts permettraient :

- De fournir de l'énergie quand le véhicule est en stationnement durant les heures de pointe.
- D'absorber de l'énergie quand le véhicule est en stationnement durant les heures creuses.

- D'agir comme des charges contrôlables et comme des sources distribuées sur le réseau.
- De réduire le coût des véhicules électriques.

L'utilisation des véhicules électriques en mode V2G est intéressante pour le stockage d'énergie renouvelable, mais elle présente des contraintes non négligeables dont il faut tenir compte [28] :

- une disponibilité élevée des bornes bidirectionnelles dans les résidences et dans les lieux publics (parking),
- une disponibilité des véhicules électriques des particuliers. Les personnes doivent s'impliquer et brancher leur voiture dès qu'ils ne s'en servent pas,
- vérifier la tension aux bornes des batteries,
- vérifier l'état de charge et la durée de vie des batteries.

La charge et la décharge usera prématurément les batteries. Lorsque ces dernières seront considérées comme usagées, elles ne seront plus utilisées au sein des véhicules électriques. Cependant, il est possible de se servir des batteries usagées dans le but de faire du stockage stationnaire. Évaluer le potentiel de stockage que représente l'utilisation des batteries des véhicules électriques en seconde vie nécessite l'analyse de deux paramètres majeurs :

- la durée moyenne de la première vie (i.e., utilisation au sein du véhicule lui-même),
- le niveau de dégradation des performances de la batterie en fin de première vie (indiquant son SOH ou state of health).

La majorité des études techniques réalisées par les constructeurs automobiles et les laboratoires de recherche donne une durée de première vie estimée entre 7 et 15 ans. La durée de première vie réelle d'une batterie est directement liée à son utilisation (e.g., nombre de cyclages complets, profondeur des cycles, conditions d'utilisation, température, ...) [13]. Le niveau de dégradation des performances d'une batterie en fin de première vie (i.e., capacité énergétique, puissance) est, quant à lui, le plus souvent estimé entre 20% et 30% ; les performances allant de 70% à 80% de celles d'une même batterie neuve [13].

Comme l'illustre la Figure 1-11, la capacité potentielle de stockage représentée par la réutilisation des batteries en seconde vie pourrait être estimée à 260 GWh (en valeurs cumulées) d'ici 2025 et 460 GWh à l'horizon 2030 [29]. Ces valeurs s'appuient sur les hypothèses ci-après :

- durée de première vie égale à 10 ans,
- 75% de capacité restante et en supposant une capacité initiale moyenne de 24 kWh,
- durée moyenne de seconde vie égale à 5 ans.

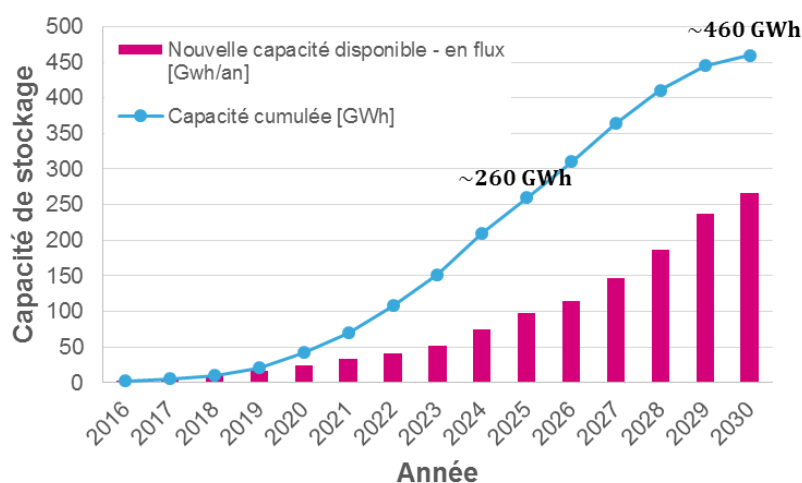


Figure 1-11 : Estimation de la capacité de stockage disponible liée à la seconde vie des batteries des véhicules électriques [29]

Une telle capacité de stockage permettrait de fonctionner de pair avec les énergies renouvelables tels que le solaire photovoltaïque et l'éolien. Les batteries des véhicules électriques sont une aubaine pour gérer la problématique de l'offre et de la demande en électricité décrite dans le paragraphe 1.1.1.

1.2.3. Gestion de la recharge des batteries

En fin de journée, chaque personne doit le plus souvent recharger son véhicule électrique pour pouvoir l'utiliser le lendemain. La recharge de la batterie pendant les heures de pointe augmente nécessairement le pic de consommation d'électricité (cf. Figure 1-12).

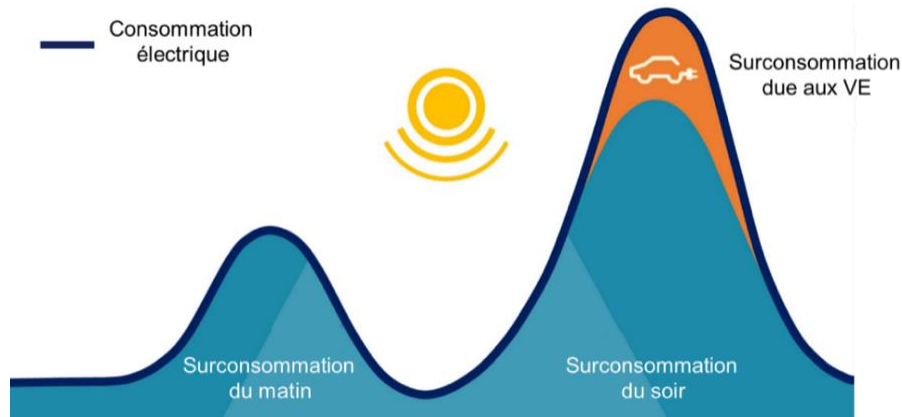


Figure 1-12 : Surconsommation d'électricité due aux véhicules électriques [30]

Dans l'optique de lisser la consommation journalière d'électricité décrite dans le paragraphe 1.1.1, l'énergie stockée dans la batterie du véhicule est utilisée lors des surconsommations pour fournir de l'électricité aux différentes charges. Puis, la batterie est rechargée pendant les heures creuses notamment pour éviter les surconsommations. Le principe d'équilibrage de la consommation électrique en utilisant l'énergie stockée dans les batteries des véhicules électriques est illustré dans la Figure 1-13.

