

COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE

ETUDE d'initiative (BRUGEL-ETUDE- 20200617-32)

Relative aux infrastructures de rechargement pour véhicules électriques à Bruxelles.

Etablie en application de l'article 30bis §2° de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.

17/06/2020

Table des matières

1	Base légale.....	3
2	Contexte.....	3
3	Résumé exécutif de l'étude.....	4
4	Points d'attention de BRUGEL	7
5	Annexe : Etude relative aux infrastructures de rechargement pour véhicules électriques	11

I Base légale

L'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale prévoit, en son article 30bis, §2 que :

« ... BRUGEL est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des ordonnances et arrêtés y relatifs, d'autre part.

BRUGEL est chargée des missions suivantes :

...

2° d'initiative ou à la demande du Ministre ou du Gouvernement, effectuer des recherches et des études ou donner des avis, relatifs au marché de l'électricité et du gaz;

... »

La présente étude a été réalisée à l'initiative de BRUGEL et a été commanditée auprès des sociétés The New Drive et APPM Management Consultants.

2 Contexte

Le 24 octobre 2019, le Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale (RBC) a adopté son Plan Energie Climat. L'objectif de ce plan vise à réduire de 40% les émissions de CO₂ d'ici 2030.

Un des moyens mis en œuvre pour atteindre cet objectif consiste à faire évoluer le parc roulant bruxellois vers un parc de véhicules zéro émissions. Dans son Plan Energie Climat, le Gouvernement affirme sa volonté de sortir du diesel au plus tard pour 2030, et de l'essence et du LPG au plus tard pour 2035.

Un des potentiels freins au déploiement des véhicules électriques (ci-après VE) à Bruxelles qui a été soulevé par certains acteurs ces derniers mois concerne la configuration historique du réseau d'électricité basse tension (BT) constitué principalement de 230V (3*230V sans neutre et 3*230V avec neutre à 88%) alors que le réseau 400V (3*400V avec neutre) ne représente que 12%.

Or, la vitesse de rechargement des VE dépend de la puissance électrique disponible et donc de la tension de raccordement. A titre d'exemple, les bornes de rechargement de type accéléré (2*11kW à 2*22kW) nécessitent la présence d'une alimentation 400V.

La prédominance du réseau 230V à Bruxelles est notamment une des raisons qui a complexifiée le déploiement de bornes, dans le cadre de la concession attribuée par le Gouvernement bruxellois précédent à un opérateur privé (la société Pit Point) en octobre 2018. Cette concession avait pour objectif de déployer des bornes de recharge (de type accéléré) à Bruxelles avec une exclusivité de deux ans sur les voiries régionales. La fin de cette concession était prévue pour le mois d'octobre 2020 mais est prolongeable.

Dans le cadre de la préparation d'une vision relative au déploiement d'infrastructure de rechargement à Bruxelles, BRUGEL pense qu'il est nécessaire de mener une évaluation de la stratégie qui a été mise en place dans le cadre de l'actuel concession. Cette réévaluation doit notamment s'opérer sur l'organisation générale de l'appel d'offre, sur le type de rechargement proposé, sur la méthodologie adoptée pour identifier la localisation des bornes, sur les processus de collaboration entre acteurs, ...

Par ailleurs, l'article 33 de la Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 confère un nouveau rôle aux autorités de régulation dans le cadre du déploiement de bornes de rechargement notamment concernant le rôle des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) dans ce domaine (exploitation, installation, investissement de bornes,...). Les autorités de régulation sont notamment chargées dans ce cadre d'analyser et d'approuver au préalable, les procédures d'appel d'offres organisant le déploiement des bornes de recharge.

C'est dans ce contexte que BRUGEL, en tant que régulateur régional pour l'énergie, a souhaité réaliser une analyse relative aux infrastructures de rechargement des VE et leur intégration au réseau électrique à Bruxelles afin :

- d'améliorer son niveau de connaissance liée à la thématique de l'électromobilité (notamment au regard des nouvelles missions conférées par la Directive 2019/299) ;
- d'identifier les contraintes qu'impose le réseau 230V dans une transition vers l'électromobilité ;
- de conseiller les autorités dans le cadre de la mise en place de sa nouvelle vision de déploiement d'infrastructures de recharge publiques.

Cette étude a donc été menée par les sociétés The New Drive et APPM Management Consultants. Le rapport final de l'étude est présenté en annexe du présent document. Le chapitre suivant reprend quant à lui le résumé exécutif de l'étude.

3 Résumé exécutif de l'étude

Dans le cadre du Plan Energie Climat, Bruxelles s'engage à assurer la transition vers des véhicules zéro émission carbone. Les VE devront connaître un essor important dans les années à venir. Du point de vue du régulateur de l'énergie, BRUGEL, un certain nombre de questions ont été posées :

- › Quelles sont les limites et l'impact de la configuration 230V du réseau électrique bruxellois ? Quels sont les véhicules qui sont impactés et dans quelle mesure cela entrave-t-il la transition vers les VE ?
- › Quel est l'état actuel des réseaux de recharge publique dans d'autres villes et régions, en particulier dans celles qui doivent également s'appuyer sur un réseau de distribution 3x230V (technologique, organisationnel, financier, politique), et quelles leçons pouvons-nous en tirer pour le contexte bruxellois ?
- › Quel est le rôle du GRD dans ces villes et Régions et quel rôle peut-il jouer dans le déploiement des infrastructures de recharge publiques ?
- › Quels sont les instruments réglementaires possibles que BRUGEL peut initier ou déployer pour stimuler ou faciliter la transition vers les VE ?

Conformément à la demande de BRUGEL, un cadre d'étude a été mis en place pour comparer la situation de Bruxelles avec celle d'autres Régions (ou villes) (inter)nationales. Il n'a pas été facile, compte tenu des contraintes de la mission, de trouver toutes les informations pour chaque Région et remplir chaque critère de comparaison du cadre fixé. En même temps, il n'était pas nécessaire de répondre à tous ces critères comparatifs car de nombreux facteurs font de la Région bruxelloise une Région unique. Toutefois, l'objectif de l'évaluation comparative, qui consistait à obtenir des informations pertinentes et à tirer des leçons en s'inspirant de l'étranger, a été globalement atteint.

Cette analyse permet de tirer les conclusions générales suivantes :

1. Le contexte unique de Bruxelles

Le contexte bruxellois est unique : il n'existe aucune autre Région ayant une configuration de réseau BT, une densité de population et une adoption de VE équivalentes. Oslo est la Région la plus proche en termes de configuration du réseau (caractérisée par une prédominance du réseau 230V sans neutre au détriment du réseau 3*400V avec neutre), mais elle est moins densément peuplée et l'adoption des VE est plus avancée qu'à Bruxelles. Comme l'adoption du VE est plus avancée, Oslo (mais aussi d'autres villes-Régions) offre différents points de vue qui peuvent inspirer la Région bruxelloise.

2. Le réseau 230V de Bruxelles et l'impact sur la transition vers les VE

La typologie du réseau BT bruxellois (principalement alimenté en 230V sans neutre) ne ralentit pas nécessairement le développement du transport électrique. Avec une infrastructure publique adaptée (calibrée en monophasé 32A/230V pour offrir une puissance de rechargement de 7.4 kW) combinée avec des centres de rechargement¹ raccordés sur des cabines réseaux de SIBELGA (délivrant du 3*400V avec neutre moyennant des équipements bitension), la typologie actuelle du réseau bruxellois n'agirait pas comme un frein².

3. Rôle du gestionnaire de réseau de distribution

À l'exception du Luxembourg³, tous les GRD des villes et Régions examinées ont un rôle qui vise à assurer « *la connexion au réseau* » et ne sont ni un gestionnaire de bornes de recharge ni un investisseur direct dans les infrastructures publiques de recharge. Néanmoins, les gestionnaires de réseau étudiés ont un rôle très décisif : en effet, comme les GRD sont très actifs dans le développement de la recharge intelligente, ils sont étroitement impliqués dans la détermination de la stratégie de recharge et des emplacements des infrastructures de recharge. Un exemple inspirant, mais non isolé, est celui d'E-LaadNL: une initiative des gestionnaires de réseau néerlandais dans laquelle l'échange de connaissances et l'innovation en matière d'infrastructure de recharge entre les gouvernements, les gestionnaires de réseau et les acteurs privés sont essentiels.

4. Climat de financement des infrastructures de rechargement public

Dans les villes et Régions examinées, les conditions du marché et d'exploitation sont telles que ce sont principalement des investisseurs privés qui investissent dans les infrastructures de recharge publiques (exception d'Oslo : les stations de recharge sont considérées comme des installations publiques, à l'instar de l'éclairage public). Les paramètres essentiels sont ici (1) la période d'exploitation et les autres conditions contractuelles qui laissent une marge de manœuvre à l'investisseur, (2) la stratégie de déploiement, (3) la méthode de coopération et (4) les connaissances et l'expérience des parties prenantes dans le domaine.

5. La coopération comme clé du succès

¹ Regroupement de plusieurs bornes

² Cette étude n'a examiné que la typologie 230V et les solutions possibles et non la capacité du réseau. Cette analyse ne se prononce donc pas sur la capacité du réseau électrique bruxellois. À cette fin, il est fait référence à un récent rapport de Synergrid : <http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=20914>

³ Ce rôle a d'ailleurs été conféré aux GRD luxembourgeois par les autorités avant l'entrée en vigueur de la Directive 2019/299.

Dans toutes les régions étudiées, il apparaît qu'une coopération active entre le gouvernement régional, l'opérateur de réseau et le CPO (pour « *Charge Point Operator* » en anglais) est la clé d'un déploiement harmonieux de l'infrastructure de recharge. Cette coopération va au-delà de l'échange de connaissances : l'espace pour l'innovation (par exemple par des projets pilotes ou des zones contrôlables), l'espace pour le développement de partenariats public-privé, le développement d'une gouvernance ciblée et efficace pour le déploiement de réseaux de bornes de recharge, le travail en cocréation sur une feuille de route d'une stratégie de recharge..., ce sont quelques exemples venant de l'étranger. Dans le cas de Bruxelles, il est positif de voir que des initiatives proactives sont déjà prises par diverses parties prenantes mais il est nécessaire d'opter vers la mise en place d'une vision stratégique commune, structurée et coordonnée.

6. Technologies des véhicules et infrastructures de recharge (publiques/privées)

L'analyse réalisée présente les contraintes que présentent les différents modèles de VE quant à la limite maximale de puissance de recharge. Dans les prochaines années, les véhicules équipés d'une petite batterie⁴ se chargeront principalement à 7,4 kW (monophasé 32A en 230V). Pour les véhicules à batterie de moyenne et grande taille et les véhicules haut de gamme, la puissance de 11 kW (triphasé 3*400 avec neutre -16A) devient de plus en plus la nouvelle norme pour la puissance de recharge en courant alternatif. Cette étude montre que deux véhicules en particulier - utilisant le même onduleur - ne peuvent pas se recharger sans présence de neutre : la Renault ZOE et la Smart Electric Drive.

Néanmoins, ces véhicules peuvent toujours être rechargés à l'aide de câbles de recharge spéciaux (pour la Renault Zoé) ou moyennant l'installation de dispositifs tels que des transformateurs d'isolement. Nous en concluons que l'absence de distribution de neutre est un problème pour un très faible pourcentage de modèles de VE.

L'offre du marché des solutions de recharge est très diversifiée : en termes de puissance, d'apparence (également l'intégration avec le mobilier urbain), de fonctions de recharge intelligentes et selon la possibilité de regrouper les bornes de recharge en véritables centres de recharge. Les possibilités de connecter l'infrastructure de recharge au réseau d'éclairage public de Bruxelles devraient être explorées d'avantage. Cette étude inclut les conditions et les leçons internationales par rapport à ce thème.

Les conclusions de cette étude conduisent à trois solutions possibles à prévoir dans le cadre d'une nouvelle stratégie relative au déploiement d'infrastructures de recharge publiques pour la Région de Bruxelles-Capitale : (1) un réseau dispersé de bornes de recharge de 7,4 kW (et potentiellement 11 kW car réglable en puissance) raccordé au réseau 230V, (2) des bornes ou centres de recharge raccordés au réseau 400V existant ou à proximité de cabines réseaux équipées de transformateurs bitension 400V et (3) des centres de recharge raccordés au réseau de moyenne (haute) tension.

Finalement, nous pouvons conclure de cette analyse que la configuration du réseau de distribution électrique BT 230V ne constitue pas nécessairement un obstacle majeur au déploiement d'une infrastructure de recharge. Cependant, le réseau 230V pose un défi qui nécessite d'adopter une

⁴ Petite batterie : jusqu'à 50 kWh (\cong portée de 200-300 km en fonction de la consommation d'énergie), batterie moyenne : de 50 kWh à 75 kWh, grande batterie : plus de 75 kWh (\cong portée de 300 - 450 km en fonction de la consommation d'énergie).

approche spécifique impliquant la mise en place d'un réseau avec différents types de solutions de recharge. La clé la plus importante pour la réalisation d'un déploiement accéléré et réussi réside en l'étroite collaboration entre les principaux acteurs à Bruxelles. Malgré le défi majeur auquel Bruxelles est confrontée, une vision stratégique intégrée et concertée permettra de rattraper les autres Régions en termes d'infrastructures de recharge publique et, à l'avenir, de servir d'inspiration à d'autres Régions du monde.

4 Points d'attention de BRUGEL

1. Les contraintes du réseau et la politique de conversion du réseau 230V en 400V

Concernant la question du réseau électrique de SIBELGA, l'analyse permet de rappeler l'historique de la situation existante et illustre également la manière dont la conversion du réseau 230V en 400V est opérée. Cette illustration permet de comprendre les contraintes techniques et financières liées à la conversion du réseau BT 230V de SIBELGA.

L'analyse présente également la politique de conversion de SIBELGA qui met en évidence le fait que bien que les câbles soient encore essentiellement alimentés en 230V, les transformateurs des cabines réseau qui transforment la HT (haute tension) en BT sont très majoritairement (80%) déjà équipées d'une sortie en 400V. Il existe donc, si nécessaire, un potentiel important pour raccorder des bornes publiques en voirie de type accéléré (puissance de 2*11kW ou 2*22kW) directement à partir de ces cabines moyennant la pose de nouveaux câbles.

Bien que le processus de conversion soit complexe, BRUGEL estime que la politique de conversion du réseau 230V en 400V doit faire l'objet d'une réévaluation de la part de SIBELGA. Il y'a en effet lieu d'analyser globalement si les critères décisionnels pour procéder à une conversion ou non lors du renouvellement du réseau (ou dans le cadre de demandes des utilisateurs du réseau) doivent être assouplis notamment au regard des nouveaux cas d'usages qui nécessitent une alimentation en 400 V et qui font partie des solutions de la transition énergétique (bornes pour VE, pompes à chaleurs,...). Cette réévaluation doit également prendre en considération l'impact du surcoût que les utilisateurs du réseau prennent en charge actuellement en installant à leur frais des équipements permettant d'assurer cette conversion (transformateur d'isolement ou auto transformateur 230/400V).

2. Le rechargement des VE par des infrastructures publiques

L'analyse réalisée confirme la nécessité de revoir, dans le cadre de la préparation d'un futur plan de déploiement d'infrastructures de recharge publiques, la stratégie mise en place tant sur le type de rechargement à mettre en œuvre que sur l'organisation générale de ce déploiement.

Concernant le type de recharge, il y a lieu de ne pas se limiter au déploiement de bornes de type accélérée en prévoyant également la possibilité d'installer des bornes normales et rapides.

