

Evolution de la Taxe Incitative Relative à l'Introduction des Biocarburant afin d'intégrer la recharge électrique d'origine renouvelable des véhicules

Identification des principaux Impacts de la mise
en œuvre opérationnelle et proposition de pistes
de solutions

Introduction

Un premier rapport publié par Transport & Environnement en juin 2020¹ exposait les objectifs d'une valorisation de l'électricité d'origine renouvelable pour la recharge de véhicules électriques dans la Taxe Incitative Relative à l'Introduction de Biocarburants (TIRIB) et esquissait des orientations et propositions de structuration d'un mécanisme de crédit adossé à la TIRIB.

Promulguée en décembre 2020, la loi de finances 2021 acte cette évolution de la réglementation française en matière de décarbonation des transports. L'article 58² de la loi de finance 2021 décline dans le cadre législatif français l'article 25 de la directive sur les énergies renouvelables (Renewable Energy Directive RED II - 2018/2001/CE)³ : la TIRIB intégrera au 1^{er} janvier 2022 la recharge électrique d'origine renouvelable dans les objectifs de décarbonation du secteur des transports. Les distributeurs de carburants assujettis à la TIRIB pourront ainsi atteindre leurs objectifs d'incorporation d'énergie renouvelable dans les gazoles ou essences vendus en fournissant un service de recharge de véhicules électriques ou en achetant des droits de comptabilisation de quantités d'énergie renouvelable additionnelles, sous forme de crédits, acquis auprès d'exploitants d'infrastructures de recharge. Dans sa version actuelle, l'article 58 limite cette évolution à la recharge électrique issue d'infrastructures ouvertes au public.

Applicable au 1^{er} janvier 2022, ce nouveau mécanisme, ses bénéficiaires ainsi que les conditions de comptabilisation sont décrites dans la loi de finances. Cependant, de nombreux éléments de sa mise en œuvre opérationnelle restent à définir. La présente note vise, dans une première démarche d'analyse d'impacts, à identifier les principaux chantiers à instruire (comptage, certification, traçabilité, gouvernance, etc.) pour la mise en œuvre du mécanisme, proposer des pistes de solutions et dresser une première évaluation de leur complexité. Elle a pour objectif d'aider les autorités publiques françaises en charge de la mise en application de ce mécanisme à adresser les enjeux de sa déclinaison opérationnelle et préparer des éventuelles consultations publiques nécessaires.

¹ https://www.transportenvironnement.org/sites/te/files/publications/Rapport_Colombus%20Consulting%20TE_Valoriser%20l%27%C3%A9lectricit%C3%A9%20renouvelable%20pour%20la%20re...pdf

² Article 58 de la Loi de Finances 2021 : <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000042753580>

³ Article 25 de la RED II : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001>

Les impacts évalués et analysés dans le cadre de cette note

1	L'extension de la TIRIB à la recharge de VE introduit des impacts opérationnels et techniques dans la gestion du « cycle de vie » de la recharge certifiée.....	4
2	Les modélisations de Colombus Consulting concluent à une faible contribution de la recharge électrique dans les objectifs de la TIRIB, et sur l'importance d'envisager une extension à la recharge privée.....	6
3	La mesure de l'énergie dédiée à la recharge doit-elle être en conformité avec la réglementation en vigueur relative au comptage d'énergie active ?	8
3.1	La possibilité de céder à titre onéreux des certificats de recharge implique la nécessité de disposer d'une recharge conforme à la directive MID	8
3.2	Scénario 1 – Conditionner l'éligibilité à une mesure issue d'un comptage MID permettrait d'inciter à la mise en conformité des IRVE mais risque de limiter l'assiette éligible au lancement	8
3.3	Scénario 2 – Déroger à la directive MID peut permettre d'impulser une dynamique dès le lancement du mécanisme en élargissant l'assiette éligible	9
3.4	Afin de concilier les objectifs d'inciter à la généralisation du comptage MID tout en accompagnant la naissance du mécanisme, le cadre dérogatoire pourrait être transitoire et progressif	10
4	La collecte et la transmission des données de comptage jusqu'à sa certification doivent être réalisées dans un cadre garantissant sa traçabilité et son intégrité.....	12
4.1	Scénario 1 – L'acteur éligible déclare la recharge à l'autorité de certification et des audits aléatoires sont réalisés pour vérifier la conformité et l'intégrité des données	12
4.2	Scénario 2 – Un tiers de confiance collecte et transmet les données de comptage pour en assurer l'intégrité.....	12
5	La génération des certificats et leurs échanges doivent répondre à des obligations d'unicité, d'authenticité et de traçabilité	14
5.1	Scénario 1 – Une autorité de certification unique avec un registre traçant l'émission des certificats et l'ensemble de leurs transactions.....	14
5.2	Scénario 2 – Une certification décentralisée basée sur un mécanisme de type blockchain	15
5.3	Volume et temporalité des demandes de certifications et déclarations	15
5.4	Calcul de la part d'énergie d'origine renouvelable	16
6	Prix de transaction du crédit	18
7	Conclusion.....	20

1 L'extension de la TIRIB à la recharge de VE introduit des impacts opérationnels et techniques dans la gestion du « cycle de vie » de la recharge certifiée

La TIRIB a été conçue et mise en place pour inciter à l'incorporation de biocarburants dans des carburants conventionnels : l'acquisition par les distributeurs de carburant, tout comme les dispositifs de déclaration et de contrôle ont ainsi été adaptés à des échanges physiques de quantités liquides (collecte et inspections aux dépôts de carburants, déclarations et contrôles, etc.).

L'introduction d'un mécanisme de crédit adossé à la TIRIB se basant sur des échanges d'énergie électrique d'origine renouvelable entraîne des impacts opérationnels et nécessite de définir une organisation et des processus dédiés (génération de certificats, registre et traçabilité, vente, etc.).

Des questions liées aux spécificités des infrastructures de recharge de véhicules électriques (IRVE) et à la mesure de l'énergie active devront également être instruites (comptage et exigences métrologiques, collecte des données de comptage, etc.). La réussite de ce nouveau mécanisme sera conditionnée par un dispositif à la fois simple pour les acteurs, tant bénéficiaires qu'obligés, compétitif vis-à-vis des biocarburants et le droit à la minoration, tout en apportant des garanties suffisantes en matière d'intégrité et de fiabilité pour la puissance publique.