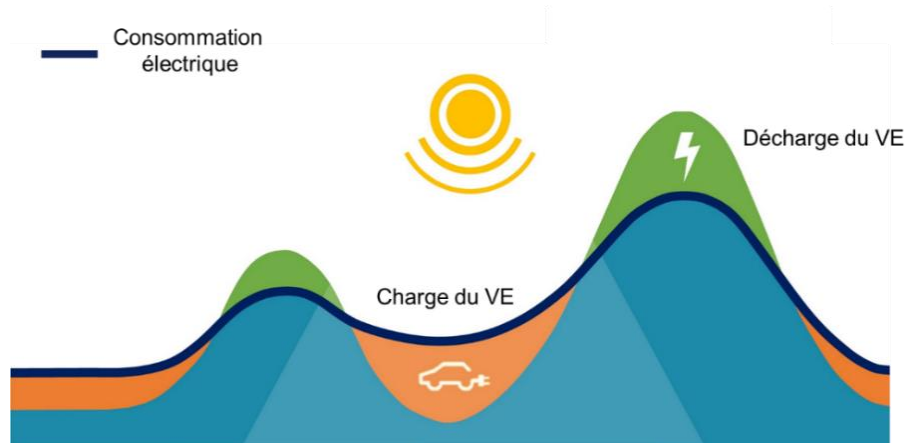


Figure 1-13 : Utilisation du véhicule électrique pour lisser la consommation électrique journalière [30]

En analysant l'émergence et le déploiement à long terme du concept de V2G, trois verrous technologiques majeurs ont pu être identifiés [31].

Le premier porte sur la fiabilité, la sécurité, la robustesse et la gestion des systèmes d'informations. Ces derniers sont principalement utilisés dans les stations de recharge, notamment à des fins de développement de services visant à la fois à réduire les émissions de gaz à effet de serre et à accroître l'efficacité énergétique.

Le deuxième porte sur l'uniformisation des bornes de recharge. Ces dernières doivent s'adapter à différents types et différentes marques de véhicules. Plusieurs services, autres que la recharge des véhicules, sont proposés (e.g., paiement du stationnement, services de mobilité tels que l'auto-partage).

Le dernier verrou porte sur la gestion de la charge/décharge des batteries. Les chargeurs de batteries peuvent être mis à disposition, soit en dehors du véhicule (station de recharge), soit directement à l'intérieur du véhicule (chargeur embarqué). Dans les deux cas, il est impératif d'utiliser un convertisseur bidirectionnel pour pouvoir échanger les flux d'énergie de la batterie vers le réseau AC et *vice-versa*.

À ce jour, plusieurs solutions existent pour recharger un véhicule électrique, que ce soit à son domicile ou dans les stations de recharge dédiées. De plus, plusieurs types de chargeurs se présentent aux propriétaires de véhicules électriques, les chargeurs externes et les chargeurs embarqués. C'est le type de charge qui définit la nature du chargeur pour un véhicule électrique. En effet, il existe plusieurs topologies de charge [32] :

- Lente : la voiture est raccordée au réseau AC. La puissance se limite à 2 kW en monophasé (8 A).
- Normale : la voiture est raccordée au réseau AC. La puissance est comprise entre 7 et 22 kW en monophasé (32 A) ou en triphasé (16-32 A).
- Rapide : la voiture est raccordée au réseau AC avec une puissance de 43 kW en triphasé (63 A) ou à un chargeur externe AC-DC de 50 kW (120 A) ou plus.

Une classification en termes de puissance des chargeurs de batterie en fonction des types de véhicule électrique est présentée dans la Figure 1-14. Les chargeurs de forte puissance sont dédiés aux bus électriques, aux super cars électriques et aux camions électriques.

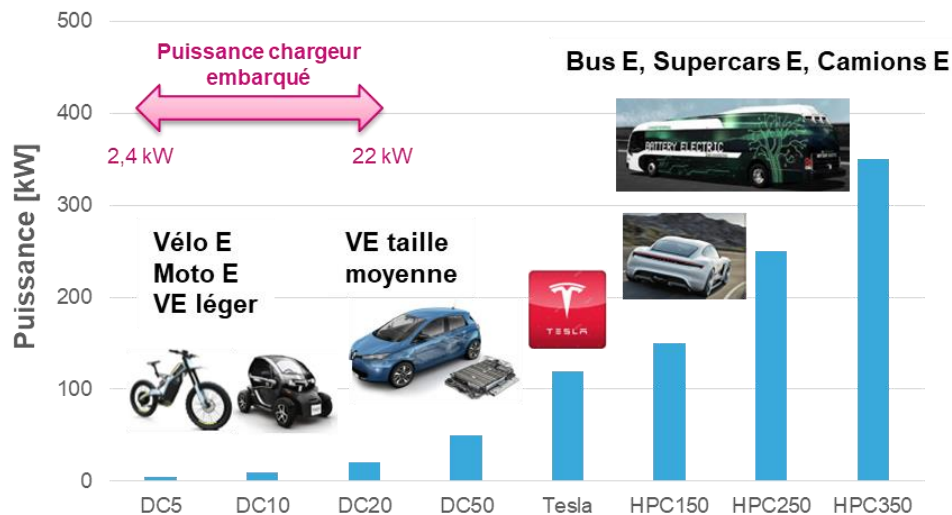


Figure 1-14 : Classification des chargeurs de batteries des véhicules électriques

Suivant les constructeurs, il est possible de recharger sa voiture selon ces différents types de charge. Il existe également des modes de charge correspondant aux types d'installation et aux types de charge :

- Le mode 1 correspond au branchement d'un câble simple sur une prise murale. Il n'est pas conseillé car il comporte trop de risques car il n'y a pas de contrôle de la charge. La durée de la charge est comprise entre 8 et 12 h.
- Le mode 2 correspond au branchement d'un câble dédié avec des dispositifs de sécurité et de communication sur une prise murale. Ce mode est destiné aux charges lentes limitées à 8 A en monophasé. Dans ce mode, à l'image du précédent, la durée de la charge est également comprise entre 8 et 12 h.
- Le mode 3 correspond au branchement d'un câble sur une borne dédiée intégrant le contrôle de la charge tout en garantissant un niveau maximal en termes de sécurité. La borne alimente le véhicule électrique via le réseau AC. Ce mode peut donc effectuer des recharges normales, accélérées ou rapides et peut être installé chez les particuliers. La charge dure généralement entre 1 et 8 h.
- Le mode 4 correspond aux stations DC pour les recharges rapides. Il est le plus souvent rencontré dans les lieux publics car son tarif d'installation est trop élevé et nécessite un aménagement de forte puissance. Le temps de charge total est inférieur à 30 min.

Comme le montre la Figure 1-15, les chargeurs externes représentent les stations de recharge DC de mode 4 uniquement (les bornes de mode 3 n'intègrent pas de convertisseurs). Ils sont constitués de convertisseurs AC-DC, de protections et permettent de recharger directement la batterie sans passer par le chargeur embarqué du véhicule électrique.