L'avantage d'installer des bornes de rechargement de type normale (2*7.4kW) à des endroits *ad-hoc* réside principalement sur la facilité de raccordement au réseau dans la mesure où il ne nécessite pas la présence d'un niveau de tension 3*400V avec neutre. Ces bornes n'engendreraient dès lors aucun besoin d'investissement supplémentaire dans le réseau pour une raison de connectivité. L'analyse menée dans l'étude montre par ailleurs que la puissance maximale de rechargement des VE est souvent limitée et que tous les VE ne peuvent pas forcément se recharger avec une puissance de 11kW (même si dans le futur, cette puissance tend à devenir la norme pour le rechargement des véhicules premium et de moyenne catégorie). Or 65% des modèles de VE étudiés peuvent déjà se recharger avec une puissance de 7.4 kW.

Le benchmark présenté dans le rapport de l'étude montre d'ailleurs que la recharge normale joue un rôle important dans le mix mis en place tant à Oslo, Londres que Sacramento.

Par ailleurs, BRUGEL estime également qu'il est nécessaire de continuer à installer des bornes accélérées pour des emplacements stratégiques. Ces bornes pourraient se raccorder au réseau 3*400V avec neutre existant ou directement à partir des cabines réseaux dont les transformateurs sont équipés de sortie 400V moyennant la pose d'un nouveau câble. Dans ce dernier cas, il serait éventuellement pertinent d'analyser la possibilité de regrouper plusieurs bornes accélérées raccordées sur ce nouveau câble afin de répartir le coût de cet investissement sur plusieurs infrastructures de recharge.

Prévoir le déploiement de stations de rechargement de type rapide sera également nécessaire dans la mesure où ces dernières répondront aux besoins de certaines niches d'utilisateurs identifiées dans la présente étude. Ce type d'infrastructure est également nécessaire pour rassurer « *psychologiquement* » les conducteurs bruxellois en leur offrant une solution de rechargement d'urgence.

L'étude réalisée recommande que la stratégie de déploiement ne doit pas se concentrer uniquement sur la voirie mais doit intégrer également l'utilisation du potentiel des espaces privés qui pourraient être rendus accessibles au public. Des partenariats avec des propriétaires de sites privés (supermarchés, entreprises, shopping, exploitant de parkings privés,...) doivent être mis en place notamment pour le déploiement d'une infrastructure de type accéléré et rapide compte tenu des caractéristiques de leurs alimentations électriques (sites souvent équipés de cabines privées et alimentation BT en 3*400V avec neutre). Cette option permettra également de rencontrer l'objectif du Gouvernement de réduire la place de la voiture dans l'espace public.

Enfin, comme recommandé dans le rapport de l'étude, BRUGEL estime qu'il sera nécessaire que la localisation des emplacements des infrastructures de rechargement en voiries soit réalisée avant la publication d'un appel d'offre. En effet, il y'a lieu de ne pas conférer cette tâche au(x) CPO chargé(s) d'assurer le déploiement des bornes. Il est en effet extrêmement complexe et lourd pour un CPO de devoir négocier les emplacements avec 20 gestionnaires de voiries (communes et Région) tout en intégrant les questions liées à la compatibilité des bornes au réseau. Cette tâche doit être réalisée par les autorités régionales et communales en parfaite collaboration avec le GRD.

3. Le rechargement des VE par des infrastructures privées

Comme évoqué dans le rapport, il est nécessaire de sensibiliser les utilisateurs du réseau bruxellois qui souhaitent acquérir un véhicule et une borne de rechargement de l'impact financier qui peut découler de la configuration de leur alimentation électrique. En effet, l'absence de prise en compte de cette information pourrait entraîner l'apparition de surcoûts imprévus (installation d'un transformateur pour créer un neutre,...). Dans ce contexte, BRUGEL estime que SIBELGA a un rôle important à jouer.

En outre, un des éléments importants abordés dans la présente étude concerne le cas des immeubles à appartements existants qui représente un pourcentage élevé du bâti bruxellois. L'expérience acquise à l'étranger montre qu'il est très difficile d'installer des infrastructures de recharge dans ce type d'habitation dans la mesure où l'alimentation en électricité dans le parking est commune.

Depuis le 1^{er} janvier 2019, la nouvelle loi sur les appartements permet aux copropriétaires d'installer plus simplement des câbles, des conduites et les équipements y associés dans les parties communes.

C'est par exemple le cas lors de l'installation de borne de recharge dans un garage ou dans un emplacement privatif⁵.

Pour accélérer et simplifier l'accès à une infrastructure de recharge dans les immeubles collectifs, il convient toutefois de permettre et de sécuriser tous les schémas pertinents de raccordement⁶ des infrastructures de rechargement et d'accompagner les copropriétés dans le choix du schéma le plus adapté à leurs besoins. Ce travail d'identification des différents schémas devra être réalisé par SIBELGA en concertation avec BRUGEL. SIBELGA pourrait par ailleurs jouer un rôle dans l'accompagnement des copropriétés en menant notamment des actions pédagogiques.

4. Le rôle de SIBELGA dans le déploiement de bornes publiques

Les résultats de l'analyse comparative relative au rôle du GRD dans les villes et Régions étudiées confortent la position de BRUGEL adoptée dans son avis sur le programme de missions de service public pour l'année 2020. Pour BRUGEL, un éventuel rôle actif de SIBELGA tel que celui d'investisseur ou installateur de bornes doit être conditionné au respect des différentes conditions prévues à l'article 33 de la Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019. Une de ces conditions est liée à l'approbation préalable de l'appel d'offre par le régulateur. Une deuxième condition prévoit l'absence d'intérêt du marché pour le déploiement de l'infrastructure à la suite d'appel d'offres.

L'étude stipule à cet effet qu'il est important que les critères de l'appel d'offre soient suffisamment équilibrés entre les souhaits et les exigences politiques du Gouvernement, les contraintes techniques du GRD et un potentiel de gains suffisant pour le CPO. Le rapport de la présente étude reprend également toute une série de critères à examiner (liste non exhaustive) :

- la procédure : (1) le consultant recommande fortement d'organiser un RFI (pour « *Request For Information* » en anglais) en consultant le marché tant sur la question du type de rechargement proposé que sur les considérations financières. Dans le RFI, les parties consultées peuvent être interrogées sur les conditions à mettre en œuvre pour favoriser l'existence d'un climat d'investissement positif. Cette approche est couramment utilisée au Pays-Bas et a notamment été menée par Fluvius. (2) Il est également conseillé d'impliquer plusieurs CPO dans la réalisation du marché ;
- les avantages contractuels (période d'exploitation, incitants financiers, type de tarification, ...)
- les exigences techniques qui doivent être relativement équilibrées.

Par ailleurs, comme indiqué dans le rapport de l'étude, l'octroi d'un rôle spécifique à SIBELGA dans le cadre de la coordination du déploiement des bornes de rechargement peut s'avérer pertinent. En effet, ce choix peut être motivé par l'importance des caractéristiques techniques du réseau électrique dans le choix de la localisation des infrastructures et par l'expérience de SIBELGA à collaborer avec les gestionnaires de voiries des communes et de la Région.

5. Analyse des mesures favorisant le déploiement des EV

⁵ Le copropriétaire qui souhaite installer une borne doit informer le syndic et les autres copropriétaires de ses intentions par lettre recommandée. Ceux-ci ont ensuite deux mois pour former éventuellement opposition, pour autant qu'ils aient un intérêt légitime à le faire. En l'absence de réaction dans ce délai, le copropriétaire peut (faire) réaliser les travaux.

⁶ Plusieurs types de schéma relatifs à l'alimentation des bornes peuvent être mis en place : bornes raccordées sur le réseau des communes ou sur le réseau de distribution, installation d'un compteur GRD par borne ou sur l'ensemble des bornes, utilisation de compteurs de passage, ...

Enfin, la présente étude propose que BRUGEL analyse la possibilité de prévoir la mise en place de mesures (relevant de ses compétences) pour favoriser le développement de la filière des VE. Ces mesures pourraient par exemple concernées la création d'un tarif de raccordement spécifique pour les bornes publiques notamment lorsque la pose d'un nouveau câble à partir d'une cabine réseau est nécessaire.

BRUGEL analysera la pertinence de mettre en œuvre ce type de mesures et se concertera avec le GRD et les autres acteurs régionaux chargés d'établir la vision stratégique pour Bruxelles.

* *

*

5 Annexe : Etude relative aux infrastructures de rechargement pour véhicules électriques

Analyse van laadinfrastructuur voor elektrische voertuigen in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest

Eindrapport



Opdrachtgever	BRUGEL
Contactpersoon	Farid Fodil Pacha (ffodilpacha@brugel.be)
Dienstverlener	The New Drive en APPM Management Consultants
Contactpersoon	Arthur Vijghen (arthur.vijghen@thenewdrive.be)
Datum	1 juni 2020
Uw referentie	2019115
Onze referentie	2020-BRUGEL-ANALYSE-EV
Versie document	Finaal

Copyright © 2020 The New Drive. Alle rechten voorbehouden.

Dit eindrapport, inclusief alle resultaten die verwant zijn met het eindrapport, (het “Rapport”) is opgesteld door The New Drive bv, in overeenkomst met de aanpak uit de offerte met referentie “2020-BRUGEL-ANALYSE-EV” en de technische bepalingen uit het bestek met referentie “2019115”(de “Overeenkomst”) met BRUGEL (de “Opdrachtgever”), op basis van onderstaande context en randvoorwaarden.

Het Rapport is samengesteld met als doel om beleidsmakers en andere stakeholders te informeren over de mogelijke vervolgstappen van een uitrol van laadinfrastructuur voor elektrische voertuigen in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, rekening houdend met de specifieke technische (o.a. de techniciteit van het distributienet) en beleidsmatige context van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Het Rapport mag op geen enkele wijze gebruikt worden voor een ander doel of in een andere context. The New Drive is niet verantwoordelijk voor het gebruik van de inzichten, methodes, processen, tools of andere informatie uit het Rapport voor een ander doel of in een andere context.

Het Rapport is exclusief samengesteld op basis van de voorwaarden, zoals vermeld in de Overeenkomst. The New Drive is noch verantwoordelijk, noch aansprakelijk voor enige andere partij dan de Opdrachtgever, ten aanzien van het Rapport of de inhoud ervan.

De context van het Rapport is bepaald door de periode waarin de studie is uitgevoerd en de informatie die door de Opdrachtgever is verstrekt. De informatie in het Rapport is samengesteld op basis van mondelinge en schriftelijke input van de Opdrachtgever, derde partijen, zoals vermeld in de lijst van referenties en de informatie van de adviseur(s) en partner(s) van The New Drive. Bijgevolg mag de inhoud van het Rapport niet gebruikt worden wanneer de input afwijkt van de voor het Rapport verstrekte informatie of periode. Er wordt geen enkele impliciete of expliciete garantie gegeven of verantwoordelijkheid of aansprakelijkheid genomen door of namens The New Drive, met betrekking tot de juistheid, volledigheid of kwaliteit van de verstrekte input door de Begunstigde, zowel mondeling als schriftelijk.

Alle intellectuele eigendomsrechten van methoden, processen, tools en andere informatie uit het Rapport zijn voorbehouden aan The New Drive.

Resumé

Dans le cadre du Plan Energie Climat, Bruxelles s'engage à assurer la transition vers des véhicules zéro émissions. Les VE à batterie seront la principale technologie dans les années à venir. Du point de vue du régulateur de l'énergie BRUGEL, un certain nombre de questions sont soulevées :

- › Quelles sont les limites et l'impact de la configuration 230V du réseau électrique bruxellois ? ? Quels sont les véhicules qui sont impactés et dans quelle mesure cela entrave-t-il la transition vers les VE ?
- › Quel est l'état actuel des réseaux de recharge publique dans d'autres villes et régions, en particulier dans celles qui doivent également s'appuyer sur un réseau de distribution 3x230V (technologique, organisationnel, financier, politique), et quelles leçons pouvons-nous en tirer pour le contexte bruxellois ?
- › Quel est le rôle du GRD dans ces villes et régions et quel rôle peut-il jouer dans le déploiement des infrastructures de recharge (publiques)?
- › Quels sont les instruments réglementaires possibles que BRUGEL peut initier ou déployer pour stimuler ou faciliter la transition vers les VE ?

Conformément à la demande de BRUGEL, un cadre a été mis en place pour comparer la situation de Bruxelles avec celle d'autres régions (villes) (inter)nationales. Il n'a pas été facile, compte tenu des contraintes de la mission, de trouver toutes les informations pour chaque région et remplir chaque critère de comparaison du cadre fixé. En même temps, il n'était pas nécessaire de répondre à tous ces critères comparatifs car de nombreux facteurs font de la région bruxelloise une région unique. Toutefois, l'objectif de l'évaluation comparative, qui consistait à obtenir des informations pertinentes et à tirer des leçons en s'inspirant de l'étranger, a été atteint.

Cette analyse permet de tirer les **conclusions générales suivantes** :

1. Le contexte unique de Bruxelles

Le contexte bruxellois est unique : il n'existe aucune région ayant une configuration de réseau BT, une densité de population et une adoption de VE équivalentes. Oslo est la région la plus proche en terme de configuration du réseau (c'est-à-dire caractérisée par une prédominance du réseau 230V sans neutre au détriment du réseau 3*400V+N), mais elle est moins densément peuplée et l'adoption des VE est plus avancée qu'à Bruxelles. Comme l'adoption du VE est plus avancée, Oslo (mais aussi d'autres villes-régions) offre différents points de vue qui peuvent inspirer la région bruxelloise.

2. Le réseau 230V de Bruxelles et l'impact sur la transition des VE

La typologie du réseau basse tension bruxellois (principalement alimentée en 230V sans neutre) ne ralentit pas nécessairement le développement du transport électrique. Si une infrastructure publique adaptée est choisie, telle que le monophasé 32A sur le 230V (puissance de rechargement de 7.4kW) et des centres de rechargement raccordés sur des cabines réseaux de SIBELGA dont les transformateurs peuvent délivrer du 3*400V+N (car équipés de dispositifs bitension), elle n'agit pas comme un frein .

3. Rôle du gestionnaire de réseau de distribution

À l'exception du Luxembourg , tous les GRD des villes et régions examinées ont un rôle qui vise à assurer « la connexion au réseau » et ne sont ni un gestionnaire de bornes de recharge ni un investisseur direct dans les infrastructures publiques de recharge. Néanmoins, les gestionnaires de réseau étudiés ont un rôle très décisif : comme les GRD d'électricité pensent et se développent

activement dans le domaine de la recharge intelligente, ils sont étroitement impliqués dans la détermination de la stratégie de recharge et des emplacements des infrastructures de recharge. Un exemple inspirant, mais non isolé, est celui d'E-LaadNL: une initiative des gestionnaires de réseau néerlandais dans laquelle l'échange de connaissances et l'innovation en matière d'infrastructure de recharge entre les gouvernements, les gestionnaires de réseau et les acteurs privés sont essentiels.

4. Climat de financement des infrastructures de rechargement public

Dans les villes et régions examinées, les conditions du marché et d'exploitation sont telles que ce sont principalement des investisseurs privés qui investissent dans les infrastructures de recharge publiques (exception d'Oslo : les stations de recharge sont considérées comme des installations publiques, à l'instar de l'éclairage public). Les paramètres essentiels sont ici (1) la période d'exploitation et les autres conditions contractuelles qui laissent une marge de manœuvre à l'investisseur, (2) la stratégie de déploiement, (3) la méthode de coopération et (4) les connaissances et l'expérience des parties prenantes autour du thème.

5. La coopération comme clé du succès

Dans toutes les régions étudiées, il apparaît qu'une coopération active entre le gouvernement régional, l'opérateur de réseau et le CPO (Charge Point Operator) est la clé d'un déploiement harmonieux de l'infrastructure de recharge. Cette coopération va au-delà de l'échange de connaissances : l'espace pour l'innovation (par exemple par des projets pilotes ou des zones contrôlables), l'espace pour le développement de partenariats public-privé, le développement d'une gouvernance ciblée et efficace pour le déploiement de réseaux de bornes de rechargement, le travail en cocréation sur une feuille de route d'une stratégie de rechargement sont quelques exemples venant de l'étranger. Dans le cas de Bruxelles, il est positif de voir que des initiatives proactives sont déjà prises par diverses parties prenantes mais il est nécessaire d'opter vers la mise en place d'une vision stratégique commune, structurée et coordonnée.