Nous proposons d'identifier ces impacts au travers d'une analyse du « cycle de vie » de la recharge certifiée – de la mesure à l'IRVE jusqu'à sa valorisation par l'acteur obligé dans sa déclaration TIRIB

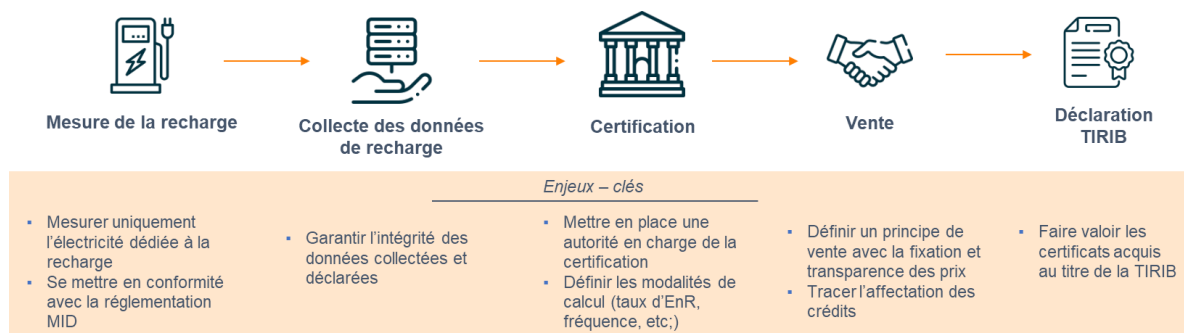


Figure 1 : Identification des enjeux sur le cycle de vie de la recharge certifiée

Dans ce cadre, il apparaît important d'instruire ces aspects sous les angles de :

- ▶ La garantie d'**intégrité** de la recharge valorisée et la **robustesse** du mécanisme vis-à-vis des risques de fraude
- ▶ Le **coût** et la **complexité** de mise en œuvre au regard de l'état de l'art et de la situation technique actuelle du parc d'IRVE
- ▶ La **viabilité** du mécanisme global conditionnée par un volume minimal de certificats en circulation permettant ainsi :
 - ▶ D'assurer la **viabilité économique pour les éventuels intermédiaires** des investissements dédiés à la génération de crédits et la supervision de leurs transactions : une assiette minimale permettrait ainsi que la rémunération des intermédiaires soit suffisante sans imputer une large part de la valeur pour le bénéficiaire final.
 - ▶ D'assurer une **liquidité suffisante des crédits** (en volume et en flux) afin de faciliter l'acceptabilité du mécanisme par les acteurs obligés qui devront mettre en place une

organisation et des processus dédiés à la collecte et la valorisation de ces crédits : une faible liquidité du marché pourrait être un frein dissuadant les acteurs d'y participer.

2 Les modélisations de Columbus Consulting concluent à une faible contribution de la recharge électrique dans les objectifs de la TIRIB, et sur l'importance d'envisager une extension à la recharge privée.

Colombus Consulting a effectué des modélisations de l'assiette de carburants redevables à la TIRIB ainsi que sur l'énergie délivrée aux véhicules électriques qui sera éligible au nouveau mécanisme de crédit. En 2030, en considérant la totalité des points de charge d'accès public comme éligibles au mécanisme⁴ :

- ▶ Dans l'hypothèse du scénario minimal fixé par la RED II⁵ d'un objectif d'incorporation d'énergies renouvelables de la TIRIB à 14% des carburants distribués, contre environ 9% en 2022, les crédits issus de ce mécanisme ne pourraient couvrir qu'environ 6,5 % de cet objectif TIRIB (soit 0,9 % d'énergie renouvelable incorporée).
- ▶ Dans l'hypothèse d'un scénario plus ambitieux avec un objectif de la TIRIB à 20% d'incorporation dans les carburants distribués, les crédits issus de ce mécanisme représenteraient 4,5% de cet objectif TIRIB.

A court et moyen terme, les crédits issus de la recharge électrique d'accès public ne représenteraient donc qu'une faible part du volume de l'objectif de décarbonation des distributions de carburant. Cette limite, couplée au plafonnement des biocarburants de première génération et au coût d'approvisionnement des biocarburants avancés pour les acteurs obligés pourraient entraîner des difficultés à assurer les objectifs TIRIB. Le marché des crédits pourrait alors connaître un niveau de tension, proportionnel à ces difficultés.

L'extension de ce mécanisme de crédits à la recharge privée à l'avenir permettrait d'accroître le volume de crédits disponibles et ainsi dynamiser l'efficacité du mécanisme. En effet l'ensemble des études effectuées, notamment celle d'Enedis/BVA de mai 2020⁶, concluent sur une **prédominance de la recharge des véhicules électriques à domicile et plus marginalement au travail ou à destination et dans l'espace public**. Du fait des enjeux de mesure et de collecte de l'énergie rechargée la recharge privée non opérée semble hors du périmètre de ce mécanisme **qui ne pourrait être étendu qu'à la recharge privée opérée**.

En 2030, en prenant en compte l'ensemble de la recharge opérée et en postulant qu'elle représente 45% de la recharge totale des véhicules électriques en circulation :

- ▶ Dans l'hypothèse du scénario minimal d'un objectif TIRIB à 14%, les crédits représenteraient 15 % de cet objectif TIRIB.
- ▶ Dans l'hypothèse d'un scénario ambitieux d'un objectif de la TIRIB à 20%, les crédits représenteraient 10,5% de cet objectif TIRIB.

L'électricité d'origine renouvelable pourrait ainsi apporter une contribution plus grande à terme aux objectifs de décarbonation des transports avec une extension à la recharge privée.

⁴ Avec une hypothèse d'une consommation de 13 TWh des véhicules électriques en 2030 et une part de la recharge publique atteignant 19%.