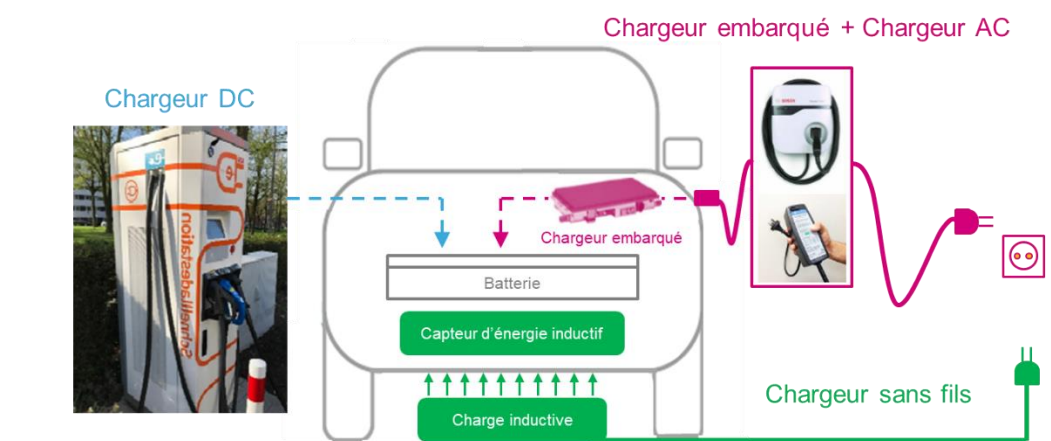


Figure 1-15 : Types de recharge des batteries des véhicules électriques

Les véhicules électriques sont équipés d'un chargeur embarqué pour des raisons économiques et pratiques. Il est possible de recharger le véhicule électrique partout (en ville, ou à son domicile) via des prises standards (mode 2) ou par l'utilisation de boîtes murales dédiées (mode 3). Toutes les recharges se font en AC. Les câbles sont communicants et les systèmes embarquent des organes de protection. À noter que certains véhicules se chargent par induction (mode 3) et n'utilisent pas leur chargeur embarqué interne.

Avec l'avènement du véhicule électrique impulsé par de nombreux états dont la Chine, une des applications consiste à détourner l'usage du véhicule électrique pour délester le réseau électrique de distribution, notamment durant les phases de surconsommation. L'élément de stockage (i.e., les batteries) est la partie centrale de ce mode de fonctionnement. Celui-ci est chargé puis déchargé suivant les besoins du système électrique. C'est pourquoi, il est nécessaire d'intégrer un convertisseur statique bidirectionnel et à haut rendement pour la gestion de l'élément de stockage. Ainsi, il sera possible de transférer les flux énergétiques du réseau électrique vers les batteries et *vice-versa*.

1.3. Proposition d'une topologie innovante de convertisseur AC-DC bidirectionnel

Dans cette partie, une nouvelle topologie de convertisseur monophasé bidirectionnel AC-DC à haut rendement énergétique est présentée pour répondre aux objectifs des travaux de recherche décrits dans la partie 1.3.3. En outre, le convertisseur devra fournir 90, 94 et 96% de rendement minimum à respectivement 20, 50 et 100% de charge pour obtenir la certification Platinum décrite dans les normes 80Plus (cf. Tableau 1-2).

Tableau 1-2 : Normes 80Plus sur les rendements $[\eta]$ des convertisseurs [33]

	10% de la charge	20% de la charge	50% de la charge	100% de la charge
80Plus	-	$\eta = 82 \%$	$\eta = 85 \%$	$\eta = 82 \%$
80Plus Bronze	-	$\eta = 85 \%$	$\eta = 88 \%$	$\eta = 85 \%$
80Plus Silver	-	$\eta = 87 \%$	$\eta = 90 \%$	$\eta = 87 \%$
80Plus Gold	-	$\eta = 90 \%$	$\eta = 92 \%$	$\eta = 89 \%$
80Plus Platinum	-	$\eta = 92 \%$	$\eta = 94 \%$	$\eta = 90 \%$
80Plus Titanium	$\eta = 90 \%$	$\eta = 94 \%$	$\eta = 96 \%$	$\eta = 94 \%$

Une attention particulière est portée sur le fonctionnement de ce convertisseur en mode redresseur avec absorption sinusoïdale du courant (i.e., mode PFC ou « power factor correction »).

Tout d'abord, une synthèse des avantages et des inconvénients des structures existantes dans la littérature sera discutée. Cette synthèse permettra de justifier le choix de la topologie retenue dans le cadre de ces travaux de recherche. Les phases de fonctionnement de ce convertisseur seront ensuite explicitées. Enfin, les problématiques d'interconnexion de ce dernier au réseau électrique seront abordées. Des solutions seront en outre proposées.

1.3.1. Limites des structures PFC existantes

L'augmentation accrue des charges non linéaires a contraint les organismes de certification à la mise en place d'une norme pour limiter les perturbations sur le réseau électrique de distribution. Ces perturbations, sous la forme d'harmoniques, peuvent

amener à un fonctionnement défectueux des dispositifs de régulation, des télécommandes et d'autres systèmes de transmission de signaux sur le réseau. Elles peuvent également ajouter des pertes supplémentaires dans les condensateurs de compensation, au sein des machines tournantes et dans les câbles. Des perturbations téléphoniques peuvent aussi apparaître. Ces effets peuvent être soit instantanés, soit à long terme.

La norme IEC-61000-3-2 indique les valeurs des taux de distorsion harmonique (THD ou « total harmonic distortion ») en courant admissible dans les convertisseurs AC-DC [34]. Ce document concerne les applications nécessitant un courant d'intensité (en valeur RMS) inférieur à 16 A. Comme l'illustre le Tableau 1-3, pour les appareils de classe A (e.g., appareils triphasés équilibrés, appareils électrodomestiques, variateurs de lumière pour lampes à incandescence, ...), un niveau maximal du courant à atteindre est défini en fonction du rang de chaque harmonique. Au-delà de 16 A et cela, jusqu'à 75 A, la norme IEC 61000-3-12 est à appliquer pour les harmoniques injectés sur le réseau.

Tableau 1-3 : Limites de la norme IEC 61000-3-2 pour les appareils de classe A

Rang harmonique (n)	Intensité maximale du courant (A)
Harmoniques impairs	
3	2,3
5	1,14
7	0,77
9	0,40
11	0,33
13	0,21
$15 \leq n \leq 39$	$0,15 \cdot 15/n$
Harmoniques pairs	
2	1,08
4	0,43
6	0,30
$8 \leq n \leq 40$	$0,23 \cdot 8/n$

Une solution pour diminuer la valeur du THD est d'augmenter le facteur de puissance (noté FP) du convertisseur. Il est important de rappeler que le facteur de puissance représente le rapport de la puissance active (P) et de la puissance apparente (S) consommée par le convertisseur (cf. Figure 1-16 et Equation (1-1)).