6. Technologies des véhicules et infrastructures de recharge (publiques/privées)

L'analyse réalisée présente les contraintes que présentent les différents modèles de VE quant à la limite maximale de puissance de rechargement. Dans les prochaines années, les véhicules équipés d'une petite batterie se chargeront principalement à 7,4 kW (monophasé 32A en 230V). Pour les véhicules à batterie de moyenne et grande taille et les véhicules haut de gamme, la puissance de 11 kW (triphasé 3*400V+N-16A) devient de plus en plus la nouvelle norme pour la puissance de recharge en courant alternatif. Cette étude montre que deux véhicules en particulier - utilisant le même onduleur - ne peuvent pas se recharger sans présence de neutre: la Renault ZOE et la Smart Electric Drive.

Néanmoins, ces véhicules peuvent toujours être rechargés à l'aide de câbles de recharge spéciaux (pour la Renault Zoé) ou moyennant l'installation de dispositifs tels que des transformateurs d'isolement. Nous en concluons que l'absence de distribution de neutre est un problème pour un pourcentage minimum de véhicules dans la majorité des cas à Bruxelles.

L'offre du marché des solutions de recharge est très diversifiée : en termes de puissance, en termes d'apparence (également l'intégration avec le mobilier urbain), en termes de fonctions de recharge intelligentes et selon la possibilité de regrouper les bornes de recharge en véritables centres de recharge. Les possibilités de connecter l'infrastructure de recharge au réseau d'éclairage de Bruxelles devraient être explorées d'avantage. Cette étude inclut les conditions et les leçons internationales par rapport à ce thème.

Les conclusions de cette étude conduisent à trois solutions possibles à prévoir dans le cadre d'une nouvelle stratégie relative au déploiement d'infrastructures de rechargement publiques pour la Région de Bruxelles-Capitale : (1) un réseau dispersé de bornes de recharge de 7,4 kW (et potentiellement 11 kW car réglable en puissance) raccordé au réseau 230V, (2) des bornes ou centres de recharge raccordés au réseau 400V existant ou à proximité de cabines réseaux équipées de transformateurs bitension 400V et (3) des centres de recharge raccordés au réseau de moyenne (haute) tension.

Finalement, nous pouvons conclure de cette analyse que la configuration du réseau de distribution électrique BT 230V ne constitue pas nécessairement un obstacle majeur au déploiement d'une infrastructure de recharge. Cependant, le réseau 230V pose un défi qui nécessite d'adopter une approche spécifique impliquant la mise en place d'un réseau avec différents types de solutions de recharge. La clé la plus importante pour la réalisation d'un déploiement accéléré et réussi réside en l'étroite collaboration entre les principaux acteurs à Bruxelles. Malgré le défi majeur auquel Bruxelles est confrontée, une vision stratégique intégrée et concertée permettra de rattraper les autres régions en termes d'infrastructures de recharge publique et, à l'avenir, de servir d'inspiration à d'autres régions du monde.

Samenvatting

In het kader van het energie- en klimaatplan zet Brussel in op een transitie naar zero-emissie voertuigen. Batterij-elektrische voertuigen zijn in de komende jaren de belangrijkste technologie. Vanuit het perspectief van de energieregulator BRUGEL rijzen hierbij enkele vragen:

- › Wat zijn de beperkingen en de impact van de 230V netconfiguratie van het Brussels elektriciteitsnet? Welke voertuigen zijn geïmpacteerd en in welke mate vormt dit een rem op de transitie naar EV?
- › Wat is de huidige stand van zaken rond publieke laadnetwerken in andere regio's, met name in regio's die ook moeten bouwen op een 3x230V distributienet (technologisch, organisatorisch, financieel, beleidsmatig), en welke lessen mogen we hieruit trekken voor de Brusselse context?
- › Wat is de rol van de distributienetbeheer in deze regio's, en welke rol kan zij hebben in de uitrol van (publieke) laadinfrastructuur?
- › Wat zijn de mogelijke regulatoire instrumenten die BRUGEL kan initiëren of inzetten om de EV-transitie te stimuleren of faciliteren?

Conform de vraag van BRUGEL werd een framework opgezet om de Brusselse situatie met andere (inter)nationale (stads)regio's te benchmarken. Het was niet evident om binnen de randvoorwaarden van de opdracht voor iedere regio alle informatie te achterhalen en ieder 'vakje' van het framework te vullen. Tegelijkertijd hoefden ook niet alle 'vakjes' gevuld te worden omdat er vele factoren zijn die de Brusselse regio uniek maken. De doelstelling van de benchmark om d.m.v. inspiratie uit het buitenland relevante inzichten op te doen en lessen te leren is wel bereikt.

Deze analyse heeft volgende **algemene conclusies**:

1. De unieke context van Brussel

De Brusselse context is een unieke context: er zijn geen regio's met een gelijkwaardige netconfiguratie, bevolkingsdichtheid en EV-adoptie. Oslo komt het dichtst bij op vlak van de netconfiguratie (i.e. 230V-net), maar is minder dicht bevolkt en de EV-adoptie staat verder dan in Brussel. Doordat de EV-adoptie verder staat biedt Oslo (maar ook andere stadsregio's) verschillende inzichten die inspiratie kunnen vormen voor het gewest.

2. Het Brussels 230V-net en de impact op de EV-transitie

De typologie van het Brussels net (230V, geen neuter) vormt niet noodzakelijk een rem op de ontwikkeling van elektrisch vervoer. Indien gekozen wordt voor aangepaste publieke infrastructuur, zoals monofase 32A op het 230V en laadpleinen aan 400V+N-transformatoren vormt het geen rem¹.

3. Rol distributienetbeheerder

Met uitzondering van Luxemburg hebben alle distributienetbeheerders in de onderzochte regio's een aansluitende rol en zijn ze geen Charge Point Operator of rechtstreekse investeerder in publieke laadinfrastructuur. De onderzochte netbeheerders hebben desalniettemin wel een zeer bepalende rol: als beheerders van elektriciteitsdistributienetten denken en ontwikkelen ze actief mee in het thema smart charging, zijn ze nauw betrokken bij het bepalen van de laadstrategie en locaties van laadinfrastructuur. Een inspirerend, maar niet alleenstaand, voorbeeld hiervan is E-LaadNL: een initiatief van de Nederlandse netbeheerders waarbinnen kennisuitwisseling en innovatie over

¹ In deze studie is louter de 230V-typologie en mogelijke oplossingen onderzocht en niet de capaciteit van het net. Deze analyse doet daarom geen uitspraken over de capaciteit van het Brussels elektriciteitsnet. Hiervoor wordt verwezen naar een recent rapport van Synergrid: <http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=20914>.

laadinfrastructuur tussen overheden, netbeheerders en private actoren centraal staan.

4. Financieringsklimaat

In de onderzochte regio's zijn de markt- en exploitatievoorwaarden zodanig dat het met name private investeerders zijn die investeren in publieke laadinfrastructuur (uitzondering Oslo: men ziet laadstations als een publieke voorziening, zoals straatverlichting). Kritische parameters hierbij zijn (1) de exploitatieperiode en andere contractvoorwaarden die ruimte laten voor de investeerder, (2) de uitrolstrategie, (3) de wijze van samenwerking en (4) de kennis en ervaring van betrokken stakeholders rond het thema.

5. Samenwerking als sleutel tot succes

In alle onderzochte regio's blijkt dat een actieve samenwerking tussen regionale overheid, de netbeheerder en CPO de sleutel vormen tot een vlotte uitrol van laadinfrastructuur. Deze samenwerking gaat verder dan kennisuitwisseling: ruimte voor innovatie (bijv. door pilootprojecten of regelluwe zones), ruimte voor en ontwikkeling van publiek-private samenwerkingen, ontwikkeling van doelgerichte en slagvaardige governance t.b.v. uitrol van laadnetwerken en in co-creatie werken aan een roadmap of laadstrategie zijn enkele voorbeelden uit het buitenland. In het geval van Brussel is het positief om te zien dat er reeds pro-actief initiatieven worden genomen door verschillende stakeholders. Het is echter nog beter als dit gestructureerd en gecoördineerd gebeurt.

6. Technologie voertuigen en laadinfrastructuur

In de eerstvolgende jaren zullen voertuigen met een kleine batterij² vooral op 7,4 kW (monofase 32A) opladen. Voor voertuigen met een middelgrote of grote batterij en premium voertuigen wordt 11 kW (3-fase 16A) meer en meer de nieuwe *norm* voor AC-laadvermogen. Uit deze studie blijkt dat met name twee voertuigen – die van dezelfde omvormer gebruik maken – niet kunnen opladen zonder neuter: de Renault ZOE en Smart Electric Drive. Deze voertuigen kunnen desalniettemin met speciale laadkabels of een scheidingstransformator alsnog opladen. We concluderen dat het gebrek aan een neuter in het merendeel van de Brusselse gevallen voor een minimaal percentage van voertuigen een probleem vormt. Het marktaanbod van laadoplossingen is zeer divers: qua vermogen, qua verschijningsvorm (ook integratie met straatmeubilair), qua smart chargingfuncties en volgens de mogelijkheid om laadstations te clusteren in laadpleinen. De mogelijkheden om laadinfrastructuur op het verlichtingsnet in Brussel aan te sluiten dienen verder onderzocht te worden. In deze studie zijn wel de voorwaarden en internationale lessen opgenomen.

De inzichten uit deze studie leiden tot **drie mogelijke oplossingsrichtingen** voor het Brussels gewest: (1) een gespreid laadnetwerk van 7,4 kW laadstations (en in potentie 11 kW), (2) laadpleinen in de buurt van de huidige *bitension* en 400V-transformatoren en (3) laadpleinen op midden (hoog)-spanningsnet.

Afsluitend mag uit deze analyse geconcludeerd worden dat het 230V-net niet noodzakelijk een grote belemmering voor de uitrol van laadinfrastructuur vormt. Wel zorgt het 230V-net voor een uitdaging die een specifieke aanpak vraagt waarbij een netwerk met verschillende type laadoplossingen nodig is. De belangrijkste sleutel voor een versnelde en succesvolle uitrol is dat er structureel nauw samengewerkt wordt tussen de belangrijkste stakeholders kan Brussel. Ondanks de grote opgave waar Brussel voor staat, kan het daardoor haar achterstand op vlak van publieke laadinfrastructuur ten opzichte van andere regio's inhalen en in de toekomst een inspiratie vormen voor andere regio's wereldwijd.

² Kleine batterij: tot 50 kWh (\cong actieradius van 200-300 km i.f.v. energieverbruik), middelgrote batterij: van 50 kWh tot 75 kWh, grote batterij: meer dan 75 kWh (\cong actieradius van 300 – 450 km i.f.v. energieverbruik).

Inleiding

Op 24 oktober 2019 heeft de Brussels Hoofdstedelijke Regering (BHG) het Energie-Klimaatplan aangenomen. Het doel van dit plan is om tot 2030 de CO₂-uitstoot met 40% te verminderen. Een van de manieren om dit doel te bereiken is ervoor te zorgen dat het Brusselse wagenpark zich ontwikkelt naar een wagenpark met zero-emissie. In het Energie-Klimaatplan bevestigt de Regering haar wens om uiterlijk 2030 te stoppen met diesel en uiterlijk in 2035 met LPG en benzine.

Wat de elektrische mobiliteit betreft, voorziet de Regering in haar Energie-Klimaatplan:

- › De versterking van de ontwikkeling van de installatie van (openbare of private) herlaadpalen, met name van concessies voor openbare oplaadinfrastructuren met het project BENEFIC;
- › De ontwikkeling van oplaadinfrastructuren voor elektrische wagens om de doelstelling van het energiepact te bereiken van één voor het publiek toegankelijk oplaadpunt per 10 elektrische voertuigen
- › Het aanmoedigen van de installatie van oplaadpalen in de huidige of nieuwe benzinestations;
- › De versterking of invoering van verplichtingen inzake de installatie van oplaaduitrustingen (voor bewoners, reizigers of bezoekers) op openbare of privéparkings en in nieuwe gebouwen of gebouwen die zware renovatiewerken ondergaan (met minstens de omzetting van de nieuwe EPB-richtlijn) om de doelstelling te bereiken van één oplaadpaal per tien parkeerplaatsen.

Een van de potentiële belemmeringen voor de ontwikkeling van elektrische voertuigen in Brussel houdt verband met de historische configuratie van het elektriciteitsdistributienet laagspanning dat voornamelijk een 3-fase 230V(+N)-configuratie heeft (88%), terwijl het 3-fase 400V-net slechts 12% uitmaakt. Semi-snelle laadpalen vereisen echter de aanwezigheid van een 3-fase 400V-voeding met neuter.

De overheersing van het 230V-net in Brussel is een van de redenen die de uitrol van laadpalen, in het kader van de concessie die in oktober 2018 door de vorige Brusselse regering aan een privéoperator is toegekend, ingewikkelder heeft gemaakt. Het doel van deze concessie is om laadpalen (van het semisnelle type) in Brussel te installeren met een exclusiviteit van twee jaar langs de gewestwegen. Het voorziene einde van de concessie is in oktober 2020 en kan maximaal met een jaar verlengd worden.

Artikel 33 van Richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en van de Raad van 5 juni 2019 kent bovendien een nieuwe rol toe aan de reguleringsinstanties in het kader van de uitrol van laadpalen, zodat de distributienetbeheerder met name bevoegd kan zijn een actieve rol te spelen (exploitatie, installatie, investeringen,...). De reguleringsinstantie is in dit kader vooral belast met het analyseren en goedkeuren van de aanbestedingsprocedures.

In deze context heeft BRUGEL als gewestelijk regulator een analyse laten maken door de adviesbureau's The New Drive en APPM, over de integratie van elektrische voertuigen in de oplaadnetten en -infrastructuren in Brussel om:

- › Op de hoogte te blijven van de nieuwste technologische ontwikkelingen op het gebied van elektrische voertuigen en oplaadinfrastructuren;

- › De manier te analyseren waarop de publieke oplaadinfrastructuren voor elektrische voertuigen zijn ontwikkeld in steden die beschikken over een configuratie van de elektrische laagspanningsnetten die vergelijkbaar is met Brussel (overheersing van een 230V-net);
- › De eventuele regulatoire maatregelen te analyseren (dus voortvloeiend uit de bevoegdheden van BRUGEL: aanpassing van het technische reglement of van de tarieven) die toegepast moeten worden om de ontwikkeling van voertuigen in Brussel te bevorderen;
- › Inzicht te krijgen in een toekomstige rol voor BRUGEL die zou bestaan uit het analyseren of goedkeuren van de voorwaarden voor de aanbesteding van de aanleg van openbare oplaadinfrastructuren voor elektrische voertuigen.

Dit rapport geeft de methodologie, bevindingen, conclusies en aanbevelingen van deze analyse weer.

Om deze analyse uit te voeren is een benchmarkanalyse uitgevoerd, waarbij wordt gekeken wat geleerd kan worden van technische en regulatoire maatregelen in diverse internationale regio's die reeds vertrouwd zijn met een opschaling van elektrisch vervoer.