⁵ Cet objectif minimal est présent dans l'article 25 de la RED II : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001>

⁶ <https://www.enedis.fr/actualites/resultats-de-lenquete-bva-aupres-des-possesseurs-de-vehicules-electriques>

Dans ce cadre, la définition des points de charge éligibles à ce mécanisme est un enjeu clef ; elle doit être construite sur des critères clairs et stables dans le temps. La mobilité électrique est une industrie naissante avec des modèles d'affaires divers et des solutions techniques en cours de maturation. A titre d'illustration, la définition des points de charge éligibles au critère d'accès public devra être à même de clarifier les cas limites : points de charge en fonctionnement hybride c'est à dire en accès privé pour une entreprise la semaine et en accès public le week-end, bornes pouvant être réservées à une certaine population en fonction des abonnements souscrits, des véhicules utilisés, etc.

La définition de ces critères sera également nécessaire lors d'une possible extension à la recharge privée opérée : définition exacte d'une borne opérée, seuil de points de charge opérées par le bénéficiaire du mécanisme, etc.

3 La mesure de l'énergie dédiée à la recharge doit-elle être en conformité avec la réglementation en vigueur relative au comptage d'énergie active ?

3.1 La possibilité de céder à titre onéreux des certificats de recharge implique la nécessité de disposer d'une recharge conforme à la directive MID

L'article 58 de la loi de finances 2021 stipule que l'énergie issue de la recharge de véhicules électriques éligible à la génération de crédits pourra être cédée "y compris à titre onéreux" aux acteurs obligés. Cela entraîne ainsi une proportionnalité entre l'énergie mesurée et les montants perçus au titre de la valorisation des crédits. Ce mécanisme entre alors dans le cadre des obligations de la métrologie légale. La directive européenne MID 2014/32/UE⁷ et son application dans le droit français par le décret du 3 mai 2011 modifié en 2016⁸ et l'arrêté comptage du 1er août 2013⁹ fixent les obligations que doivent remplir les appareils de mesure d'énergie active dont la mesure est exploitée dans des transactions de type vente directe. Cette réglementation impose ainsi la mise en place de compteurs électriques disposant d'une certification européenne MID ou d'une certification nationale équivalente.

Il apparaît donc nécessaire que la recharge éligible à ce mécanisme soit issue d'une mesure par des compteurs MID. **Cependant, conditionner l'accès au mécanisme à des mesures conformes à directive MID dès le lancement de celui-ci permettra-t-il son développement et son ancrage auprès de l'ensemble des acteurs ?** La présente note dresse plusieurs scénarii pour apporter des éléments de réponse à cette question.

3.2 Scenario 1 – Conditionner l'éligibilité à une mesure issue d'un comptage MID permettrait d'inciter à la mise en conformité des IRVE mais risque de limiter l'assiette éligible au lancement

La généralisation de la présence d'un compteur MID au sein des points de charge mesurant l'énergie délivrée aux véhicules est une évolution positive. Elle permet une amélioration de la qualité de service, notamment au travers de l'ouverture à la tarification au kWh.

Dans le cadre du présent mécanisme, un compteur MID garantit en outre que l'énergie certifiée aura été mesurée dans le respect des normes métrologiques en vigueur et avec les niveaux de précision associés. Cependant, **à la date d'entrée en vigueur du mécanisme le 1^{er} janvier 2022, le nombre de points de charge équipés d'un compteur MID restera très faible**, la grande majorité des points de charge installés aujourd'hui n'étant pas équipés de compteurs MID.

- ▶ **En recharge normale (AC), le matériel MID est aujourd'hui instauré et incité.** Le programme Advenir a intégré récemment la certification MID dans son cahier des charges de nouvelles bornes AC. Cependant les bornes AC précédemment installées n'ont pour la plupart pas été équipées de compteur MID. Dans ce cadre elle nécessiterait ainsi un *rétrofit*, coûteux (entre 400 et 600 euros par borne), mais en partie couvert par un nouveau programme Advenir. Des réflexions autour d'un *rétrofit* de l'ensemble du parc existant AC sont néanmoins en cours avec une démarche qui devrait se mettre en place dans les années à venir.
- ▶ **En recharge rapide (DC), la certification MID est encore peu mature.** Des compteurs disposant de la certification MID existent mais restent très coûteux. Des processus de délivrance de la norme pour de nouveaux matériels sont en cours, avec par exemple une certification IEC

⁷<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX%3A32014L0032>

⁸<https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000000579193/#:~:text=Tout%20utilisateur%20a%20l'obligation,le%20cadre%20de%20ses%20activit%C3%A9s.>

⁹ <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000027814134/>

attendue au premier semestre 2021¹⁰.

- ▶ Dans le cadre d'une extension à la recharge privée opérée, la part de points de charge équipés en compteur MID pourrait être encore plus faible. Effectivement, les points de charge en privée opérée évolueront dans des proportions et à un rythme différent vers une tarification au kWh.

Fixer dès le 1er janvier 2022 comme condition d'éligibilité la présence d'un compteur MID dans la borne pour participer au mécanisme réduirait ainsi fortement l'assiette de points de charge éligibles.

Une telle mise en conformité aurait des conséquences notamment sur la soutenabilité financière et l'acceptabilité du mécanisme.

- ▶ *Contribution de la recharge électrique d'origine renouvelable aux objectifs cibles de la TIRIB* : dès 2022, en prenant un maximum de 100 000 points de charge éligibles, les crédits générés par la recharge électrique représenteront seulement moins de 1% en énergie, de l'assiette totale redevable à la TIRIB¹¹.
- ▶ *Soutenabilité financière et attractivité du mécanisme pour les tiers parties* : Avec une hypothèse d'un coût annuel fixe d'opération du mécanisme (organisme de certification et plateforme d'échanges) de 1 million d'euros et une restriction de l'assiette à 20 000 points de charge éligibles, le coût d'opération du mécanisme pourrait dépasser les 50% du revenu total généré par les crédits l'attractivité peut en être impactée. Il convient également de considérer l'acceptabilité pour les acteurs obligés : un effort à l'entrée dans le mécanisme est nécessaire de leur part en faisant évoluer leurs processus internes. Un coût d'entrée trop important par rapport au nombre de crédits en circulation rendra de fait le mécanisme dissuasif pour les acteurs obligés.
- ▶ *Intéressement au rétrofit MID pour le bénéficiaire* : avec l'hypothèse d'un tarif du crédit à 5 cts/kWh (tarif conservateur positionné à 50% de l'amende de la TIRIB¹²) et une consommation moyenne d'un point de charge de 2 MWh par an, le revenu par point de charge de vente de ces crédits serait d'environ 100 euros par an. Cette espérance de gain supplémentaire ne saura justifier d'importants investissements dans un rétrofit, notamment pour la recharge DC.