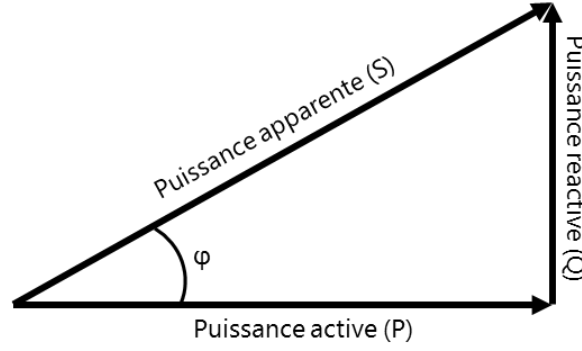


Figure 1-16 : Rappels sur le triangle des puissances pour une installation électrique

$$FP = \frac{P}{S} \quad (1-1)$$

Lorsque les formes d'ondes de la tension et du courant sont sinusoïdales, le facteur de puissance défini dans l'équation (1-1) et dans la Figure 1-16 est égal à $\cos(\varphi)$, où φ représente le déphasage du courant par rapport à la tension. Toutefois, si la forme d'onde de la tension est sinusoïdale, mais que celle du courant ne l'est pas, on peut alors décomposer le courant (d'intensité efficace) en somme d'harmoniques. C'est le cas lorsque les charges connectées au réseau ne sont pas linéaires. Le facteur de puissance est alors défini dans l'équation (1-2). Pour les appareils de classe 3, le THD doit être inférieur à 10%. Pour la classe 2, le THD doit être inférieur à 8%. Pour les appareils dits « haut de gamme » (de classe 1), le THD doit être inférieur à 5 % [35], [36].

$$FP = \frac{V_{RMS} \cdot I_1 \cdot \cos(\varphi_1)}{V_{RMS} \cdot I_{RMS}} = \frac{\cos(\varphi_1)}{\sqrt{1 + THD_{If}^2}} \quad (1-2)$$

- V_{RMS} : tension efficace du réseau (V).
- I_{RMS} : intensité efficace du courant absorbé par le réseau (A).
- I_1 : intensité du fondamental du courant (A).
- φ_1 : déphasage du fondamental du courant par rapport à la tension du réseau AC (rad).
- $THD_{If} = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{40} I_k^2}}{I_1}$: par rapport au fondamental (%).

La mise en œuvre de l'augmentation du facteur de puissance est ici réalisée à l'aide d'une structure de type PFC. Du point de vue du réseau électrique de distribution, ce type de convertisseur est perçu comme une charge linéaire. Cela se traduit alors par une absorption sinusoïdale du courant qui se doit d'être en phase avec la tension du réseau. Comme l'illustre la Figure 1-17, dans le cas d'un chargeur de batteries d'un véhicule électrique, cette fonction PFC est implémentée dans un pré-convertisseur introduit à l'intérieur du chargeur.

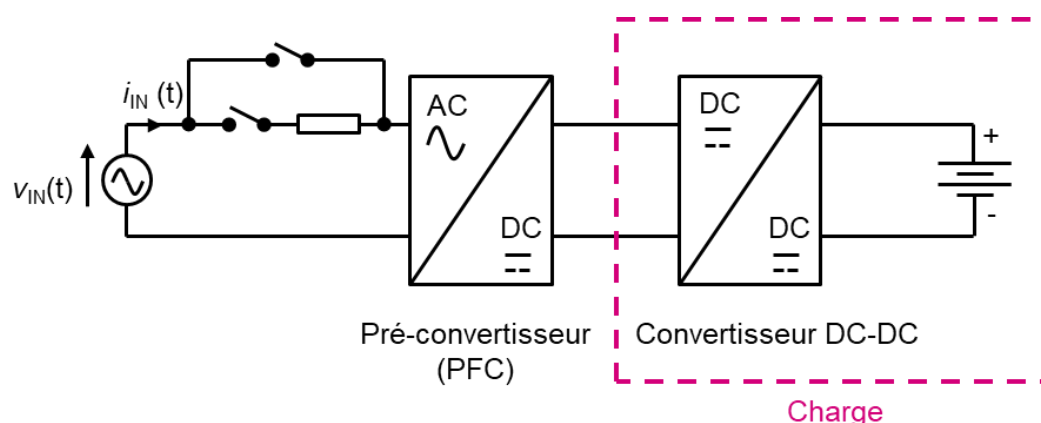
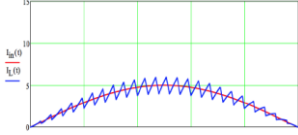
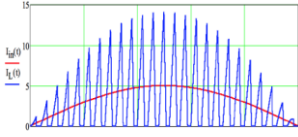
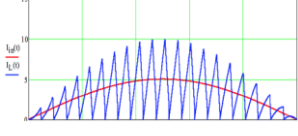


Figure 1-17 : Vue d'ensemble d'un chargeur de batteries d'un véhicule électrique

L'absorption sinusoïdale d'un courant est possible grâce à la régulation du convertisseur. Cette régulation permet, en plus d'un asservissement de la tension de sortie, un contrôle de la forme d'onde du courant d'entrée. Le courant dans l'inductance du PFC n'est pas obligatoirement sinusoïdal alors que le courant d'entrée, vu par le réseau, l'est. On distingue alors 3 modes de fonctionnement [37]. Les avantages et les inconvénients de ces modes sont listés dans le Tableau 1-4. Le mode de conduction critique (CrCM) est un mode particulier du mode de conduction discontinu (DCM). Ce dernier, implique une discontinuité de courant. Pour des applications supérieures à 150 W, le mode de conduction continu (CCM) est privilégié et cela, afin de transmettre le plus de puissance possible en ayant le moins de contraintes en courant.

Tableau 1-4 : Avantages et inconvénients des modes de conduction du PFC [38]

Mode	Avantages	Inconvénients
Mode de conduction continu (CCM) 	- Ondulation de courant plus faible - Pour une même puissance, le pic de courant est moins important	- Pertes en commutation non nulles - Inductance plus volumineuse
Mode de conduction discontinu (DCM) 	- Inductance plus petite - Pertes en commutation divisées par 2 (commutation au zéro de courant)	- Pour une même puissance, le pic de courant est plus important - Pertes en conduction plus élevées
Mode de conduction critique (CrCM) 	- Mêmes avantages qu'en DCM	- Mêmes inconvénients qu'en DCM avec un pic de courant moins important

Dans la famille des convertisseurs monophasés de type PFC, on distingue principalement deux structures : avec pont redresseur et sans pont redresseur ou « bridgeless » [38]–[40].