Inhoudsopgave

Resumé	3
Samenvatting.....	6
Inleiding	8
1 Context en scope van de analyse	13
1.1 Context	13
1.2 Doelstellingen van de analyse	14
1.3 Methodologie	15
2 Laagspanningsnet in Brussel	16
2.1 Configuratie van het laagspanningsnet	16
2.2 Huidige configuratie van het distributienet (2019)	17
2.3 Ontstaansredenen van het Brussels 230V-net	19
2.4 Conversie van een 230V- naar een 400V-net	19
3 Stand van zaken huidige technologie private / openbare oplaadpalen en elektrische voertuigen.	24
3.1 Voertuigen	24
3.2 Laadinfrastructuur: technologie, netaansluiting en typologieën	32
3.3 Oplossingen voor een conversie van 230V naar 400V met neuter	39
3.4 Laadinfrastructuur in straatverlichting.....	42
4 Benchmarkanalyse in 6 andere stadsregio's	45
4.1 Context	45
4.2 Framework benchmark	47
4.3 Resultaten benchmark.....	48
5 Regulatorische ruimte	49
5.1 Context	49
5.2 Regulatorisch kader	49
5.3 Regulatorische maatregelen	50
5.4 Objectieve criteria voor de eisen aan publieke laadinfrastructuur	53
6 Conclusies en aanbevelingen	55
6.1 Algemene conclusies	55
6.2 Conclusies per luik van deze analyse	55
6.3 Oplossingsrichtingen voor het Brussels gewest	56
6.4 Aanbevelingen	58
7 Bijlage 1: bronnenlijst.....	62
8 Bijlage 2: benchmark resultaten.....	63
8.1 Basiseigenschappen van de geselecteerde (stads)regio	64
8.2 Staat van elektrische mobiliteit in de geselecteerde (stads)regio	66
8.3 De energiemarkt in de geselecteerde (stads)regio	69
8.4 Strategieën omtrent de uitrol van laadpalen in de geselecteerde (stads)regio	78

Terminologielijst

>	230V-net	Een 3-fasig net met een lijnspanning van 230V, met of zonder neuter
>	230V+N-net	Een 3-fasig net met een lijnspanning van 230V, met neuter
>	400V-net	Een 3-fasig net met een lijnspanning van 400V, en een fasespanning van 230V, met neuter
>	A	Ampère, eenheid voor stroomsterkte
>	AC	Wisselstroom: elektrische stroom met een periodiek wisselende stroomrichting
>	BEV	Batterij-elektrisch voertuig
>	BHG	Brussels Hoofdstedelijk Gewest
>	CCS	Combined Charging System: Europese snellaadstandaard, gebruikt door o.a. Tesla, Volkswagen Group, Ford, General Motors, BMW, Daimler, Kia en Hyundai
>	CHAdeMO	Snellaadstandaard die voornamelijk gebruikt wordt door Mitsubishi-Nissan alliantie
>	CPO	Charge Point Operator: exploitant en – in sommige gevallen – investeerder van een laadstation.
>	DC	Gelijkstroom, elektrische stroom met een constante stroomrichting
>	DNB	Distributienetbeheerder (Sibelga in het BHG)
>	EV	Elektrisch voertuig, een containerbegrip voor alle typen voertuigen die (deels) op elektriciteit rijden en via een externe stroomvoorziening opgeladen kunnen worden
>	kW	kiloWatt, eenheid voor vermogen. Deze eenheid wordt bijvoorbeeld gebruikt om aan te duiden hoe ‘snel’ een voertuig kan opladen (= hoeveel energie per tijdseenheid kan overgedragen worden)
>	kWh	kiloWattuur, eenheid voor energie. Deze eenheid wordt bijvoorbeeld gebruikt om aan te duiden hoeveel energie een batterij kan opslaan.
>	MSP	Mobility Service Provider
>	Laadpunt	Unieke stekker of ‘socket’ waaraan één EV kan worden opgeladen.
>	Laadstation	Het fysieke object cq. stroomvoorziening om een elektrisch voertuig op te laden. Het Laadstation kan op de grond of aan de wand bevestigd worden en is voorzien van een of meer laadpunten
>	LS-net	Laagspanningsnet
>	N	Neuter, nulleider of nuldraad
>	Normaal laden	Een elektrisch voertuig opladen met een laadvermogen tussen 2 kW en 7,4 kW (max. 32A monofase @ 230V)
>	OVL-net	Openbaar Verlichtingsnet
>	PHEV	Plug-in hybride elektrisch voertuig, een voertuig dat zowel op brandstof (benzine, diesel) als op elektriciteit kan rijden en ingeplugd kan worden.
>	Semi-snelladen	Een elektrisch voertuig opladen met een piekvermogen van 11 kW (16A driefase @ 400V (sternet) tot 22 kW (32A driefase @ 400V (sternet))
>	Snelladen	Een elektrisch voertuig opladen met een laadvermogen van meer dan 44 kW
>	V	Volt, eenheid voor spanning

	Categorie laadvermogen [kW]	Laadvermogen in de praktijk* [kW]	Laadsnelheid+ [km/u]
Normaal laden	$P < 11$ kW	3,7 kW 1f (AC) 7,4 kW 1f (AC) 7,4 kW 2f (AC)	± 18 km/u ± 35 km/u ± 35 km/u
Versneld laden	$11 \leq P \leq 43$ kW	11 kW 3f (AC) 22 kW 3f (AC)	± 50 km/u ± 100 km/u
Snelladen	$P > 43$ kW	50 kW (DC) 100 kW (DC) 150 kW (DC)	± 250 km/u ± 500 km/u ± 750 km/u

* Niet-limitatieve lijst van max. laadvermogens van laadstations

+ De laadsnelheid kan ook uitgedrukt worden in rijbereik per uur. Om dit te berekenen wordt uitgegaan van een energieverbruik van 20 kWh/100 km.

Lijst van tabellen en figuren

Figuur 1: geografische kaart van het laagspanningsnetwerk op 400V en 230V in het Brussels gewest.	16
Figuur 2: verschil tussen een sternet (400V-net) en driehoeksnet (3x230V-net).....	16
Figuur 3: geografische kaart met transformatorstations in het Brussels gewest.....	18
Figuur 4: grafiek van laadcurve per voertuig tijdens een snellaadsessie.....	27
Figuur 5: grafiek: laadvermogen in functie van de batterijcapaciteit van het voertuig.	31
Figuur 6: verschijningsvormen van laadinfrastructuur.....	35
Figuur 7: laadlocaties en aansluitvormen vanuit netperspectief.....	35
Tabel 1: verdeling van net-typologieën in het Brussels gewest (status 2019).	17
Tabel 2: voor- en nadelen van een 400V-net.....	20
Tabel 3: reëel laadvermogen i.f.v. laadstation en voertuig.....	25
Tabel 4: overzicht van voertuigen met relevante laadspecificaties voor het Brussels gewest.	29
Tabel 5: laadinfrastructuur: technologie van laadoplossingen.....	33
Tabel 6: vergelijking van configuraties van laadpleinen.	36
Tabel 7: niveau's van smart charging.....	38
Tabel 8: vergelijking van een scheidings- en autotransformator.	39
Tabel 9: geselecteerde stadsregio's voor benchmark.	46
Tabel 10: kerncijfers per regio of land (2019).*	63
Tabel 11: inzichten op kerncijfers per regio of land.*	63

1 Context en scope van de analyse

1.1 Context

In oktober 2019 keurde de regering het Energie-Klimaatplan 2030 goed, met de doelstelling om de CO₂-emissies in 2030 met 40% te verminderen t.o.v. 2005. Een substantieel aandeel van deze CO₂-reductie zal gerealiseerd worden via het bannen van voertuigen op diesel in 2030 (en benzine en LPG in 2035), en het stimuleren van elektrische voertuigen en een modal shift, cfr. het Good Move plan. In 2020 zal hiervoor een roadmap met diverse bevoegde instanties worden ontwikkeld.

Een essentieel onderdeel voor het welslagen van de elektrische wagen in het gewest is voldoende laadinfrastructuur. In het Energie-Klimaatplan 2030 zijn hiervoor diverse doelstellingen opgenomen, voor verschillende types laadinfrastructuur in zowel publiek, semi-publiek als privaat domein.

Een belangrijke potentiële belemmering van een grootschalige uitrol van laadpalen en elektrische auto's is het historische gegeven dat 88% van het laagspanningsdistributienet in het gewest geen neuter heeft, terwijl dit wel nodig is om op een zeker vermogen een elektrische auto op te laden. Dit vormt een belemmering vanuit drie perspectieven:

- › **EV-rijdersperspectief:** het al dan niet functioneren en de snelheid van het laadproces:
 - Een aantal voertuigen vereist een neuter voor een veilig laadproces. Dat wil zeggen dat het opladen niet werkt op een net in driehoekschakeling (bijv. de smart ForTwo en Renault ZOE);
 - Sommige voertuigen laden tweefasig, met een vermogen van 7,4 kW (400V @ 16A, 2ph). Dat wil zeggen dat deze voertuigen slechts op 3,7 kW opladen (bijv. de Volkswagen e-Golf);
 - Voor personenauto's met grotere batterijen wordt een laadvermogen van 11 kW (400V @ 16A 3ph) meer en meer de standaard³. In functie van het type omvormer in de wagen kan dit voertuig op één, twee of drie fases opladen, wat kan resulteren in een begrensd laadvermogen tot 3,7 kW (230V @ 16A 1ph);
- › **Investeerdersperspectief:** potentieel negatieve impact op de business case
 - De uitrol van publieke laadinfrastructuur door private ondernemingen vraagt een sluitende business case; door het gebrek aan een neuter zijn verhoogde investeringen benodigd, met name de investering in een scheidingstransformator;
 - De scheidingstransformator zorgt voor bijkomende elektriciteitsverliezen, met een negatief effect op de operationele kosten;
 - In functie van een optimalisatie van kosten en baten kan dit resulteren in een lager service level voor de e-rijder (bijv. 40 kW i.p.v. 50 kW laadvermogen voor DC snelladers), gezien de limieten van een 230V net.
- › **Distributienetperspectief:**
 - De 230V netten hebben een intrinsiek lagere capaciteit en hebben ook meer aansluitingen per feeder waardoor er maar een beperkte restcapaciteit over is. Bij toenemende elektrificatie (PV-installaties, warmtepompen en elektrisch rijden) zullen deze netten versneld vervangen moeten worden.

³ Constructeurs wensen de maximale laadtijd (0-100% SoC), voor consumenten een belangrijke specificatie van een elektrisch voertuig, zo laag mogelijk te houden, bijvoorbeeld tot max. 8 uur. De nieuwe generatie EV's met een actieradius van 300-500 kilometer (WLTP-norm) heeft een batterijcapaciteit van 50-100 kWh: een laadvermogen van 11 kW biedt het nodige comfort om de auto binnen 10 uur volledig op te laden. Op middellange termijn (binnen 2-3 jaar) worden personenauto's met batterijcapaciteiten boven 150 kWh verwacht.

De configuratie van het Brusselse elektriciteitsnet is overigens één van meerdere elementen die de uitrol van publieke laadinfrastructuur in Brussel bemoeilijkt. De institutionele complexiteit van Brussel (met name weerspiegeld in het aantal autoriteiten dat verantwoordelijk is voor het opmaken van werkvergunningen op de wegen) en de huidige methodologie van uitrol dragen ook bij aan een vertraagde uitrol, en het beperkt behalen van de doelstellingen, zoals bepaald in de overeenkomst tussen het Brussels Gewest en de concessiehouder Pit Point.

Als energieregulator beschikt BRUGEL over meerdere bevoegdheden die de ontwikkeling van (publieke) laadinfrastructuur kunnen beïnvloeden. Artikel 33 van Richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 geeft bovendien een nieuwe rol aan de regulatoren. Om ervoor te zorgen dat distributienetbeheerders kunnen worden gemachtigd om een actieve rol te spelen bij de uitrol van laadinfrastructuur (exploitatie, installatie, investering), zijn de regelgevende instanties met name verantwoordelijk voor de analyse en goedkeuring van de aanbestedingsprocedures.

1.2 Doelstellingen van de analyse

Aangezien de distributienetten een beperkte levensduur hebben - in Vlaanderen en Nederland hanteert men ca. 50 jaar voor 230 V netten – zal ook het distributienet in Brussel geleidelijk vervangen worden. De doelstellingen van de deze studie zijn de volgende:

- › **Verhogen van de kennis van BRUGEL** over de e-mobility sector, voertuigen en laadinfrastructuur.
- › **Analyseren van de beperkingen en impact van de netconfiguratie** van het Brussels elektriciteitsnet (230V) op het opladen van elektrische voertuigen (o.a. welke voertuigen vereisen een neuter om op te laden, en blokkeren indien deze niet aanwezig is?).
- › **Analyseren van de huidige stand van zaken van publieke laadnetwerken in andere regio's**, met name in regio's die ook moeten bouwen op een 3x230V distributienet (technologisch, organisatorisch, financieel, beleidsmatig). Hiervoor wordt een framework opgesteld en gevuld met inzichten uit de deze regio's.
- › **Analyseren van de rol van de distributienetbeheerder** in deze regio's en welke deze in het algemeen kan hebben in de uitrol van laadinfrastructuur.
- › **Adviseren van BRUGEL** over de belangrijkste elementen waarmee rekening moet worden gehouden indien de toezichthouder wordt verzocht de aanbestedingsprocedures te analyseren en goed te keuren in het kader van de uitrol van de oplaadinfrastructuur. Deze aandachtspunten moeten BRUGEL bijvoorbeeld in staat stellen te verifiëren dat de specificaties van de aanbesteding niet te beperkend zijn voor private laaddienstverleners cq. investereerders.
- › **Formuleren van aanbevelingen** aan de overheden in brede zin, in het kader van de discussies met betrekking tot de implementatie van een nieuw plan voor de implementatie van publieke laadinfrastructuur in het Brussels Gewest.

1.3 Methodologie

In het eerste deel van dit rapport wordt op basis van desktop research een stand van zaken gegeven van de huidige technologie van laadpalen en elektrische voertuigen.

In het tweede deel van dit rapport wordt Brussel vervolgens op verschillende vlakken vergeleken met andere steden en regio's in de wereld. Die benchmark analyse werd op basis van interviews met lokale stakeholders uitgevoerd. De opgedane inzichten en conclusies berusten op de kennis van de lokale stakeholders en de vertaling ervan naar de Brusselse context. Door een beperkt aantal bronnen en interpretatie van lokale factoren kunnen er afwijkingen zijn met de werkelijkheid ondanks de zorgvuldigheid die in dit proces heeft plaatsgevonden.

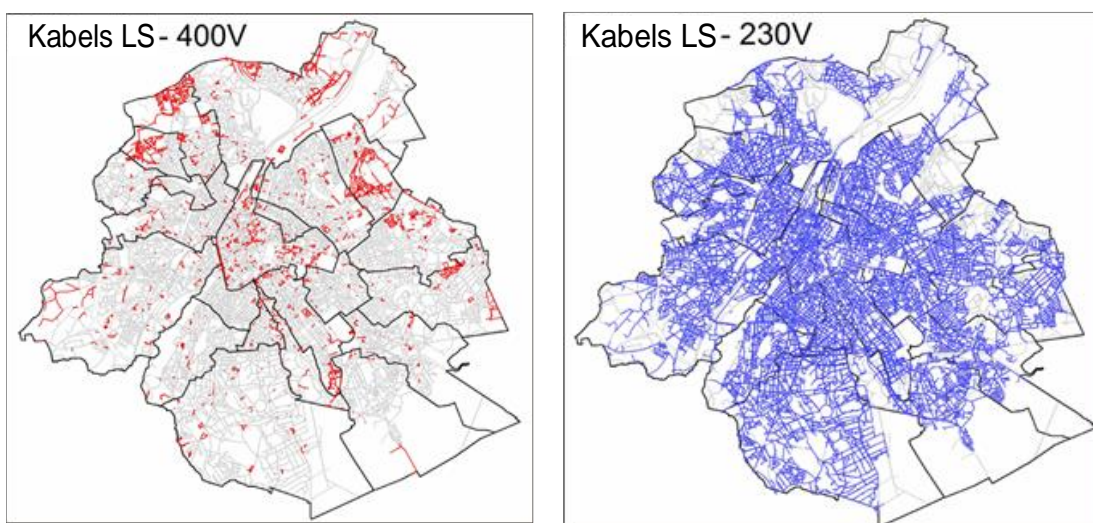
Ten slotte worden er conclusies getrokken en aanbevelingen gegeven over hoe het Brussels Hoofdstedelijk Gewest de elektrificatie van voertuigen het best aanpakt.