3.3 **Scenario 2 – Déroger à la directive MID peut permettre d'impulser une dynamique dès le lancement du mécanisme en élargissant l'assiette éligible**

Il existe certains cas d'usages où le recours à des données de comptage ne respectant pas les exigences de la directive MID (ou exigences assimilées) sont permises. Le Code de l'énergie introduit par exemple la possibilité de recours à des données produites ou collectées par un opérateur d'effacement (article R271-6¹³, dans le cas où les données du gestionnaire de réseau de distribution ne permettraient pas une mesure suffisamment pertinente, les niveaux de précision exigés sont dans ce cas spécifiés dans les règles NEBEF définies par RTE).

Il apparaît donc envisageable de considérer que des solutions dérogeant à la directive MID pourraient être mises en place. Dans ce cadre, deux alternatives pourraient être envisagées.

¹⁰https://www.iec.ch/dyn/www/?p=103:38:9985419728859:::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PROJECT_ID:1258,23,20138

¹¹ Comparaison des projections pour 2022 de la consommation d'électricité délivrée par les points de charge publics (hypothèse de consommation annuelle d'un point de charge public d'environ 2 MWh) et des distributions de carburant en France. La conversion des kWh en hl de carburant est obtenue à l'aide des pouvoirs calorifiques et masses volumiques moyens des carburants.

¹² Voir partie 6 sur l'explication de la fixation du prix du crédit par rapport à l'amende de la TIRIB et le prix d'incorporation des biocarburants.

¹³https://www.legifrance.gouv.fr/codes/texte_lc/LEGITEXT000023983208/2016-08-22/

I. Scenario 2A – l'utilisation du compteur existant dans la borne, mesurant l'énergie effectivement rechargée permet une éligibilité à moindre coût pour les acteurs

Les opérateurs d'infrastructures de recharge détiennent pour la grande majorité l'information de l'énergie délivrée aux véhicules. Cette donnée est notamment nécessaire dans le cadre de sessions de charge en interopérabilité. Cependant cette mesure ne provient pas toujours d'un compteur MID. **Le mécanisme pourrait dans ce cadre se baser sur des données de comptage issues de ces compteurs non MID.** Il pourrait dans ce cadre être envisagé d'intégrer une forme de « pénalité », au travers notamment d'une décote sur l'énergie mesurée.

Par ailleurs, afin de vérifier le bon positionnement du compteur non MID (comptage uniquement de l'énergie délivrée aux véhicules) des audits physiques sur des échantillons pourraient également être envisagés.

Il peut être considéré avec une approche conservatrice qu'à **fin 2020, au moins 80% des points de charge d'accès public comportent un compteur pour lequel un opérateur est en capacité de collecter l'information d'énergie délivrée au véhicule.**

II. Scenario 2B – l'utilisation d'un compteur MID non dédié à la mesure de la recharge pourrait être éligible s'il est raccordé exclusivement à des IRVE

Ce scénario conditionnerait l'éligibilité à la présence d'un compteur MID en amont d'une ou plusieurs bornes. **Ce compteur devra être exclusivement raccordé à des IRVE.** Deux types de compteurs peuvent être envisagés :

- ▶ Un compteur MID privé en amont à la charge de l'opérateur ou de l'aménageur : la mesure ne pourra donc se faire que par le bénéficiaire
- ▶ Un point de livraison du gestionnaire de réseau de distribution (GRD) exclusivement raccordé à des IRVE : le relevé de la consommation de ces compteurs pourra être alors externalisé et être effectué par le GRD

Dans ce cadre, il existe deux enjeux majeurs :

Tout d'abord, **l'autorité de certification devra s'assurer qu'il n'y a que des IRVE en aval de ces compteurs** afin de ne pas intégrer des consommations annexes telles que l'alimentation de commerces ou d'un éclairage. Ceci peut s'effectuer par une déclaration sur l'honneur du bénéficiaire accompagné d'audits ciblés dissuasifs. D'autre part, **l'énergie mesurée dans ce scénario intègre également une énergie issue de la consommation des équipements de la borne** (LCD, badge, TPE, etc.) qu'il convient de déduire. Une décote forfaitaire peut alors être envisagée. L'enjeu reposera alors sur la qualité de cette approximation et son écart avec la valeur réelle.

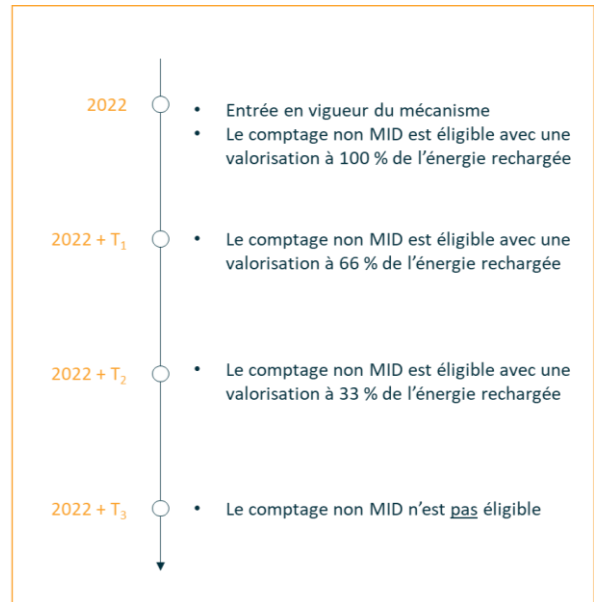
NB : si la configuration actuelle ne permet pas de remplir les conditions d'un compteur exclusivement raccordé à des IRVE, un aménageur pourra alors souscrire à une prestation de décompte avec son gestionnaire de réseau (Enedis ou une entreprise locale de distribution) pour se mettre dans ce cas de figure.