Dans un premier temps, intéressons-nous au PFC constitué d'un pont redresseur. Au départ, les premiers convertisseurs AC-DC étaient uniquement constitués d'un pont redresseur. Les valeurs des THD étaient alors trop élevées. Compte-tenu des exigences normatives décrites précédemment, un étage DC-DC a rapidement été implémenté dans l'étage AC-DC pour réaliser la fonction PFC. Les PFC sont nécessaires à partir de 75 W. Les tensions continues utilisées pour la traction varient de 300 à 700 V, alors que la tension du réseau électrique français est de 230 V (valeur efficace). Un hacheur de type élévateur de tension (ou « Boost ») est utilisé afin d'augmenter la tension. Les circuits de régulation implémentés dans ce hacheur permettent en outre d'obtenir un THD en courant très faible (i.e., de l'ordre de 5%). Parmi les structures PFC disposant d'un pont

redresseur, comme l'indique la Figure 1-18, on retrouve principalement trois types de topologies :

- PFC-Boost (cf. Figure 1-18 (a)),
- PFC-Boost entrelacé (cf. Figure 1-18 (b)),
- PFC-Boost à interrupteur bidirectionnel (cf. Figure 1-18 (c)).

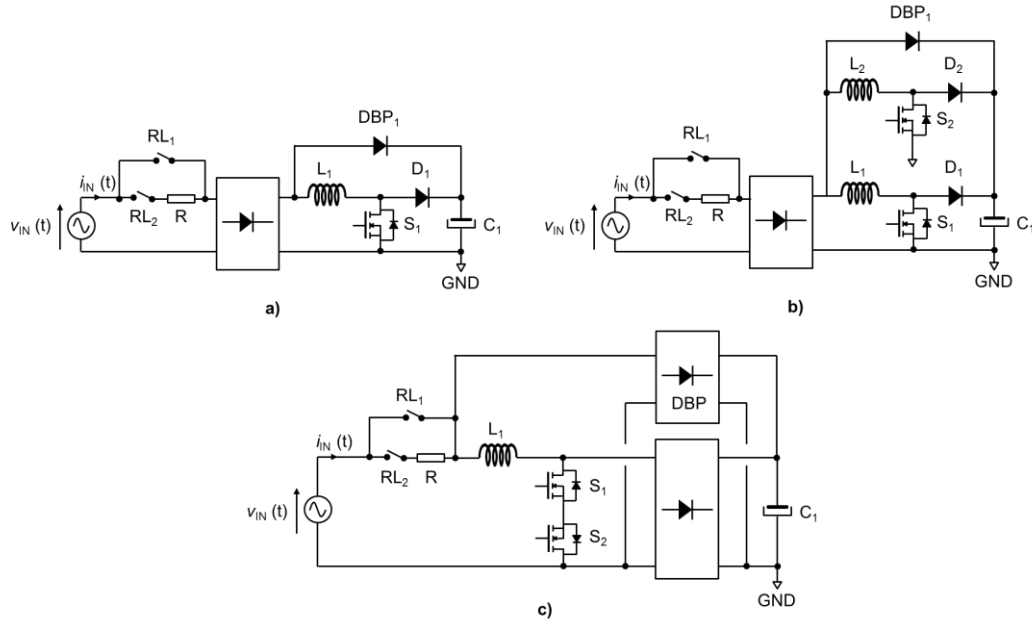


Figure 1-18 : Topologies de type PFC avec pont redresseur : (a) PFC-Boost ; (b) PFC-Boost entrelacé ; (c) PFC-Boost à interrupteur bidirectionnel

Dans le cas des chargeurs de batteries des véhicules électriques, la structure de type PFC-Boost est la plus utilisée. Elle a l'avantage de s'appuyer sur une topologie Boost largement discutée dans la littérature [40]. Cette topologie, qui permet de garantir une bonne immunité aux perturbations électromagnétiques, a un coût de développement relativement faible.

La topologie dite PFC-Boost entrelacé est utilisée pour diminuer les contraintes électriques sur les composants et la taille des inductances. Les rendements sont également plus élevés (i.e., de l'ordre de 96% à pleine charge) [40].

La structure de type PFC-Boost à interrupteur bidirectionnel utilise, comme son nom l'indique, un interrupteur bidirectionnel commandé à une fréquence de découpage élevée (i.e., jusqu'à la centaine de kHz). Les diodes, qui sont implémentées dans le pont redresseur sont équivalentes à des diodes « Boost ». Ces dernières sont généralement des diodes rapides (i.e., ultra rapides, Schottky ou SiC qui dépendent de la puissance nominale

du convertisseur) permettant de diminuer les pertes en commutation et *a fortiori*, d'améliorer le rendement global du convertisseur (i.e., de l'ordre de 97% à pleine charge). En revanche, le coût de fabrication d'un tel convertisseur est supérieur aux deux autres topologies.

Dans les trois structures décrites ci-dessus, les pertes dans le PFC se situent principalement dans le pont redresseur. Dans l'optique de réduire la consommation énergétique du convertisseur, des PFC sans pont redresseur (appelés « Bridgeless ») sont progressivement apparus. Ces derniers sont composés de deux hacheurs « Boost » : l'un fonctionnant sur l'alternance positive et l'autre sur l'alternance négative du réseau électrique. Comme précédemment, plusieurs sous-catégories peuvent être définies (cf. Figure 1-19) :

- PFC Semi-Boost (cf. Figure 1-19 (a)),
- PFC Totem-pole (cf. Figure 1-19 (b)),
- PFC Pseudo Totem-pole (cf. Figure 1-19 (c)).

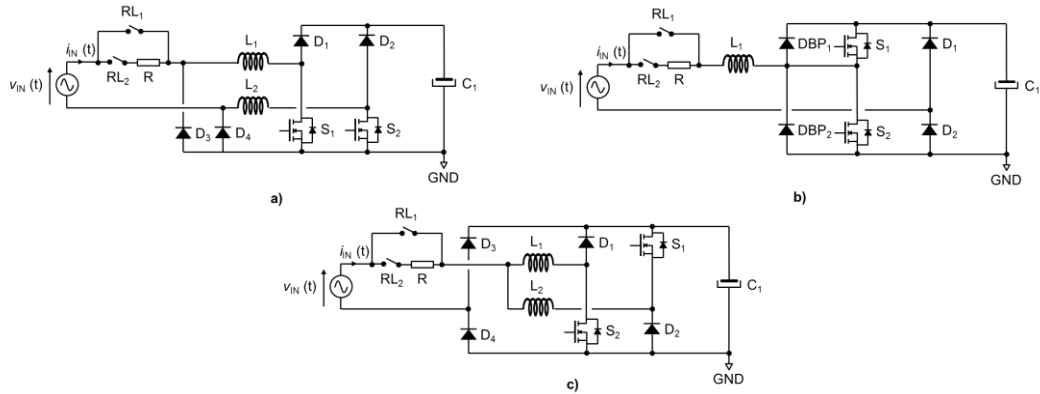


Figure 1-19 : Topologies de type PFC sans pont redresseur : (a) PFC Bridgeless Semi-Boost ; (b) PFC Bridgeless Totem-pole ; (c) PFC Bridgeless Pseudo Totem-pole