Dit rapport heeft als einddoel om alle stakeholders binnen het Brussel Hoofdstedelijk Gewest zo goed mogelijk te informeren over de huidige situatie en wat de implicaties daarvan zijn.

2 Laagspanningsnet in Brussel

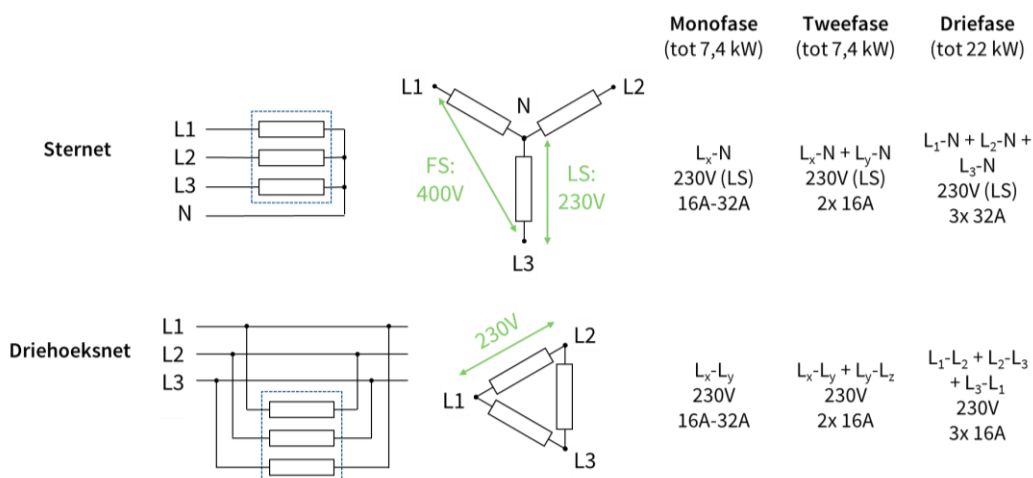
2.1 Configuratie van het laagspanningsnet

Zoals hierboven vermeld, krijgen de meeste LS-gebruikers, om historische redenen, hun elektriciteit via een 3 x 230V-net (3 x 230V- of 3 x 230V + N-netten). Bijna 88% van de LS-gebruikers zijn gevoed door 230V. Het 400V-netwerk vertegenwoordigt 12% van het totale netwerk. Het heeft 3 draden voor de 3 fases en één draad voor de nulgeleider. U verkrijgt 230V eenfasig als u zich aansluit tussen één van drie fases en de neuter. De 400V is beschikbaar tussen twee fases. De vijfde 'draad', de aarding, wordt lokaal bij de aansluiting voorzien, d.m.v. een aardpen.



Figuur 1: geografische kaart van het laagspanningsnetwerk op 400V en 230V in het Brussels gewest.

Onderstaande figuur verduidelijkt het verschil tussen een sternet (het zogenaamde "400V-net") en het driehoeksnet (het zogenaamde "3x230V-net"). Voor het sternet wordt onderscheid gemaakt tussen de fasespanning ("FS") en lijnspanning ("LS"). Het elementaire verschil is dat een apparaat bij een sternet wordt aangesloten tussen de fase ("L1"- "L3") en de neuter ("N"), en bij een driehoeksnet tussen de fases onderling. Door de extra neuter heeft een sternet $\sqrt{3} = 1,73$ keer meer kabelcapaciteit dan een driehoeksnet.



Figuur 2: verschil tussen een sternet (400V-net) en driehoeksnet (3x230V-net).

2.2 Huidige configuratie van het distributienet (2019)⁴

Tabel 1: verdeling van net-typologieën in het Brussels gewest (status 2019).

	4.183 km bekabeling	3.302 transformatoren	Mogelijkheden tot conversie
3x230 V zonder neuter	37%	8%	> Onmogelijk om in één keer te converteren naar 3x400V+N
3x230 V met neuter	52% (*)		> Conversie naar 3x400V+N mogelijk (wel afhankelijk van aantal connecties)
		12%	> 230V-transformator is goedkoper dan <i>bitension</i> transformatoren > Onmogelijk om te converteren naar 3x400V+N
3x400V +N	11%	4%	> Lagere stroom voor hetzelfde vermogen : minder energieverliezen. > 1,73 (!) meer kabelcapaciteit t.o.v. 3x230V of 3x+230V+N
"Bitension" 3x230V +N en 3x400V +N		76%	> Flexibiliteit: voeding kan worden omgezet of getransformeerd

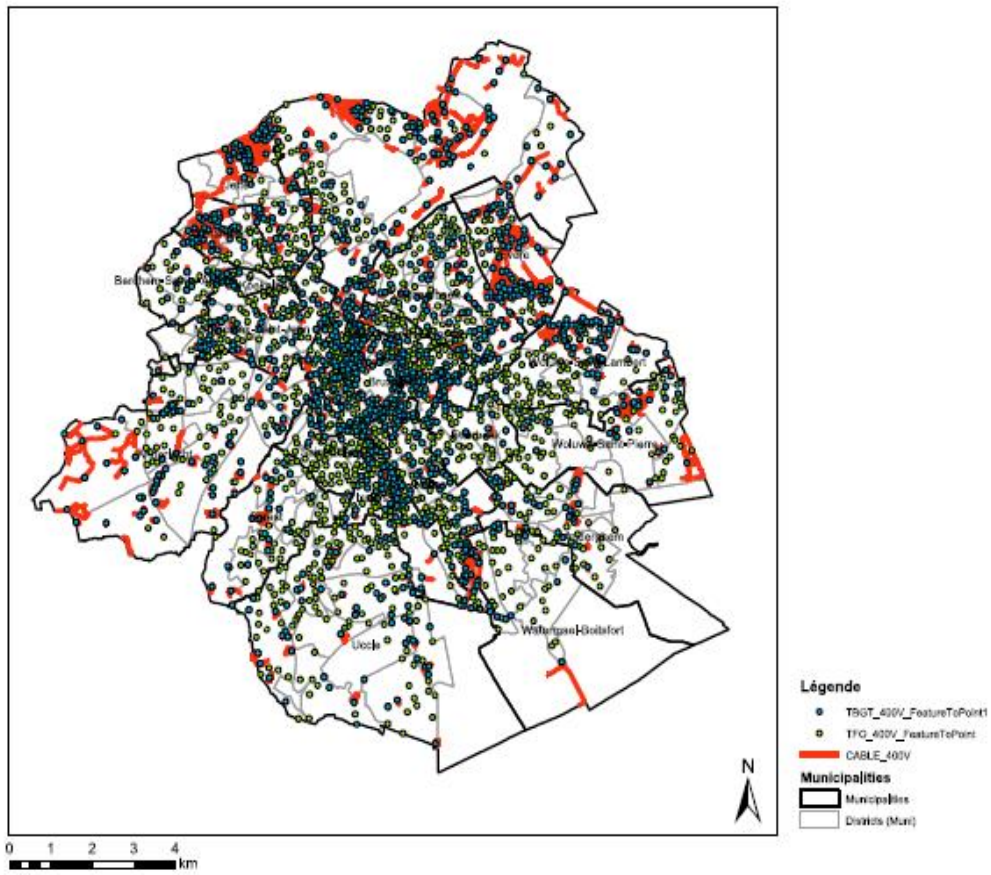
(*) Sinds de vervanging van oude kabels in de afgelopen 20 jaar heeft Sibelga kabels met vier geleiders geïnstalleerd. Om de hierboven genoemde redenen (investeringen, aanpassingen van installaties van de gebruikers, ...) worden deze kabels echter in de meeste gevallen op een spanning van 230V i.p.v. 400V geplaatst. Nota bene: er ligt telkens 1 kabel: er wordt geen 400V-kabel parallel aan de 230V-kabel (al dan niet met neuter) getrokken.

Bovendien dient te worden opgemerkt dat distributienettransformatoren overwegend (76% van het totaal in 2019) worden voorzien van twee spanningsniveau's (zogenaamde 'bitension' transformatoren). Deze zijn in onderstaande diagram in het blauw aangeduid⁵.

Indien ook de 400V+N transformatoren worden meegeteld wordt aan 80% van de huidige elektriciteitscabines in Brussel een 3 fasig 400V net aangeboden. Dat betekent dat hier een opportuniteit ligt om publieke laadpalen met een hoog vermogen te installeren op strategisch gekozen locaties zonder zware investeringen in het net te moeten doen. Deze transformatoren zijn relatief goed verdeeld over het gewest.

⁴ Bron : Présentation du Plan d'Investissements electricité de SIBELGA pour la période 2020-2024

⁵ Bron : <https://www.brugel.brussels/publication/document/studies/2017/nl/studie-20.pdf>



Figuur 3: geografische kaart met transformatorstations in het Brussels gewest.

2.3 Ontstaansreden van het Brussels 230V-net⁶

Waarom bestaat het Brussels netwerk voornamelijk uit 230V? Het gaat om een historische erfenis. In het begin van de 20ste eeuw, met de komst van de elektriciteitsnetten in driefasige wisselstroom, zijn er immers verschillende technologische keuzes gemaakt. Zo heeft België geopteerd voor 230V, terwijl bijvoorbeeld in andere landen als Frankrijk voor 400V werd gekozen. En elk netwerk heeft zowel zijn voor- als nadelen. De keuzes van toen werden gemaakt om technische, economische of geografische redenen. Het 400V-netwerk heeft als voordeel dat het minder energieverliezen genereert, te wijten aan de opwarming van de kabels voor eenzelfde hoeveelheid getransporteerde energie. Aan de andere kant, was de prijs van koper en aluminium 100 jaar geleden zo hoog dat de besparing van één draad (de nulgeleider) op de 230 V-netwerken aanzienlijk was. Vlaanderen en Wallonië hebben, om economisch gewettigde redenen, beslist om geleidelijk aan hun netwerken van 230V naar 400V over te zetten en dat vooral in landelijke zones, want de kabellengtes zijn er aanzienlijk en de energieverliezen dus ook.

In Brussel zijn de energieverliezen zeer beperkt vanwege de dichtheid van het net en de korte afstanden. Investeren in een dergelijke operatie is dus niet verantwoord, te meer daar de binneninstallaties van de gebruikers ook nog zouden moeten worden aangepast. De predominantie van de 230V-netwerken te Brussel is dus volgens SIBELGA een economisch en historisch gerechtvaardigde keuze. De uitbreidingen van het net (verkavelingen, periodieke uitbreidingen, aansluitingen van grote vermogens op LS) worden voornamelijk verricht in 400 V.

Als oude kabels worden vervangen, wordt er een analyse uitgevoerd. De huidige kostenstructuur voor de distributienetgebruikers – en inkomsten voor de distributienetbeheerder – zijn vandaag dermate, dat Sibelga niet systematisch overschakelt op 400V voor individuele of groepen gebruikers.

2.4 Conversie van een 230V- naar een 400V-net⁷

De keuze om de historische spanning van 230V van het Brussels net aan te passen veronderstelt dat alle elementen in het net, meer bepaald (1) de distributietransformatoren, (2) de net- en aansluitingskabels en (3) de netaansluiting bij de gebruikers voor deze distributiespanning geschikt zijn.

Een verhoging van de spanning op het LS-net (van 230 V naar 400 V) kan niet zonder dat:

- > Alle netkabels 4-aderig zijn, wat niet het geval is in alle bestaande netten;
- > De distributienettransformatoren deze secundaire spanning aanbieden;
- > De installaties van de gebruikers klaar zijn voor een aansluiting op een net 400 V. Dit punt is geen probleem voor gebruikers met een monofasige aansluiting maar er bestaan ook heel wat driefasige aansluitingen op de LS-netten.

Concreet betekent dit dat wanneer een conversie (van 230V naar 400V) moet gebeuren voor een bepaalde straat of buurt een grondige controle van alle geïmpacteerd installaties en indien nodig een aanpassing van de installaties uitgevoerd moet worden. Deze bijkomende investeringen dienen mee genomen te worden in de beslissing om de spanning van een lokaal distributienet al dan niet te wijzigen.

⁶ Bron: <https://www.sibelga.be/nl/aansluitingen-en-meters/elektrische-wagen/veelgestelde-vragen>

⁷ Bron: <https://www.brugel.brussels/publication/document/studies/2014/nl/studie-06.pdf>

2.4.1 Voordelen en nadelen van een 400V-net

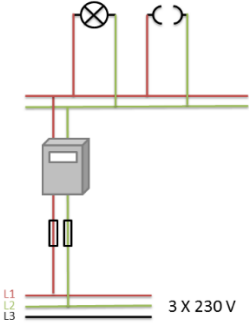
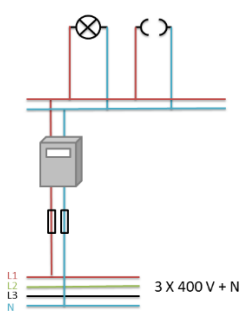
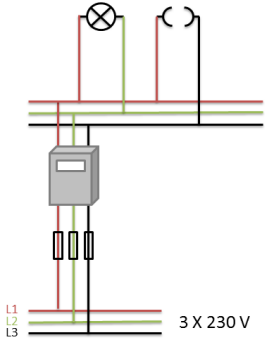
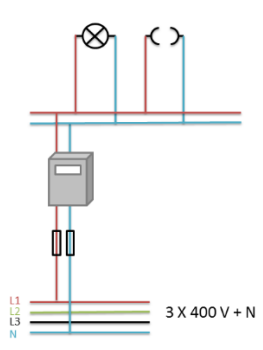
Ter volledigheid in dit rapport sommen we de voor- en nadelen van een 400V ten opzichte van een 3x230V-net.

Tabel 2: voor- en nadelen van een 400V-net.

Voordelen 400V-net	Nadelen 400V-net
<ul style="list-style-type: none">› Het verminderen van de netverliezen geeft een lagere energiekost voor de DNB. Immers, deze netverliezen moeten door de DNB worden aangekocht op de energiemarkt.› De netverliezen hebben niet alleen het opwarmen van de geleider tot gevolg maar veroorzaken ook een spanningsval over de geleider ($\sim R \cdot I$). Dit wil zeggen dat bijvoorbeeld bij een spanning 400 V en bij een zelfde vermogen over eenzelfde kabellengte een kleinere spanningsval veroorzaakt zal worden. Dit verbetert dus ook de kwaliteit van de geleverde spanning.› Omgekeerd kan bij een gelijke spanningsval en bij een gelijk verlies in de kabel een groter vermogen verdeeld worden, wat de capaciteit van het net verhoogt.› Bij een eenvormige spanning 400 V moeten er geen distributietransformatoren met dubbele secundaire spanning (400/230V) meer geïnstalleerd worden. Op termijn betekent dit lagere kosten voor de DNB.› Standaardisatie van industriële apparaten: er zijn steeds minder apparaten op 3x230V (met of zonder neuter) beschikbaar, omdat dit niet de standaard netconfiguratie in Europa is. Gebruikers hoeven daardoor geen autotransformatoren te installeren om de 400V-spanning (en neuter) te genereren.	<ul style="list-style-type: none">› Het merendeel van de transformatoren en netaansluitingen in Brussel zijn vandaag voorzien op mono- of 3-fase 230V. Een omschakeling naar 400V vraagt in de eerste plaats een investering in nieuwe distributienettransformatoren die enkel 400V of beide spanningen (in het kader van een transitieperiode) aanbieden. Ook de bekabeling van het netwerk dient aangepast te worden (extra neuter).› Het aanpassen van de spanning voor een bestaand net vergt dat alle netonderdelen en de installaties van de gebruikers geschikt zijn voor de nieuwe spanning. Naast de investeringen in het net dienen de installaties van de gebruiker geschikt te zijn of geschikt gemaakt te worden voor de nieuwe distributiespanning.› Een 400V-net vraagt, vanwege de extra geleider, de neuter, een hogere investering in de bekabeling. De kosten van koper zijn (relatief) weliswaar sterk gedaald t.o.v. 40-50 jaar geleden.