3.4 Afin de concilier les objectifs d'inciter à la généralisation du comptage MID tout en accompagnant la naissance du mécanisme, le cadre dérogatoire pourrait être transitoire et progressif

Un cadre dérogatoire progressif autorisant dans un premier temps les données de comptage ne respectant pas les exigences MID peut permettre de lancer le mécanisme et en assurer son ancrage tout en fixant une trajectoire incitative à la généralisation du comptage MID.

Les bénéfices seraient ainsi de permettre le lancement du mécanisme avec :

- **Une assiette de recharge éligible suffisamment large** pour assurer la soutenabilité économique, notamment l'amortissement des coûts fixes (cf. partie 5 sur l'autorité de certification).
- **Une atteinte de la taille critique minimale pour un éligible** pour faire certifier ses crédits et les céder
- **Une liquidité suffisamment présente sur le marché** pour inciter les obligés à mettre en place les dispositifs internes nécessaires à l'acquisition et la valorisation des crédits. Ce mécanisme doit permettre un cercle vertueux afin que les obligés puissent acheter suffisamment de crédits afin de remplir leurs objectifs de décarbonation.



D'autre part, **une appropriation rapide du mécanisme par les acteurs garantira son ancrage dans la durée**. Cette sortie progressive du cadre dérogatoire permettrait de maintenir l'incitation à la conformité MID en apportant une perspective de sortie claire et annoncée du non-MID et de ce fait apporter un levier supplémentaire pour motiver au rétrofit. Il y aurait un effet de date butoir.

D'autres mécanismes instaurant une réorientation progressive existent, notamment dans le secteur de l'énergie. A titre illustratif, dans le cadre de l'Appel d'Offres Effacement (mécanisme de soutien public aux effacements), une sortie progressive des groupes diesel a été instaurée en 4 ans avec une pénalité sur leur valorisation passant de 0% à 33% puis 66% pour enfin être à 100%.

4 La collecte et la transmission des données de comptage jusqu'à sa certification doivent être réalisées dans un cadre garantissant sa traçabilité et son intégrité

Dans le domaine de la fourniture, la traçabilité et l'intégrité des données de comptage d'énergie sont garanties par le gestionnaire de réseau de distribution (Enedis ou une ELD) dont la mission de service public est définie par le Code de l'Energie et supervisée par la CRE. A ce titre, il dispose de toutes les garanties d'indépendance et doit par ailleurs mettre en œuvre l'ensemble des mesures permettant de garantir la traçabilité et l'inviolabilité des données.

Cependant, certains scénarii de comptage envisagés introduisent une donnée issue d'un compteur situé en aval du Réseau Public de Distribution et au sein d'un réseau privé en dehors – a priori – du périmètre d'action du GRD. A ce titre il convient de mettre en œuvre les moyens permettant de garantir cette intégrité de la donnée. Un risque de fraude pourrait notamment se traduire par une augmentation artificielle des données d'énergie déclarée par les bénéficiaires pour en maximiser le profit.

Il est ainsi proposé dans cette note 2 scénarii permettant d'apporter des pistes de solutions.

4.1 Scenario 1 – l'acteur éligible déclare la recharge à l'autorité de certification et des audits aléatoires sont réalisés pour vérifier la conformité et l'intégrité des données

La collecte d'information nécessaire au mécanisme se fait à l'aide d'une déclaration du bénéficiaire. L'autorité de certification peut procéder à des vérifications préliminaires de nature administratives (demande de documents justifiant l'activité d'opérateur d'infrastructures de recharge, factures d'électricité, etc.).

Afin de rendre cette déclaration plus robuste, **l'acteur éligible peut également être soumis à une « qualification technique » de son processus** de mesure et de remontée de la donnée, conditionnant sa participation au mécanisme.

Cependant, la collecte des informations se base sur la véracité des déclarations des bénéficiaires. **Des audits peuvent être effectués ensuite pour vérifier ces données**, régler des écarts, ou en cas de suspicion de fraude.

Ce scénario a le bénéfice d'être peu coûteux avec peu d'intermédiaires à rémunérer. Il peut s'accompagner de lourdes pénalités et de poursuite en cas de fraude afin d'être dissuasif. Il est cependant moins robuste et plus exposé aux fraudes.

Il peut également être envisagé de mettre en œuvre **des contrôles de cohérence**. Une possibilité serait la comparaison avec les relevés de comptage d'Enedis ou d'une ELD au compteur de tête de l'installation IRVE. Ces relevés permettraient de calculer un plafond d'énergie déclarée à ne pas dépasser : par exemple, au-delà de 95 % entre l'énergie déclaré par l'opérateur et le relevé du GRD des compteurs de tête. Un non-respect de ce plafond pourrait entraîner une orientation des audits.

4.2 Scenario 2 – Un tiers de confiance collecte et transmet les données de comptage pour en assurer l'intégrité

Le tiers de confiance est un acteur indépendant, non bénéficiaire du mécanisme permettant à l'Etat de sécuriser la collecte, soit en externalisant soit à minima en la comparant à des données externes.

Cet acteur indépendant, délégué par l'Etat, pourrait détenir les informations de consommation sur l'ensemble des points de charge en France et ainsi collecter de manière sécurisée les données sur l'énergie délivrée aux véhicules éligibles aux crédits.

Cette collecte se ferait en deux étapes :

- ▶ Déclaration sur l'honneur de l'opérateur de recharge des bornes pour lesquelles un compteur MID est installé (déclaration potentiellement auditable à l'aide d'un bureau de certification, cf. partie 5 de cette note). Transmission de cette information au responsable de collecte.
- ▶ Collecte par l'acteur indépendant du total d'énergie délivrée sur ces points de charge et transmission de l'information à l'autorité de certification.

Ce mode de fonctionnement permet une externalisation de l'étape de collecte à un tiers de confiance et ainsi limiter la potentialité de fraude. Le rôle de cet acteur peut également être étendu au-delà : il peut procéder à la certification, et deviendra l'autorité de certification. En effet si le tiers de confiance est un acteur privé (délégation) il conviendra de vérifier la soutenabilité économique vis-à-vis du coût de l'implication de ce tiers. Privilégier un acteur unique entre tiers de confiance et autorité de certification permettrait de ne pas multiplier les acteurs, les frais les rémunérant et ainsi diluer la valeur qui impactera l'esprit du mécanisme. L'objectif à garder est d'apporter une source de rémunération supplémentaire aux opérateurs de recharge.