La structure de type PFC Bridgeless Semi-Boost est la première à être apparue. Les interrupteurs S_1 et S_2 (cf. Figure 1-19 (a)) des deux hacheurs Boost possèdent la même référence de commande (chaque MOSFET a sa source reliée à la masse notée ici GND). Ainsi, une seule alimentation isolée est nécessaire. Cette structure possède une bonne immunité aux perturbations électromagnétiques car la tension du réseau est sans cesse reliée au GND par les diodes D_3 et D_4 . Ce type de convertisseur permet d'atteindre de très bons rendements (i.e., de l'ordre de 97% à pleine charge) [41].

La topologie de type PFC Bridgeless Totem-pole est appelée ainsi par rapport à la disposition des MOSFETs notés S_1 et S_2 (cf. Figure 1-19 (b)). Ces derniers sont positionnés sur le même bras, rappelant ainsi les figures sur un totem. Jusqu'à ce jour, cette topologie était certes connue, mais quasiment jamais utilisée en tant que PFC. En effet, les diodes parasites des MOSFETs (ou diodes « body ») n'offraient pas de bonnes performances. Lors des commutations, un fort courant était présent ce qui empêchait d'avoir un fonctionnement correct du convertisseur. Par exemple, comme le montre la Figure 1-20, en mode de fonctionnement CCM, lorsque le transistor S_2 est ouvert, la diode « body » de S_2 fonctionne comme une diode rapide et fournit un passage pour le courant d'entrée. Au moment où le transistor S_2 se ferme, le courant traversant le transistor S_1 comprend le courant d'entrée et le courant de recouvrement inverse de la diode body de S_1 . Néanmoins, il était possible d'ajouter des diodes Schottky ou SiC en antiparallèle de ces MOSFETs pour conduire le courant à la place des diodes intrinsèques des transistors. Ce phénomène entraîne des pertes sévères et peut même endommager les composants [42].

Aujourd'hui, avec l'avènement des composants semi-conducteurs à grands gaps tels que les MOSFETs conçus sur un substrat en SiC (carbure de silicium) ou en GaN (nitride de gallium), cette topologie devient intéressante. De forts rendements énergétiques (i.e., de l'ordre de 98% à pleine charge) peuvent être atteints. Le phénomène du courant de recouvrement inverse a disparu grâce aux bonnes performances de ces technologies. L'inconvénient principal de cette topologie est la complexité de la commande rapprochée des MOSFETs. Les références des deux composants ne sont pas les mêmes. Il faut alors prévoir une isolation galvanique pour les signaux de commande. Une alimentation auxiliaire est donc requise.

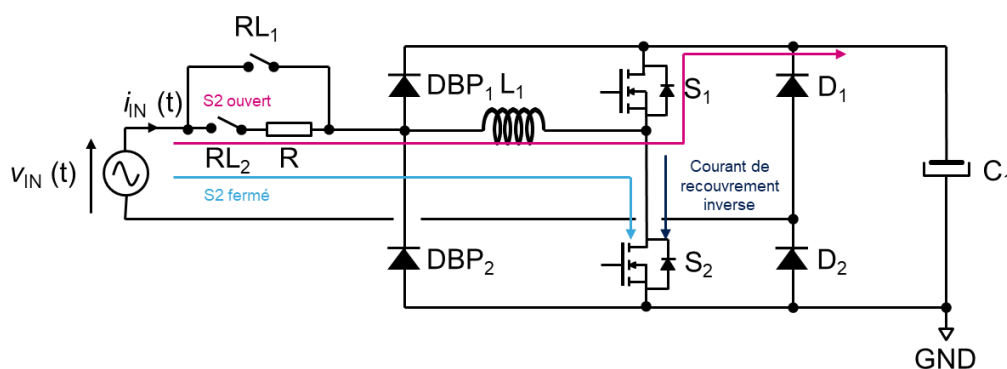


Figure 1-20 : Problème de recouvrement inverse dans le PFC Totem-pole

La structure dite PFC Bridgeless Pseudo Totem-pole (cf. Figure 1-19 (c)) est une variante du PFC Bridgeless Totem-pole. Cette structure est très peu utilisée. Le rendement global du convertisseur est un peu plus faible que les deux autres structures décrites précédemment (i.e., de l'ordre de 97% à pleine charge) [43].

Afin de justifier le choix d'une topologie répondant aux exigences décrites dans la partie 1.3.3, un tableau de synthèse est proposé (cf. Tableau 1-5). Le choix de la structure à retenir prend en compte le nombre de composants passifs, le nombre d'interrupteurs de puissance à commander, ainsi que l'efficacité énergétique du convertisseur. La structure utilisant un pont redresseur de type PFC-Boost pourrait être intéressante du point de vue des nombres de composants actifs et passifs. En revanche, le rendement, qui n'est pas aussi élevé que les autres topologies, fait que cette solution est proscrite. La structure de type PFC Bridgeless Totem-pole se démarque des autres topologies, notamment du fait d'un haut rendement énergétique.

Il est important de noter que les six structures présentées dans le Tableau 1-5 sont unidirectionnelles. Des modifications majeures sont donc nécessaires afin de répondre à une exigence de bidirectionnalité des flux d'énergie.