2.4.2 Uitdagingen in de aanpassing van de installatie van de gebruikers

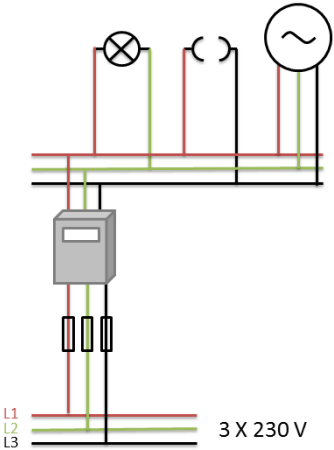
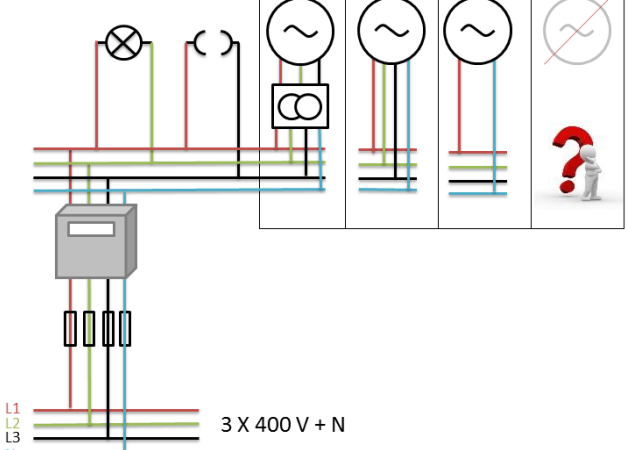
De omvang van de werken en kosten voor het aanpassen van de installatie bij de gebruiker hangt af van de lokale situatie. Er zijn 3 scenario's:

Scenario 1: monofase 230V netaansluiting	
De installatie van de gebruiker bevat uitsluitend eenfasige circuits (lampen, stopcontacten voor huishoudelijk gebruik enz.) en de bestaande meter is van het eenfasige type.	
Voor conversie	Na conversie
Op een 3 x 230 V-net worden de eenfasige circuits gevoed tussen twee fasen.	Om compatibel te zijn met de nieuwe netspanning moeten de verschillende circuits worden gevoed tussen een fase en de nulleider.
 <p>3 X 230 V</p>	 <p>3 X 400 V + N</p>
Voordelen: de meter en de bescherming van de meter worden behouden, alleen de bekabeling moet worden aangepast.	
Nadelen: geen	
Kosten: Geen extra kosten in vergelijking met soortgelijke werkzaamheden in 230 V.	
Scenario 2: 3-fase 230V netaansluiting, met enkel monofase-circuits achter de meter	
De installatie van de gebruiker bevat uitsluitend eenfasige circuits (lampen, stopcontacten voor huishoudelijk gebruik enz.), maar de bestaande meter is van het driefasige type.	
Voor conversie	Na conversie
Op een 3 x 230 V-net worden de eenfasige circuits gevoed tussen twee fasen.	Om compatibel te zijn met de nieuwe netspanning moeten de verschillende circuits worden gevoed tussen een fase en de nulleider.
 <p>3 X 230 V</p>	 <p>3 X 400 V + N</p>
Voordelen: alleen de bekabeling van het verdeelbord moet worden aangepast.	
Nadelen: de meter en de bescherming van de meter moeten worden vervangen.	
Kosten	

- > kost van aanpassing van de installatie (diensten)
- > + kostprijs voor de vervanging van de meter en de beveiliging van de meter.

Scenario 3: 3-fase 230V netaansluiting met tenminste één 3-fase circuit achter de meter

De installatie van de gebruiker bevat ten minste één driefasig circuit (doorgaans een motor) en de bestaande meter is van het driefasige type.

Voor conversie	Na conversie
<p>Op een 3 x 230 V-net worden de circuits gevoed tussen de verschillende fasen.</p>	<p>Om compatibel te zijn met de nieuwe netspanning moeten de verschillende eenfasige circuits worden gevoed tussen een fase en de nulleider terwijl een driefasig toestel ofwel:</p> <ul style="list-style-type: none"> > Wordt gevoed via een autotransformator; > Wordt vervangen door een vierfasig toestel; > Wordt vervangen door een eenfasig toestel; > Wordt verwijderd als de klant hiervan afziet (terug naar geval 2).
 <p>L1 L2 L3 3 X 230 V</p>	 <p>L1 L2 L3 N 3 X 400 V + N</p>

Voordelen: alleenstaand geval in reeds uitgevoerde werken.

Nadelen: de meter en de beveiliging van de meter moeten worden vervangen, de bekabeling van het verdeelbord moet worden aangepast en er moet worden gezocht naar de beste oplossing voor de voeding van het driefasige toestel of toestellen.

Kosten:

- > Kost van aanpassing van de installatie (diensten)
- > + de kostprijs voor de vervanging van de meter en de bescherming van de meter
- > + kost voor een autotransformator of de kosten voor de aankoop van een compatibel 400 V-toestel.

2.4.3 Conversiebeleid van Sibelga⁸

Het huidige laagspanningsnet van Sibelga is grotendeels een 230V-net. Niettemin is, vanuit een langetermijnvisie, de omschakeling naar 400V een doeltreffende manier om de transportcapaciteit van het net te verhogen, de kwaliteit van de toelevering te verbeteren en de eventuele invoering van Smart metering te vergemakkelijken.

Bijgevolg gebeuren alle nieuwe residentiële aansluitingen eenfasig⁹ (zodat latere omschakeling van de voedingsspanning mogelijk is), en worden de 'nieuwe' netten, verkavelingen, grote constructies systematisch op 400V beleverd, waarvoor zo nodig een 400V-net gebouwd wordt vanaf een bestaande cabine. Bij een driefasige aansluiting (in principe alleen bestemd voor 'niet-residentieel' gebruik) op een 230V-net moet de installatie van de klant voorbereid zijn op een makkelijke omschakeling naar 400V.

Elk jaar worden er, als de opportuniteit zich voordoet, netgedeeltes omgeschakeld naar 400V om problemen te verhelpen in verband met spanningsval, overbelasting of bij een verzoek voor een 400V-aansluiting op een bestaand net. Als de netsituatie dat mogelijk maakt, gaat de voorkeur uit naar het omschakelen van een bestaande kabel naar 400V in de plaats van de aanleg van bijkomende kabels.

In het kader van de evolutie van de LS-netten heeft Sibelga in 2015 een studie uitgevoerd om te evalueren in hoeverre het mogelijk is op termijn de LS-netten globaal om te schakelen van 230V naar 400V. Uit die studie is gebleken dat de kostprijs voor een globale omschakeling van de LS-netten zeer (te) hoog ligt en niet past met de andere voorziene programma's. Een totale omschakeling naar 400 V is dus niet voorzien in de investeringsplannen.

In 2016 werd er een aanvullende studie uitgevoerd om de volgende zaken na te gaan: (1) eventuele niches waar een omschakeling naar 400V toch pertinent zou zijn en (2) hoe kunnen we een eventuele globale implementatie maximaal op de voorziene programma's laten aansluiten. Naar aanleiding van die studie heeft Sibelga besloten om (1) haar beleid voor het vervangen van verouderde LS-kabels aan te grijpen om geleidelijk bepaalde delen van het LS-net om te schakelen naar 400 V (als de typologie van het net dat mogelijk maakt) en (2) alternatieve oplossingen voor te stellen (scheidingstransformator waarmee van een net '3x230V' naar een net '3x400V + N' gegaan kan worden) in het kader van specifieke aanvragen voor aansluitingen op 400 V (elektrische voertuigen, laadpalen, ...) en waarvoor de creatie van een 400 V-subnet vanuit technisch-economisch oogpunt niet overwogen kan worden.

De conversie van een deel van het net naar 400V naar aanleiding van een vervanging van een LS-kabel wordt overwogen alleen als aan bepaalde technische en economische voorwaarden wordt voldaan

Ten slotte, bij de renovatie van de assets van het LS-net (transformatoren, verdeelkasten, kabels, aftakkingen enz.) in het kader van de bestaande programma's, zijn de op het net geplaatste assets 400V-compatibel.

⁸ Bron: Plan d'Investissements electricité de SIBELGA pour la période 2020-2024

⁹ Dit beleid kan nadelig zijn voor toekomstige EV-rijders, als zij hun wagen op 3-fase wensen op te laden. Met de toenemende batterijcapaciteit zijn er bepaalde gebruikers die behoefte hebben aan laden op 3-fase om de batterij op 6-8 uur op te laden (bijv. 11 kW voor een 90 kWh batterij).

3 Stand van zaken huidige technologie private / openbare oplaadpalen en elektrische voertuigen

3.1 Voertuigen

Door middel van een deskstudie werd een tabel samengesteld van 38 batterij-elektrische voertuigen¹⁰ die momenteel op de markt verkrijgbaar zijn. Volgende specificaties werden in kaart gebracht, onder andere via interviews met enkele CPO's:

- > Merk en model;
- > Batterijcapaciteit (in kWh);
- > Of de wagen een neuter nodig heeft om op te laden of niet;
- > Het maximale AC laadvermogen van de omvormer in de auto (in kW);
- > De AC laadmogelijkheden (7 kolommen);
- > Het maximale DC laadvermogen van de batterij (in kW) en type standaard;
- > Prijs van de wagen.

Waar relevant werd aangegeven of er oudere voertuigen zijn die een hogere laadstandaard hanteren, of dat een hoger laadvermogen als optie wordt aangeboden. We maken onderscheid tussen drie relevante voertuigspecificaties voor Brussel: voertuigen met of zonder neuter, het AC-laadvermogen en het DC-laadvermogen.

3.1.1 Voertuigen met of zonder neuter

Drie modellen hebben ten alle tijden een neuter nodig hebben om te laden: de Renault ZOE, Smart ForTwo en Smart ForFour. Deze modellen gebruiken dezelfde omvormer. Deze modellen kunnen niet rechtstreeks opladen op het 230V-net in Brussel.

Vanwege de gelijkaardige netsituatie werd in Noorwegen eveneens problemen met deze voertuigen vastgesteld. Het blijkt dat er in Noorwegen voor de Renault ZOE een speciale kabel is ontwikkeld die opladen op 3 fasen mogelijk maakt. Het is echter onduidelijk of die kabel ook gebruikt kan worden voor publieke laadpalen. Voor de Smart is er momenteel geen oplossing beschikbaar.

Conclusie: eigenaren van deze voertuigen kunnen niet rechtstreeks opladen op het 230V-net in Brussel. Er zijn wel oplossingen om deze voertuigen alsnog op te laden zoals het plaatsen van een scheidingstransformator, of speciale laadkabels die een virtuele neuter creëren. Beide kosten een substantiële additionele kost voor de eigenaar (tot 4.000 euro incl. btw).

¹⁰ Verwachting is dat er eind 2020 in België meer dan 75 batterij-elektrische modellen bestelbaar zijn, en meer dan 75 plug-in hybride elektrische voertuigen. Batterij-elektrische voertuigen die niet meer verkocht worden zijn niet meer opgenomen in de lijst (waaronder de Ford Focus Electric, Mercedes-Benz B-klasse, Mitsubishi i-MiEV, Renault Fluence Z.E., Tesla Roadster en Volvo C30). Ook batterij-elektrische motorfietsen of andere voertuigklassen zijn niet opgenomen in de lijst.

3.1.2 Het AC-laadvermogen

Voertuigen kunnen op twee manieren laden: op wisselspanning (deze paragraaf) of op gelijkspanning (volgende paragraaf). De AC-DC omvormer in de auto, die de wisselspanning van het net naar gelijkspanning omzet om de batterij te voeden, heeft een maximaal vermogen. Hoe hoger het vermogen, hoe duurder de AC-DC omvormer.

Het maximale laadvermogen van de AC-DC omvormer wordt door constructeurs gedimensioneerd. Deze keuze is een afweging:

- › Enerzijds i.f.v. de totale batterijcapaciteit: voertuigen met een hoge batterijcapaciteit hebben typisch een grotere omvormer, om de laadtijd beperkt te houden.
- › Anderzijds i.f.v. de kosten: hoe hoger het vermogen, hoe duurder de AC-DC omvormer. Voor stadsauto's bijvoorbeeld, waarbij kostprijs voor de klant een belangrijk argument is, zal er minder snel voor een omvormer met een hoog vermogen worden gekozen.

Het vermogen van een laadpunt kan lager liggen dan het maximale laadvermogen van het voertuig. In alle gevallen worden de laadsnelheid – of het uiteindelijk laadvermogen – bepaald door voertuig én laadstation. Enkele voorbeelden:

Tabel 3: reëel laadvermogen i.f.v. laadstation en voertuig.

Vermogen laadstation	Vermogen voertuig	Maximum laadvermogen	Toelichting
11 kW (3x230V, 16A)	11 kW (3x230V, 16A)	11 kW (3x230V, 16A)	Vermogens komen overeen.
11 kW (3x230V, 16A)	22 kW (3x230V, 32A)	11 kW (3x230V, 16A)	Het laadstation kan maximaal 11 kW vermogen leveren.
11 kW (3x230V, 16A)	7,4 kW (230V, 32A)	3,7 kW (230V, 16A)	Het voertuig kan slechts monofase laden. Het vermogen per fase is 3,7 kW.
11 kW (3x230V, 16A)	7,4 kW (230V, 2x16A)	7,4 kW (230V, 2x16A)	Voertuigen die 2-fasig laden hebben profijt van 11 kW palen en laden aan het maximale vermogen.
7,4 kW (230V, 32A)	11 kW (3x230V, 16A)	3,7 kW (230V, 16A)	Het laadstation biedt 1 fase aan met een max. vermogen van 7,4 kW. Het voertuig kan echter maar aan 16A (3,7 kW per fase) laden.
7,4 kW (230V, 32A)	22 kW (3x230V, 32A)	7,4 kW (230V, 32A)	Het laadstation biedt 1 fase aan met een max. vermogen van 7,4 kW. Het voertuig kan 3 fasen accepteren, maar gebruikt maar 1 fase.
7,4 kW (230V, 32A)	7,4 kW (230V, 2x16A)	3,7 kW (230V, 16A)	Het voertuig kan maar op één fase, die door het laadstation wordt aangeboden, opladen.
7,4 kW (230V, 32A)	7,4 kW (230V, 32A)	7,4 kW (230V, 16A)	Vermogens komen overeen.

Voertuigen kunnen niet op alle laadvermogens laden. We onderscheiden typisch twee niveaus van laadvermogen of *laadsnelheid*:

3.1.2.1 Normaal laden (monofase)

Alle voertuigen kunnen op 3,7 kW (monofase 16A op 230V) laden. Meer dan 65% kan tot ca. 7,4 kW opladen. In deze laatste categorie laden de meeste voertuigen monofasig op 230V aan 32A.