L'implication d'un tiers de confiance dans le cas de la recharge privée opérée, autre que le GRD, est peut-être plus difficile. En effet, les points de recharge privée ne sont pas soumis aux mêmes obligations et ne détiennent pas forcément l'information de sessions de charge.

S'il est envisagé de confier partiellement cette mission à Enedis, il sera nécessaire d'en définir les conditions, notamment si celle-ci devient une prestation au catalogue ou une prestation annexe¹⁴, entraînant de fait un caractère monopolistique de l'action ne permettant pas un dispositif hybride avec un acteur privé dans certaines configurations.

Il conviendra d'étudier également la faisabilité par les autres ELD afin de ne pas exclure des territoires et intégrer des acteurs comme l'ADEEF et l'UNELEG qui regroupent notamment les ELD - notamment dans les concertations.

¹⁴ Catalogue Enedis pour les entreprises https://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-NOI-CF_16E.pdf

5 La génération des certificats et leurs échanges doivent répondre à des obligations d'unicité, d'authenticité et de traçabilité

Les crédits, matérialisant une recharge de VE avec de l'électricité d'origine renouvelable¹⁵, doivent être générés de telle sorte à assurer leur **authenticité**, leur **unicité** (pas de double vente d'un crédit) et la **traçabilité de leurs échanges entre acteurs obligés et bénéficiaires**. Il existe dans les marchés de l'électricité français plusieurs mécanismes basés sur des principes similaires, posant les mêmes enjeux, ces mécanismes peuvent servir d'inspiration sur la déclinaison opérationnelle du présent mécanisme.

5.1 Scenario 1 – Une autorité de certification unique avec un registre traçant l'émission des certificats et l'ensemble de leurs transactions

Dans ce scénario, la génération de crédits se fait à l'aide d'une autorité centrale. Trois mécanismes, déjà existants dans le secteur de l'énergie, peuvent être source d'inspiration, comprenant dans chacun d'entre eux une **autorité de certification**, potentiellement privée avec délégation de l'Etat, un **registre** traçant la génération et la transaction des crédits, et des **organismes de contrôles**.

	Garanties de capacité	Certificats d'Economie d'Energie	Garanties d'origine
Certification	RTE	Emmy (Power Next)	Power Next (EEX)
Traçabilité	Registre des garanties de capacité	Registre national des CEE (Plateforme Emmy - Power Next)	Registre National des Garanties d'origines EEX
Contrôle	La CRE dans sa mission de contrôle des marchés de gros de l'électricité	L'autorité de référence est le PNCEE (Pôle national des certificats d'économies d'énergie)	Autorité des marchés financiers (AMF), l'Autorité de contrôle prudentiel et de résolution (ACPR) et Commission de régulation de l'énergie (CRE)

Figure 3 : Comparaison des entités responsables de mécanismes de crédits similaires

L'autorité de certification mise en place sera responsable de :

- ▶ Recueillir les demandes de certifications des acteurs éligibles, effectuer les contrôles nécessaires (éligibilité, conformité aux exigences, intégrité des données transmises, etc.) et les calculs de génération des crédits (application du facteur 4 issu de la RED II, application du taux d'énergies renouvelables à retenir, ratio à appliquer si le comptage provient d'un GRD)
- ▶ Générer les certificats associés et les délivrer aux acteurs éligibles
- ▶ Tenir un registre des certificats générés, avec un identifiant unique pour le certificat permettant d'assurer sa traçabilité
- ▶ Mettre éventuellement en place une plateforme de transactions entre acteurs obligés et détenteurs, ce qui en faciliterait la supervision

¹⁵ Droits de comptabilisation de quantités d'énergie renouvelable additionnelles au sens de l'article 58 de la Loi de Finance 2021

- ▶ Consigner chaque transaction et mettre à jour le registre (affectation du certificat au nouveau détenteur)
- ▶ Assurer un suivi des prix et publier des indices prix et volumes d'échanges

Cette autorité de certification pourra être déléguée à un acteur privé au travers d'un contrat de concession (Power Next est titulaire pour les GO et CEE pour un marché de 5 ans). L'autorité de certification se rémunère au travers de frais (inscription, tenue de compte, certification, transaction, etc.) qu'elle refacture soit à l'acteur éligible, soit à l'acteur obligé. Comme dans le cas précédent des tiers de confiance, un point d'attention est nécessaire sur le coût de cette autorité de certification et la viabilité du mécanisme en fonction du volume de certificats en circulation et le report de ce coût.

5.2 Scenario 2 – Une certification décentralisée basée sur un mécanisme de type blockchain

Le processus de certification pourrait également être décentralisé basé sur un mécanisme de type blockchain. Ce fonctionnement aurait l'avantage d'automatiser la certification pour un coût inférieur à long terme et réduire le risque de fraude. Dans ce cadre, il conviendra d'instruire plusieurs enjeux majeurs :

- ▶ Quel support est apporté aux usagers du mécanisme et qui pourrait fournir ce support ? Dans le cadre des mécanismes de capacité ou de CEE, RTE et Emmy assurent un support et un accompagnement pédagogique notamment pour les nouveaux entrants.
- ▶ Quelle peut être la capacité à superviser les transactions et en publier des indices ? La plateforme Emmy publie chaque le volume de CEE échangés, les prix ainsi que les prix SPOT.

5.3 Volume et temporalité des demandes de certifications et déclarations

La fréquence et le nombre de sollicitations pour certification est un enjeu pour les mécanismes de cette nature. Ils dimensionnent la nature du service de l'autorité de certification et son dimensionnement.

Il peut être dans ce cadre pertinent de prévenir une trop forte tension sur l'organisme de certification au travers de mesures permettant à la fois la limitation, le lissage des demandes de certification voire leur consolidation en amont. Ces mesures devront néanmoins ne pas complexifier le mécanisme voire introduire des effets de bords limitant l'accessibilité à celui-ci ou des risques de pertes financières par exemple à cause d'un seuil minimal ou d'une certification par pas trop large.