Tableau 1-5 : Avantages et inconvénients des PFC monophasés avec et sans pont redresseur

Topologies Critères	Avec pont redresseur			Sans pont redresseur ou « Bridgeless »		
	PFC-Boost	PFC-Boost entrelacé	PFC à interrupteur bidirectionnel	PFC Semi-Boost	PFC Pseudo Totem-pole	PFC Totem-pole
Nombre d'inductances	1	2	1	2	2	1
Nombre de diodes lentes	4	4	0	2	2	2
Nombre de diodes rapides	1	2	4	2	2	0
Nombre d'interrupteurs à piloter	1	2	2	2	2	2
Sous-Total	7	10	7	8	8	5
Circuit de commande	Facile	Facile	Complexe	Facile	Complexe	Complexe
Nombre d'alimentations isolées	1	1	2	1	2	2
Bruit de mode commun	Faible	Faible	Moyen	Moyen	Fort	Fort
Mode de fonctionnement	CCM DCM CrCM	CCM DCM CrCM	CCM DCM CrCM	CCM DCM CrCM	CCM DCM CrCM	CCM DCM CrCM
Classement meilleur rendement	5	4	2	3	3	1

1.3.2. Présentation d'une structure bidirectionnelle AC-DC de type PFC Bridgeless Totem-pole

La topologie de type PFC Bridgeless Totem-pole a été maintenant justifiée compte-tenu des avantages décrits précédemment. Cependant, pour assurer le transfert d'énergie du réseau vers la batterie et *vice-versa*, il est primordial de remplacer les interrupteurs

monodirectionnels présents par des composants bidirectionnels. Les diodes D_1 et D_2 (cf. Figure 1-19 (b)) commutent à 50 Hz sur une demi-période et ne sont pas réversibles. Elles peuvent être remplacées par des MOSFETs, des Triacs ou des thyristors montés en tête bêche [44], [45]. La Figure 1-21 présente les schémas électriques des structures qui ont été proposées : structure à base de thyristors (cf. Figure 1-21 a)) ou à base de Triacs (cf. Figure 1-21 b)). La structure et le fonctionnement de ces composants sont détaillés en Annexe A. La topologie retenue pour ces travaux de recherche est la topologie a) car la topologie b) nécessite une commande complexe des Triacs. En effet, la commande du premier Triac au zéro de la tension du réseau, marquant une transition des phases de fonctionnement, ne doit pas chevaucher la commande du second Triac, ce qui peut entraîner un court-circuit de la source DC. Cela pourrait ainsi conduire à la destruction de ces composants. Si cette topologie avait été choisie, il aurait fallu travailler sur un circuit de protection pour éviter ce genre d'accident. Cela implique non seulement des temps d'étude et de test supplémentaires, mais aussi de vérifier la fiabilité du système complet.

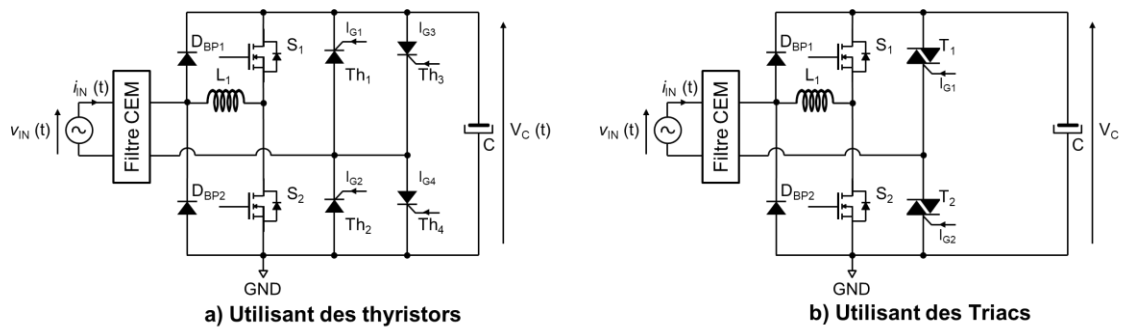


Figure 1-21 : Structure PFC Bridgeless Totem-pole réversible proposée [44], [45]

1.3.3. Objectifs des travaux de recherche

Les travaux présentés dans ce mémoire consistent à proposer et étudier une structure de convertisseur innovante bidirectionnelle monophasée. Ce convertisseur s'inscrit dans les nouvelles tendances de convertisseurs et offre ainsi une bonne compacité et des performances très élevées. Le convertisseur proposé est à haut rendement énergétique (conforme à la norme 80Plus Platinum), à faible densité volumique et à faible poids. Bien entendu, dans ce mémoire, nous nous intéresserons à la qualité des signaux (i.e., tension et courant d'entrée). Un indicateur est leur taux de distorsion harmonique.

Cette thèse s'inscrit également dans le prolongement des travaux sur la limitation des courants d'appel des convertisseurs AC-DC initiés par la société STMicroelectronics

de Tours. L'implémentation de composants alternatifs de puissance de type thyristor ou Triac pour remplacer une solution traditionnelle à base de relais électromécaniques sera un axe de recherche. Ainsi, les problèmes de fiabilité du convertisseur liés aux défaillances des relais pourront être résolus. De nouvelles procédures de commande des composants, durant les phases de démarrage du convertisseur, seront également proposées.

Les travaux présentés dans ce mémoire seront notamment validés par des mesures expérimentales menées sur un démonstrateur. Une attention particulière sera portée sur le mode redresseur à absorption sinusoïdale du courant. À terme, l'enjeu est d'obtenir une base de données des différentes solutions de limitation des courants d'appel dans une structure AC-DC et ainsi, d'être en mesure d'évaluer les composants fabriqués par la société STMicroelectronics.

1.4. Problématique de l'interconnexion des convertisseurs avec le réseau

Dans un fonctionnement normal, c'est-à-dire lorsque le réseau électrique de distribution doit fournir de l'énergie à la batterie pour la recharger via un des systèmes présentés dans la partie précédente, des surintensités peuvent apparaître si elles ne sont pas limitées. On distingue alors deux problèmes :

- Lors de la connexion de l'appareil sur le réseau AC, un fort courant d'appel apparaît pour charger le condensateur de stockage à la valeur crête de la tension du réseau. Ce courant peut atteindre 5 à 20 fois la valeur du courant en régime permanent (cf. Figure 1-22).
- Le réseau électrique peut subir des creux de tension. Ces derniers sont variables et s'ils sont suffisamment longs, le condensateur de stockage se décharge entièrement. Lorsque la tension du réseau AC réapparaît, le condensateur de stockage doit à nouveau se charger.

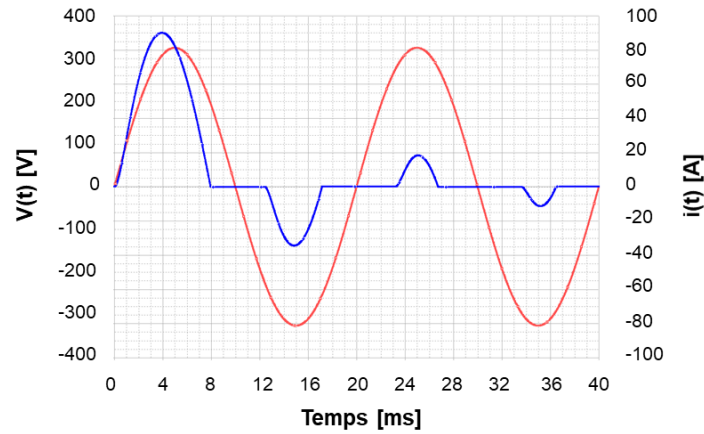


Figure 1-22 : Formes d’ondes de la tension et du courant d’entrée lors de la mise sous tension sans limitation du courant d’appel

Une norme spécifie les limites concernant les variations de tension autorisées entre la tension du réseau AC et la tension aux bornes de l’appareil branché sur le réseau. Il s’agit de la norme IEC 61000-3-3 [46]. Elle définit le taux de variation de la tension, noté d (cf. Equation (1-3)).

$$d = \frac{\Delta U}{U_{\text{appareil}}} [\%] \quad (1-3)$$

- ΔU : variation de la tension (V).
- U_{appareil} : tension aux bornes de l’appareil (V).