Conclusies:

- › Het elektriciteitsnet in Brussel kan zonder problemen alle voertuigen op 3,7 kW opladen (uitgezonderd de voertuigen die een neuter nodig hebben: zie vorige paragraaf). Ca. 50% van de voertuigen kan tot 7,4 kW laden zonder bijkomende investeringen door de netbeheerder of de gebruiker.
- › Stadswagens met een kleinere batterij zullen, ook voor de eerstvolgende jaren, mogelijk voldoende hebben aan een AC-laadvermogen van 7,4 kW, omdat de batterij typisch van beperkte omvang is (DC-snelladen blijft ook nog altijd een optie).
- › Voor de situatie in Brussel zou men kunnen kiezen voor drie opties:
 - Laadpalen met 2 oplaadpunten van 3,7 kW (7,4 kW = 230V à 32A aansluiting). Als er één voertuig komt laden heeft deze de beschikking over 7,4 kW laadvermogen. Bij twee voertuigen zakt dit tot 3,7 kW per voertuig.
 - Laadpalen met 2 oplaadpunten van 7,4 kW (15 kW = 230V à 64A aansluiting). Ongeacht het aantal ingeplugde voertuigen kan er geladen worden aan max. 7,4 kW.
 - Laadpleinen met meerdere laadpalen en laadpunten, waardoor er volledige flexibiliteit kan worden geboden op laadvermogen.

3.1.2.2 Normaal laden (2-fasig)

Twee modellen, de Volkswagen e-Up! en Volkswagen e-Golf, laden maximaal 2-fasig op 230V aan 16A (7,4 kW). Ook de Tesla modellen kunnen op dit vermogen laden, hoewel dit voor deze wagens niet het maximum vermogen is. Het is de verwachting dat het aantal modellen dat 2-fasig kan laden beperkt blijft.

Conclusie: voor deze voertuigen is een 3-fase aansluiting benodigd; een neuter is echter niet vereist. Ook voor deze voertuigen zijn geen bijkomende investeringen door de netbeheerder of de gebruiker vereist.

3.1.2.3 Semi-snelladen (3-fasig)

Meer dan 50% van de voertuigen kan 3-fasig opladen. Het merendeel van deze voertuigen (40 procentpunt) laadt op maximaal 11 kW (driefase 16A). Een minderheid kan sneller laden op 16,5 kW (driefase 24A: Tesla), 22 kW (driefase 32A op 400V: Renault ZOE, Smart ForTwo, Smart ForFour, Audi e-tron (optioneel) en Tesla Model S en X modellen vóór 2018) en 44 kW (Renault ZOE modellen vóór 2019). De aanwezigheid van een neuter is voor de meeste voertuigen niet vereist.

Conclusies:

- › Momenteel kunnen niet alle voertuigen semi-snel laden, hoewel dit in de periode 2020-2025 de norm kan worden voor het AC-laadvermogen voor voertuigen met een grotere batterij en/of voor premium wagens. Semi-snel laden laat toe om een voertuig van 60 kWh in 6 uur op te laden, en een voertuig van 100 kWh op 9 à 10 uur. EV-rijders die consequent de auto inpluggen zullen echter beperkt voordeel hebben van de hogere laadsnelheid, omdat de batterij niet volledig leeg zal zijn;
- › Semi-snelladen biedt een belangrijke kans voor het Brusselse net op termijn: door het hogere maximale vermogen is er meer flexibiliteit mogelijk om te *smart chargen*: het laadvermogen kan door de CPO worden aangepast op vraag van de netbeheerder of andere incentives. Met een lager laadvermogen, zoals 3,7 kW, is er per definitie minder flexibiliteit;
- › Het aantal wagens dat op 22 kW of 44 kW AC kan laden neemt af. Tesla is van de 22 kW laders afgestapt. Renault biedt de 44 kW-optie niet meer aan. Het is de verwachting dat AC-laden op 22 kW

vooral bij premium merken (al dan niet als optie) wordt aangeboden, omdat de meerkosten van een 22 kW laadstation t.o.v. een 11 kW laadstation voor de EV-rijder beperkt zijn. Voor publieke laadstations is een 2x 22 kW configuratie niet relevant.

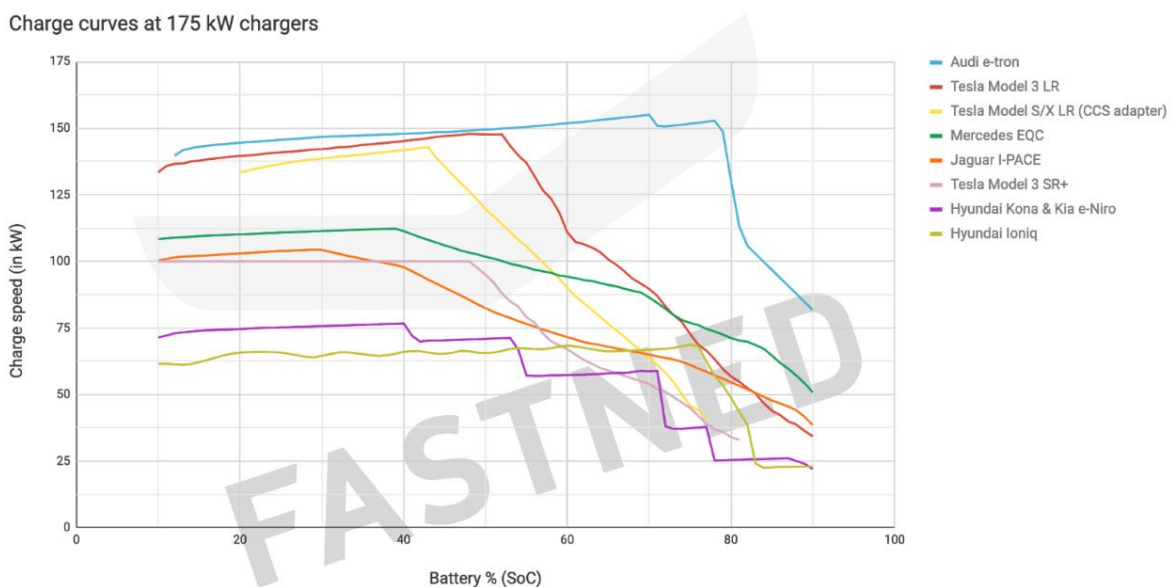
- › In het geval van alleenstaande laadpalen, zou men voor de situatie in Brussel kunnen kiezen voor laadpalen met 2 oplaadpunten van 11 kW (22 kW) aansluiting. Als er één voertuig komt opladen heeft deze de beschikking over 22 kW laadvermogen. Bij twee voertuigen wordt het laden verdeeld. Een laadpaal met 2 oplaadpunten van 22 kW zou men als een overdimensionering kunnen beschouwen: de kans dat er twee voertuigen met dit vermogen laden is zeer klein.

3.1.3 Het DC-laadvermogen

Bijna alle voertuigen kunnen laden op gelijkspanning of 'snel laden'. Twee modellen, de Smart ForTwo en Smart ForFour, kunnen niet op gelijkspanning opladen. De omvorming van AC naar DC vindt plaats in het snellaadstation: DC-stroom wordt rechtstreeks naar het batterijpakket gestuurd.

Conclusies:

- › Opladen op minimaal 100 kW CCS wordt in toenemende mate de nieuwe norm voor snelladen, met name voor voertuigen met een range van meer dan 300 km (batterij van meer dan 50 kWh). De meeste CHAdeMO snellaadstations gaan tot 50 kW. CPO's investeren vooral in CCS-laders op hoog vermogen (100 kW en meer);
- › Het maximale snellaadvermogen neemt, zeker voor voertuigen met een grote batterij, steeds meer toe. Dit is onder meer mogelijk door hogere batterijcapaciteiten en andere configuraties qua batterijmodules (van 400V naar 800V systemen);
- › Aangezien het piekvermogen maar tijdelijk wordt behaald gedurende een snellaadsessie is het de vraag of vermogens boven 125 kW zinvol zijn en veel meerwaarde bieden op de laadtijd (zie onderstaande figuur¹¹).
- › Voor de Brusselse context is volgende nog cruciaal: DC-snelaadstations vereisen een neuter.



Figuur 4: grafiek van laadcurve per voertuig tijdens een snellaadsessie.

¹¹ Bron: Fastned.

Tot slot is aan te raden dat, gezien de configuratie van het Brusselse net (230V zonder neuter), het belangrijk is dat consumenten volledig op de hoogte zijn van hun netaansluiting voordat ze hun voertuig kopen. Verschillende actoren zouden hierin een rol kunnen spelen: SIBELGA, BRUGEL of de Brusselse overheid kunnen burgers en bedrijven actief informeren over bovenstaande inzichten. Hiervoor zou een (online) kennisloket kunnen worden georganiseerd.

3.1.4 Overzicht voertuigen

Tabel 4: overzicht van voertuigen met relevante laadspecificaties voor het Brussels gewest.

Voertuig (meest recente modeljaar)					Laadmogelijkheden AC							DC laden		Prijs incl btw [€]
Merk	Model	Batterij-capaciteit [kWh]	Neuter nodig?	Max. AC vermogen [kW]	1f 230V 16A (3,7 kW)	1f 230V 32A (7,4 kW)	2f 230V 16A (7,4 kW)	3f 400V 16A (11 kW)	3f 400V 24A (16,5 kW)	3f 400V 32A (22 kW)	3f 400V 64A (44 kW)	Max. DC vermogen [kW]	Stekker	
Audi	e-tron 50 quattro	64.7	Nee	11	X	(X)		X	(X)	(X)		125	CCS	71.900
Audi	e-tron 55 quattro	86.5	Nee	11	X	(X)		X	(X)	(X)		155	CCS	84.100
BMW	i3 120Ah	37.9	Nee	11	X	X		X				49	CCS	42.411
BMW	i3s 120Ah	37.9	Nee	11	X	X		X				49	CCS	46.106
Citroen	C-Zéro	14.5	Nee	3.7	X							40	CDM	22.360
DS	3 Crossback E-Tense	47.5	Nee	11	X			X				100	CCS	43.190
Hyundai	IONIQ Electric	38.3	Nee	7.2	X	X						44	CCS	36.995
Hyundai	KONA Electric 64 kWh	64.0	Nee	11	X	X		X				77	CCS	41.595
Jaguar	I-PACE	84.7	Nee	7.4	X	X						104	CCS	81.800
Kia	e-Niro 64 kWh	64.0	Nee	11	X	X		X				77	CCS	44.995
Kia	e-Soul 64 kWh	64.0	Nee	7.2	X							77	CCS	42.985
Mercedes	EQC 400 4MATIC	80.0	Nee	7.4	X	X						112	CCS	80.995
MG	ZS EV	44.5	Nee	6.6	X	X						80	CCS	30.985
Nissan	e-NV200 Evalia	38.0	Nee	6.6	X	X						46	CDM	44.689
Nissan	LEAF	36.0	Nee	6.6	X	X						46	CDM	36.990
Nissan	LEAF e+	56.0	Nee	6.6	X	X		X				100	CDM	45.850
Opel	Ampera e	58.0	Nee	7.4	X	X						46	CCS	34.149
Peugeot	e-208	47.5	Nee	11	X			X				100	CCS	36.250
Peugeot	iOn	14.5	Nee	3.7	X							40	CDM	22.360
Peugeot	Partner Tepee Electric	20.5	Nee	3.7	X							40	CDM	30.470
Porsche	Taycan 4S	71.0	Nee	11	X			X				225	CCS	109.900
Porsche	Taycan 4S Plus	83.7	Nee	11	X			X				270	CCS	116.786
Renault	Kangoo Maxi ZE 33	31.0	Nee	7.4	X	X						43	CCS	37.985
Renault	Zoe ZE 50 R110	52.0	Ja	22	X	X		X	X	X	(*)	46	CCS	33.590
Renault	Zoe ZE 50 R135	52.0	Ja	22	X	X		X	X	X	(*)	46	CCS	35.190

SEAT	Mii Electric	32.3	Nee	7.2	X	X						40	CCS	23.400
Škoda	CITIGOe iV	32.3	Nee	7.2	X	X						40	CCS	23.290
smart	EQ forfour	16.7	Ja	22	X	X		X	X	X		n.v.t.	n.v.t.	23.995
smart	EQ fortwo cabrio	16.7	Ja	22	X	X		X	X	X		n.v.t.	n.v.t.	26.995
smart	EQ fortwo coupe	17.6	Ja	22	X	X		X	X	X		n.v.t.	n.v.t.	23.995
Tesla	Model 3 Long Range Dual Motor	72.5	Nee	11	X	X	X	X				250	CCS	59.998
Tesla	Model 3 Standard Range Plus	47.5	Nee	11	X	X	X	X				170	CCS	49.998
Tesla	Model S Long Range	100.0	Nee	16.5	X	X	X	X	X	(*)		200	TESLA, CCS (CDM)	88.818
Tesla	Model X Long Range	100.0	Nee	16.5	X	X	X	X	X	(*)		200	TESLA, CCS (CDM)	94.618
Volkswagen e-Golf		32.0	Nee	7.2	X		X					40	CCS	34.295
Volkswagen e-Up!		32.3	Nee	7.2	X		X					40	CCS	23.475
Volkswagen ID.3		77.0	Nee	11	X			X				125	CCS	NB
Volvo	XC40 P8 AWD Recharge	75.0	Nee	11	X			X				150	CCS	59.900

X: standaard

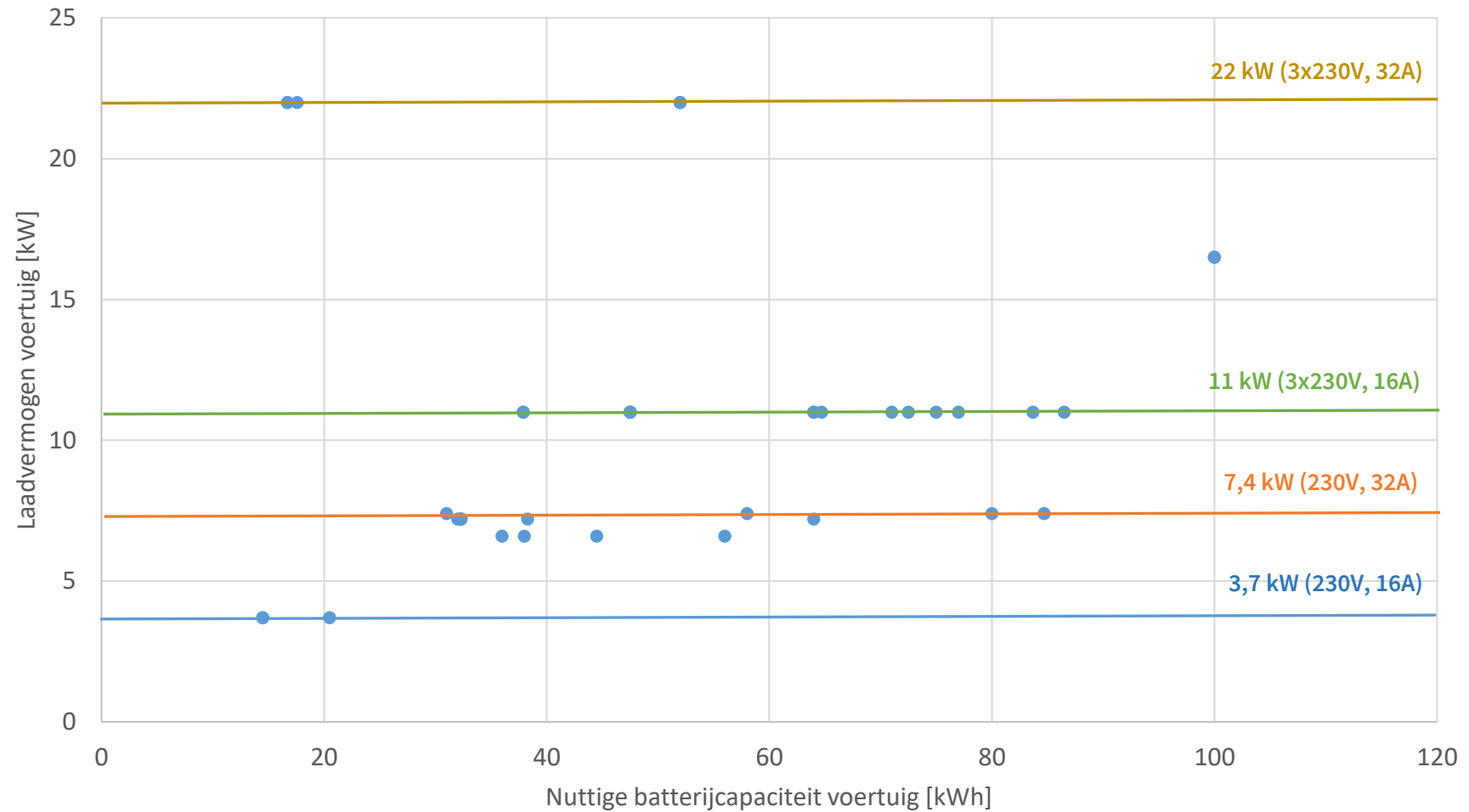
(X): optioneel

(*): van toepassing op eerdere modeljaren

CDM: CHAdEMO

(CDM): CHAdEMO, via optionele adapter

3.1.5 Laadvermogen in functie van batterijcapaciteit



Figuur 5: grafiek: laadvermogen in functie van de batterijcapaciteit van het voertuig.