Les demandes de certifications de la part des acteurs éligibles :

Une solution pourrait être de **fixer un seuil minimal dit « ticket d'entrée »** pour la première demande de certifications des bénéficiaires et puis de **limiter le nombre de demandes de certifications** (occurrence des demandes) par an et par bénéficiaires.

Dans ce cadre, la première demande de certification de cet opérateur devrait dépasser le seuil minimal du « ticket d'entrée » par exemple 30MWh d'électricité d'origine renouvelable délivrée aux véhicules. Cette contrainte permettrait ainsi de pousser à la consolidation des demandes de petits acteurs.

Une fois cette première déclaration effectuée, ses demandes de certifications de l'année N ne seraient plus soumis à un seuil (sauf celui de la valeur énergétique d'un crédit unitaire non divisible) mais seront limitées en nombre. Un bénéficiaire ne pourra pas excéder par exemple 4 déclarations annuelles. Cela permettrait ainsi de limiter le nombre de sollicitations de l'autorité de certification sans introduire d'effets de seuils limitant la liquidité du mécanisme voire créant des pertes pour les acteurs (reliquats non certifiables par exemple).

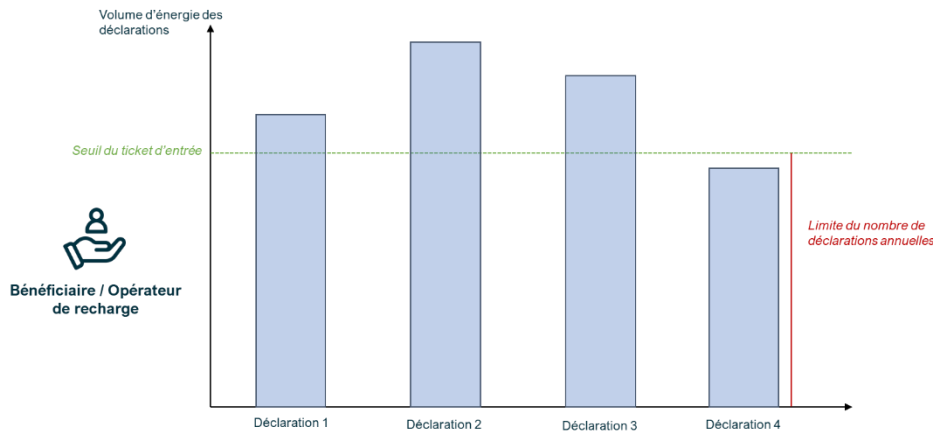


Figure 4 : Exemple de demandes de certifications effectuées par un bénéficiaire

Les déclarations des crédits dans la TIRIB de la part des obligés

Pour l'autorité de certification il conviendra de définir :

- ▶ *La durée de validité des crédits déclarés par l'obligé* : il semble nécessaire de ne permettre la **validité des crédits certifiés que pour l'année au cours de laquelle l'énergie aura été délivrée aux véhicules**. Cela permettra ainsi de ne pas biaiser le taux réel de décarbonation du secteur des transports.
- ▶ *Valeur unitaire énergétique du crédit déclarable* : le choix de cette valeur permettra de limiter un nombre important de déclarations de crédits à faible valeur aux autorités, et donc limiter le temps de traitement. D'un autre côté, cette valeur doit être suffisamment fine pour éviter les effets de seuils trop importants.

5.4 Calcul de la part d'énergie d'origine renouvelable

L'article 58 de la loi de finances précise conformément à la RED II deux cas de figure :

- ▶ Dans le cas d'IRVE raccordées au réseau public de distribution, l'énergie est "réputée être renouvelable à hauteur de la **proportion moyenne d'énergie renouvelable constatée en France** par la Commission européenne sur les deux années précédant l'exigibilité." Ce sont les données de la plateforme Eurostat qui font foi, suite aux déclarations des Etats Membres et aux recalculs par la Commission Européenne.
- ▶ Dans le cas d'IRVE "fournies à partir d'une connexion directe à une installation produisant de l'électricité renouvelable" (i.e. autoconsommation totale), **l'énergie renouvelable est prise en compte dans son intégralité** ;

Dans ce cas, lorsqu'une installation est en d'autoconsommation, **une intervention du GRD peut être envisagée** : le GRD pourrait confirmer à l'autorité l'opération d'autoconsommation et fournir le relevé des données d'injection et de soutirage d'électricité.

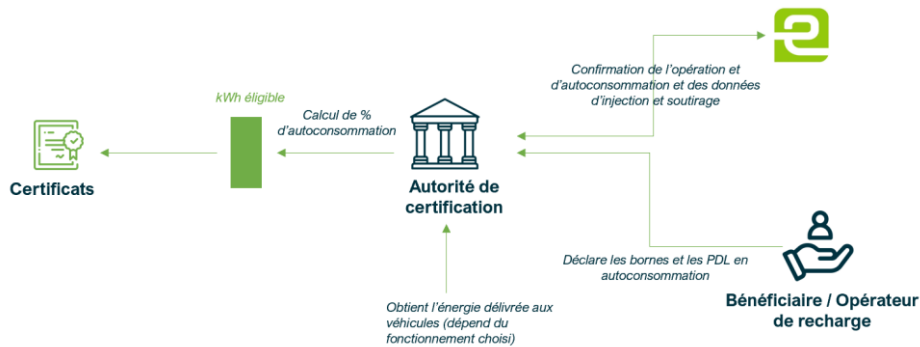


Figure 5 : Principe de fonctionnement de calcul de la part d'autoconsommation

Par ailleurs, deux questions complémentaires pourraient être soulevées dans ce cadre :

- ▶ **Quelle valorisation des Power Purchase Agreement ?** : Dans le cas d'une installation ayant souscrit à un PPA, il pourra être pertinent d'étudier la possibilité de valoriser l'énergie d'origine renouvelable au-delà de la moyenne constatée sur le réseau national. La RED II et l'article 58 n'ouvrent pas pour le moment la voie à cette valorisation.
- ▶ **Quel risque de double valorisation de l'ENR ?** : en utilisant comme référence la part d'énergies renouvelables de la production nationale et en la valorisant comme levier de décarbonation du secteur des transports, quel serait le risque de double valorisation de l'énergies renouvelables avec des Garanties d'Origines dissociées valorisées par ailleurs comme « offres vertes » ? De plus, l'Union Européenne dans la directive RED II évoque ce sujet de l'additionnalité et du développement des EnR : le producteur de carburant doit contribuer au déploiement ou au financement des EnR selon la directive.