Pour les systèmes qui sont susceptibles de générer de nombreuses fois des chutes de tension (e.g., le soudage par résistance, les moteurs de réfrigérateurs, les fours électriques à arc, les appareils d’imagerie médicale, les moteurs à charge variable, ...), la norme donne un gabarit exprimant le nombre de variations par minute en fonction de la valeur du taux de variation de la tension d . Ainsi, une classification en différentes catégories selon le type d’appareil est prévue, en précisant le taux de variation à ne pas dépasser :

- $d_{\text{max}}=4\%$ pour les appareils commutés automatiquement et mis sous tension immédiatement après une interruption d'alimentation.
- $d_{\text{max}}=6\%$ pour les appareils :
 - commutés manuellement,

- commutés automatiquement plus de deux fois par jour et dont le démarrage est, soit retardé (le délai étant au minimum de plusieurs dizaines de secondes), soit manuel suite à l'interruption de l'alimentation ;
- $d_{max}=7\%$ pour les appareils :
 - qui sont sous surveillance pendant leur utilisation (par exemple : sèche-cheveux, aspirateurs, matériels de cuisine comme les mixeurs, matériels de jardinage comme les tondeuses à gazon, outils portables comme les perceuses électriques),
 - qui sont mis automatiquement sous tension, ou qui sont destinés à être mis sous tension manuellement, deux fois par jour au maximum et dont le redémarrage est, soit retardé (le délai étant au minimum de plusieurs dizaines de secondes), soit manuel suite à l'interruption de l'alimentation.

Le temps cumulé, pendant lequel le taux de variation de la tension aux bornes de l'appareil sous test peut être supérieur à 3,3%, doit être inférieur à 500 ms. Dans ce cas, le courant d'appel (en valeur efficace) à ne pas dépasser est donné par l'équation (1-4).

Il est nécessaire de limiter la valeur efficace des courants d'appel à 16 A. Trois conséquences peuvent être émises si ce courant n'est pas contrôlé. Tout d'abord, le système peut être directement affecté (déclenchement des fusibles ou des disjoncteurs). Deuxièmement, les composants du convertisseur (comme les interrupteurs de puissance ou le condensateur de stockage) peuvent être endommagés. Enfin, un fort courant d'appel peut induire une contrainte en courant supplémentaire sur le réseau AC.

$$I_{IN_{RMS}} = \frac{d_{max} \cdot U}{Z_{ref}} = \frac{0,033 \times 230}{0,472} = 16 \text{ A} \quad (1-4)$$

- Z_{ref} : impédance de référence du réseau donnée par la norme (Ω).
- U : tension du réseau AC en valeur efficace (V).

On suppose que la conduction du courant s'effectue pendant 1/6 de la période du réseau lors de la mise sous tension des convertisseurs (hors PFC). La Figure 1-23 donne les formes d'ondes de la tension du réseau et du courant dans le cas idéal.

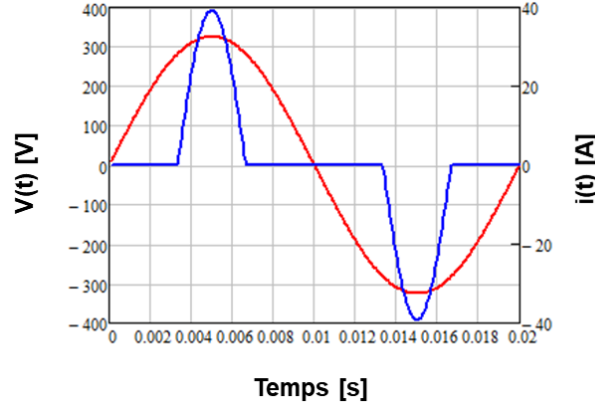


Figure 1-23 : Pic de courant maximal pour respecter la norme IEC61000-3-3
(hypothèse : conduction du courant durant 1/6 de la période du réseau)

Dans ce cas, la valeur maximale du courant à ne pas dépasser pour respecter la norme est définie par l'équation (1-5).

$$I_{IN_{MAX}} = \sqrt{\frac{\frac{T}{2} \cdot I_{RMS_{MAX}}^2}{\int_0^{\frac{T}{6}} \sin^2\left(\frac{2\pi}{T}t\right) dt}} = 39,19 \text{ A} \quad (1-5)$$

- T : période du réseau électrique.

1.5. Conclusions

Ce chapitre a été l'occasion de mettre en exergue l'augmentation drastique de la consommation de l'électricité en Europe et notamment, en France. Pour pallier aux problématiques environnementales du fait de la pollution par les centrales de production d'électricité, les énergies renouvelables sont utilisées pour ajuster la production de l'électricité en fonction de sa consommation. Une question se pose alors sur le stockage nécessaire du fait de l'intermittence de ces nouvelles sources d'énergie.

Les diverses activités menées sur la recherche de moyens de stockage dédiés à la gestion des énergies renouvelables par le réseau électrique vont, entre autre, nous permettre d'exploiter les potentialités des véhicules électriques. Ces véhicules offrent en outre une capacité de stockage importante. Cette dernière ne va cesser d'augmenter, notamment avec l'accroissement des ventes dans les années à venir. La gestion de

l'électricité sur le réseau AC doit nécessairement s'effectuer de manière intelligente. Lors des périodes de surconsommation, l'énergie peut être prise à travers les batteries des véhicules. Durant les heures creuses, les véhicules peuvent être chargés normalement.

Un tel fonctionnement amène un besoin fondamental de concevoir un chargeur bidirectionnel à haut rendement énergétique pour l'utilisation des véhicules électriques. Ce chargeur se doit d'être conforme aux différentes réglementations CEI, notamment en termes de taux de distorsion harmonique des signaux de sortie, du facteur de puissance du convertisseur et de la sécurité de l'appareil. Une structure bidirectionnelle de type PFC Bridgeless Totem-pole a été retenue ; structure utilisant notamment des thyristors. Ce convertisseur sera mis en œuvre et ses performances seront analysées dans la suite de ce manuscrit.