6 Prix de transaction du crédit

L'article 58 de la loi de finances ne mentionne pas de conditions de fixation de prix du crédit : "Le redevable (...) peut acquérir, y compris à titre onéreux, des droits de comptabilisation de quantités d'énergie renouvelable additionnelles". Le prix des crédits dépendra de nombreux facteurs qui joueront sur la tension entre offre et demande, certains ont été évoqués précédemment dans ce document : nombre de crédits disponibles sur le marché, nécessité et volonté des acteurs obligés d'intégrer la recharge électrique d'origine renouvelable dans leurs objectifs de la TIRIB, frais de fonctionnement du mécanisme, etc.

Mécaniquement, **le prix du certificat devrait être plafonné par la pénalité prévue par la TIRIB (aujourd'hui 104 €/hl de carburant soit environ 10 centimes par kWh d'énergie renouvelable déclarés après application du facteur 4)**. Cependant, au moins durant les premières années du mécanisme, il sera également **plafonné par le montant que les acteurs obligés seront prêts à investir pour incorporer des crédits dans leur objectifs TIRIB en complément ou en remplacement de biocarburants**.

Celui-ci devrait être plafonné par rapport au coût total d'incorporation des biocarburants avancés dont les volumes ne sont pas limités, ceux-ci représentant une alternative à l'acquisition des crédits. En effet, en l'absence d'objectif distinct de recharge électrique, les acteurs obligés pourraient continuer à incorporer uniquement des biocarburants si cela est plus intéressant financièrement.

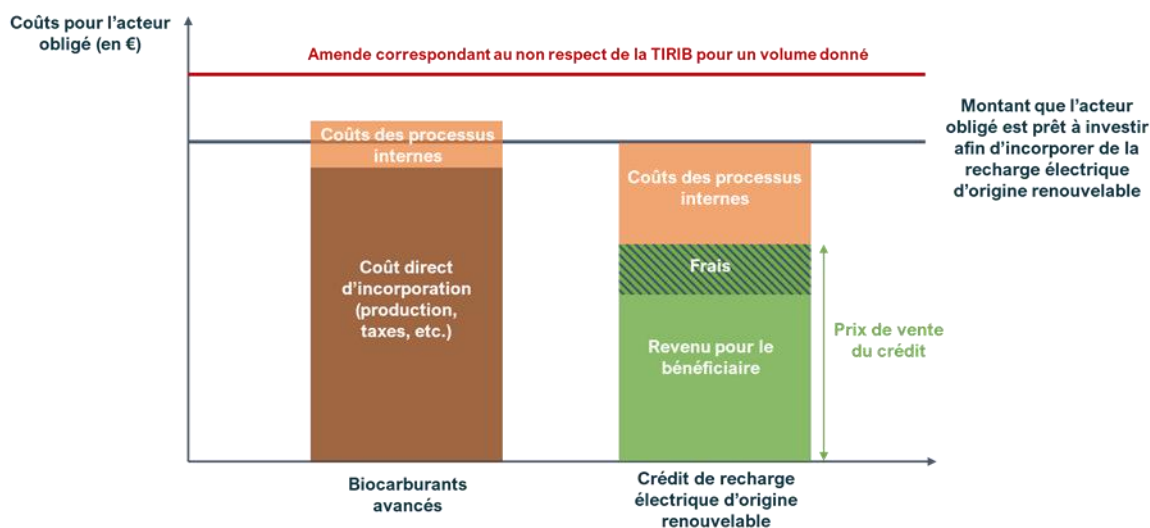


Figure 6 : Schématisation du plafonnement du prix de vente du crédit

Dans ce plafond d'investissement par l'acteur obligé, **la part des coûts de processus internes pourraient être importante durant les premières années du mécanisme**. En effet, les acteurs obligés devront mettre en œuvre de nouvelles organisations et processus internes pour être en mesure d'acquérir et assurer la gestion de ces crédits. Ils en tiendront nécessairement compte dans l'estimation de leur coût global d'acquisition ainsi que dans l'arbitrage économique entre les alternatives de mise en conformité avec leurs obligations TIRIB.

Il est tout de même à noter que ce mécanisme étant proche de celui des CEE, les acteurs obligés devraient bénéficier de leurs retours d'expériences sur ce mécanisme. Il serait pertinent que

l'organisme de certification assure une supervision des prix des transactions et publie un indice d'évolution des prix des crédits et des volumes échangés à des fins d'observabilité du marché.

7 Conclusion

L'objectif de cette note a été de dresser les principaux impacts de mise en œuvre opérationnelle du mécanisme de valorisation de la recharge de VE adossé à la TIRIB.

Afin de favoriser l'adhésion des acteurs, il sera nécessaire de veiller à ce que le mécanisme :

- Permettre l'éligibilité à une assiette de points de charges suffisante (à minima pour les premières années) afin de garantir sa viabilité économique, notamment pour les acteurs intermédiaires, mais aussi d'assurer une liquidité suffisante de certificats en circulation ;
- Rester simple dans sa conception pour limiter le coût d'entrée pour les bénéficiaires et les acteurs obligés qui devront nécessairement adapter leurs organisations et processus en conséquence.

Une concertation des acteurs, bénéficiaires, comme obligés et intermédiaires éventuels semble nécessaire à la sélection et à la finalisation des solutions opérationnelles permettant à ce mécanisme de fonctionner. En effet, une compréhension fine des impacts sur les organisations, les processus et les structures de coûts de chacun de ces acteurs permettra de construire en 2021 un mécanisme immédiatement opérationnel et efficient au 1^{er} janvier 2022. L'évolutivité de ce mécanisme sur 2023 et 2024 est envisageable et souhaitable afin d'y intégrer un retour d'expérience complet mais elle doit se réaliser dans un cadre défini qui garantit de la visibilité à une filière en pleine construction.

En outre, l'extension à la recharge privée opérée pourrait devenir un relai d'accroissement de l'assiette éligible à moyen terme. Son éligibilité pourra être considérée après une phase de retour d'expérience sur la mise en œuvre du mécanisme.