Zo goed als alle constructeurs volgen de trend van een laag laadvermogen voor kleinere batterijen, en een hoger laadvermogen voor grotere batterijen. Enkel Renault (ZOE) en Smart volgen een uitzondering met een hoog laadvermogen van 22 kW voor een relatief kleine batterij.

3.2 Laadinfrastructuur: technologie, netaansluiting en typologieën

3.2.1 Context

De markt van laadinfrastructuur blijft, ook vanaf 2020, sterk evolueren:

- › Het aanbod van voertuigen, de batterijcapaciteiten en het maximale laadvermogen nemen toe. Deze evoluties hebben effect op het **laadgedrag** van EV-rijders. Het laadgedrag definieert waar EV-rijders hoe lang hun EV opladen.
- › Het overgrote merendeel van de laadsessies wordt gebeurt normaal (tot 7,4 kW AC) of semi-snel (tot 22 kW AC). **Snelladen** blijft noodzakelijk in de laadmix voor lange afstanden, of *home coming charging*, maar vormt een relatief laag aandeel van het totale aantal laadsessies.
- › Bepaalde **doelgroepen** zijn meer en meer afhankelijk van publieke laadpalen: taxibedrijven, autodeelorganisaties, last mile stadslogistiek, bussen en heavy duty....
- › Er zijn verschillende manieren om te kunnen **smart chargen**: hierin vindt meer en meer standaardisatie plaats, ook over uitwisseling van laadprofielen tussen CPO en netbeheerder.
- › Er zijn bovendien verschillende aansluitmethodes voor laadinfrastructuur, waaronder de rechtstreekse **aansluiting op verlichtingspalen**. In het buitenland blijkt dat wegens de omschakeling naar LED-verlichting er vaak voldoende vermogen beschikbaar is (tot 5 kW per oplaadpunt). Wat betekent dit voor de Brusselse context?

3.2.2 Technologie




Elektrische auto's worden opgeladen met een laadkabel. Naar verwachting zal dit zo blijven, omdat er geen (te verwaarlozen) energieverliezen zijn. Draadloos opladen blijft naar verwachting een niche, komende jaren: de kosten van infrastructuur zijn hoger, de technologie is merkgeboden en er zijn meer energieverliezen. Stekkers, kabels en laadprotocollen zijn gestandaardiseerd (EU).

Een elektrische wagen kan op drie typen infrastructuur worden opgeladen, met bijbehorende aparte stekkers:

- › **Laadstation (*Mode 3 laden*)**: meest gebruikte laadoplossing waarbij de auto de wisselstroom omzet naar gelijkstroom, om de batterij op te laden. Een laadstation kent meerdere verschijningsvormen: er zijn wandmodellen (ook wel wall-box genoemd), paal-of zuilmodellen en flexibele uitbreidbare oplossingen (laadpleinen). In de meeste gevallen dien je apart een laadkabel mee te nemen.
 - **Stekker**: De stekker, de Type 2 stekker, is Europees gestandaardiseerd, zowel aan auto- als aan de laadpaalzijde;
 - **Vermogen**: Laden gebeurt aan 2,0 tot 22 kW, of 20 à 100 km/u;
 - **Kostprijs**: het prijsverschil tussen de aankoop van eenzelfde AC-laadstation van 3,6 kW en 22 kW is zeer gering. Er kan weliswaar wel een prijsverschil zijn, voor wat betreft het geheel [van aankoop, installatie en aansluiting]: de kosten van een netaansluiting op 3,6 kW of 22 kW en installatiekosten (i.f.v. de verankering) kunnen verschillen. De aankoopprijs van een AC-laadstation wordt vooral bepaald door het aantal laadpunten, de gekozen materialen en type elektrische beveiliging;
 - **Meer vermogens**: sommige laadstations bieden de mogelijkheid om het laadvermogen – hardwarematig of softwarematig - in te stellen volgens het lokaal beschikbaar vermogen.

- › **Snellader (Mode 4 laden):** laadoplossing waarbij de snellader de wisselstroom omzet naar gelijkstroom en deze rechtstreeks in de batterij van de wagen terecht komt. Snelladers vind je met name op locaties onderweg, waarbij de wagen van 0 - 80% wordt opgeladen in 30-60 minuten.
- **Stekker:** snelladers zien eruit als benzinepompen: er hangen slangen aan, met de Combo-stekker (CCS: de Europese standaard) en de CHAdeMO-stekker (voor enkele Japanse merken). De meeste snelladers hebben ook een Mode 3 AC-aansluiting met Type 2 stekker;
 - **Vermogen:** laden gebeurt aan 50 tot 350 kW, of 50 tot 250 km in 10 minuten;
 - **Kostprijs:** het prijsverschil tussen de aankoop van een DC-snellaadstation van 50 kW (~15.000 euro), 100 kW, 150 kW of 350 kW is aanzienlijk: de AC-DC-omvormer vormt een van de grootste kostencomponenten stijgt;
- › **Stopcontact (Mode 2 laden):** iedere elektrische wagen kan ook met een laadkabel met ingebouwde beveiliging via het stopcontact laden. Er zijn verschillende adapters op de markt, waarbij de stekker aan voertuigzijde aangepast is aan het voertuig (Type 2 “Mennekes” of Type 1 “Yazaki”):
- Op een standaard CEE 7/7 stopcontact: dit is de langzaamste oplossing en vooral bedoeld voor noodgevallen. Het laadvermogen bedraagt 2,3 kW, de laadsnelheid 8-12 km/u;
 - Op een industrieel (rood) CEE 5P stopcontact: laden is mogelijk tot 22 kW.

Tabel 5: laadinfrastructuur: technologie van laadoplossingen.

Laadoplossing*	Laadstation (Mode 3 laden)	Snellader (Mode 4 laden)	Stopcontact (Mode 2 laden)
Stekker(s)	 Type 2 stekker	 CCS (Combo 2) CHAdeMO	 CEE 7/7 of CEE 5P
Kabel	Apart of vast	Vast	Apart
Laadvermogen	3,7 – 22 kW	50 – 350 kW	2,3 kW of 7,4-22 kW
Laadsnelheid (Verbruik van 20 kWh/100 km)	18 – 100 km/u	250 – 1.500 km/u	10 km/u of 40-100 km/u
Praktische inzetbaarheid	Normaal gebruik: laden tijdens parkeren	Lange afstanden, 24/7 zeer intensief gebruik (bijv. taxi's)	In noodgevallen: laden tijdens parkeren
Budgetindicatie laadobject**	1.000 à 2.000 euro per socket (i.f.v. laadplein of aparte stations)	15.000 euro (50 kW) - 50.000 euro (350 kW) per station	250 à 1.000 euro (domme of slimme laadkabel)

* Mode 1 laden, waarbij een elektrisch voertuig rechtstreeks – dus zonder ingebouwde beveiliging – met via een stopcontact kan worden geladen worden niet aanbevolen, aangezien de laadkabel het vermogen niet kan aanpassen aan de weerstand/impedantie en andere parameters van de stroomvoorziening.

** Enkel voor de investering: zonder volumekorting, met verrekening van energie, exclusief btw, exclusief installatie, bekabeling en uitbreiding netaansluiting. Mode 2 en 3 kabel vaak inbegrepen in de prijs van de auto.

3.2.3 Laadvermogen in functie van locatie of doelgroep

Een veel gestelde vraag is welk vermogen relevant is i.f.v. het type locatie. De primaire vraag is wat de functie van de locatie is, en hoe lang het voertuig geparkeerd staat. Op locaties waar een voertuig typisch langer stilstaat kan langzamer geladen worden – wat de batterij en het net ten goede komen: thuis of op het werk. Op locaties waar voertuigen *op doorreis* geladen moeten worden snelladers gewenst. Er is geen one-size-fits-all oplossing.

In het algemeen mogen volgende laadvermogens aangenomen worden per type locatie. De definitieve keuze is altijd maatwerk.

- › **Thuis:** laden op 3,6 kW tot 11 kW per voertuig (uitzonderlijk 22 kW). De definitieve invulling dient bekeken te worden per situatie, i.f.v. netaansluiting, type voertuig, lokale verbruikers,
- › **Werk:** laden op 3,6 kW tot 11 kW waarbij de totale aansluitwaarde dient te worden bekeken i.f.v. lokale netaansluiting, lokale verbruikers en mobiliteitsbehoefte. Voor sommige bedrijven die hoogfrequent dienen te laden (bijv. taxi's) kunnen snelladers (tot 150 kW) aangeraden zijn.
- › **Destination charging:** voor het laden op bestemming, locaties waar voertuigen minimaal 2 uur geparkeerd zijn, ligt normaal laden voor de hand (3,6 – 11 kW per laadpunt). Hierbij kan worden gedacht aan toeristische trekpleisters, vergaderlocaties, off-street parkeerlocaties.
- › **Onderweg laden:** voor het laden *op doorreis* zijn snelladers benodigd: doelstelling is om op zo kort mogelijke termijn een voertuig te kunnen opladen. Dit type laadinfrastructuur is vooral terug te zien aan snelwegparkings.

In het publieke domein kunnen alle bovenstaande functies/behoefte terugkomen. Hiervoor dient een andere methodologie gevolgd te worden:

1. Een publiek toegankelijk laadnetwerk dient met name gedimensioneerd te worden **in functie van doelgroepen** en de behoeften die ze hebben. Een inwoner van Brussel zal bijvoorbeeld vooral 's nachts de auto willen opladen; pendelaars kunnen behoefte hebben aan een laadstation overdag, gedurende 2-8 uur. Station based autodeelorganisaties kunnen bijvoorbeeld behoefte hebben aan een gereserveerde laadlocatie. Free floating autodeelorganisaties dan weer niet enzovoorts... De eerste stap is om de doelgroepen en hun oplaadbehoefte te definiëren;
2. In tweede stap dient bekeken te worden **waar** deze behoeften worden ingevuld: on-street of off-street, en of dit geclusterd kan gebeuren i.f.v. beschikbare netaansluiting en oplaadbehoefte;
3. In derde stap worden de **laadvermogens per laadlocatie** bepaald, i.f.v. de doelgroepen en hun behoeftes ter plaatse.

3.2.4 Verschijningsvormen

Laadstations kennen, los van de technologie, verschillende verschijningsvormen, om praktische overwegingen, of om ze beter in het straatbeeld te laten passen. We tonen enkele voorbeelden:

Conventionele laadstations



Alternatieve laadstations



Figuur 6: verschijningsvormen van laadinfrastructuur.

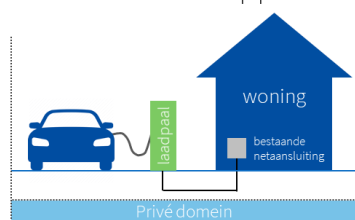
3.2.5 Laadlocaties en aansluitingsvormen vanuit netperspectief

Laadinfrastructuur kan op verschillende type locaties worden geïnstalleerd. Deze komen niet noodzakelijk overeen met het type locatie waar de netaansluiting wordt voorzien. Om dit duidelijk te maken is onderstaande figuur voorzien. Er wordt onderscheid gemaakt volgens toegankelijkheid:

- › E-rijder is **zelfvoorzienend**: in dit is de toegankelijkheid beperkt voor een gezin of bedrijf;
- › E-rijder **parkeert in publieke ruimte en laadt privé**: in dit geval kan de e-rijder in de publieke ruimte opladen, maar doet hij dit via een laadpunt dat is aangesloten op de eigen netaansluiting;
- › E-rijder maakt gebruik van een **publieke toegankelijke oplaaddienst**: in dit geval is het laadpunt voor iedereen toegankelijk.

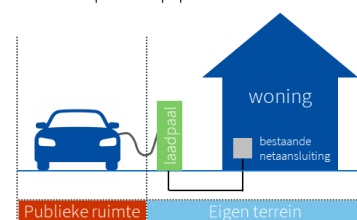
1. E-rijder is zelfvoorzienend

1a. Parkeren en laden op privé domein

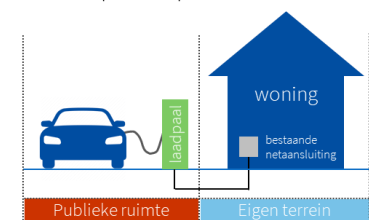


2. E-rijder parkeert in publieke ruimte en laadt privé

2a. Laadpunt op privé domein

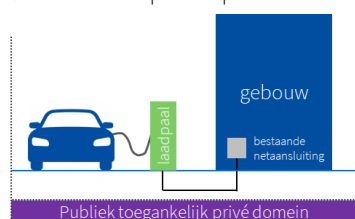


2b. Laadpunt in publieke ruimte



3. E-rijder maakt gebruik van publiek toegankelijke oplaaddienst

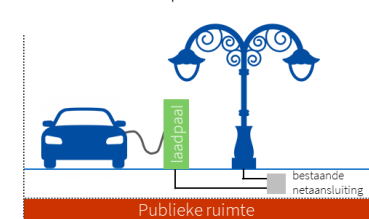
3a. Parkeren op semi-publiek domein



3b. Parkeren in publiek domein



3b. Parkeren in publiek domein



Figuur 7: laadlocaties en aansluitvormen vanuit netperspectief.

In de eerste vier scenario's wordt het laadpunt aangesloten op de netaansluiting van een bestaande woning. Scenario's 2a en 2b zijn enige tijd getest in Nederland onder de naam "verlengde private aansluiting".

Een variant op scenario 2b is dat het laadpunt wél toegankelijk wordt gemaakt voor derden, hoewel het laadpunt wel is aangesloten op een bestaande netaansluiting. In verschillende landen is hiermee reeds geëxperimenteerd.

Het aansluiten van een publiek laadpunt op een bestaande netaansluiting zou nuttig kunnen zijn om kosten van een nieuwe aansluiting te besparen.

3.2.6 Clustering van laadinfrastructuur in laadpleinen

Het is mogelijk om (publiek toegankelijke) laadinfrastructuur te clusteren in 'laadpleinen'. Dat wil zeggen dat meer dan één laadstation (met al dan niet meerdere laadpunten) is aangesloten op één netaansluiting. We onderscheiden drie situaties:

- › **Eén laadstation:** Er is één laadstation aangesloten op de netaansluiting. Dit is de huidige situatie voor de publieke laadstations in Brussel.
- › **Master-slave laadplein:** er is één laadstation aangesloten op het laagspanningsnet op 400V of 3x230V, het zogenaamde 'master' laadstation. Op dit laadstation zijn meerdere 'slave' laadstations aangesloten, zodat meer voertuigen op dezelfde netaansluiting kunnen opladen.
- › **Laadplein met aparte cabine:** een aparte middenspanningscabine wordt aangesloten op het middenspanningsnet. Via deze cabine worden meerdere laadstations (inclusief mogelijk snelladers) aangesloten.

De drie types hebben volgende kenmerken:

Tabel 6: vergelijking van configuraties van laadpleinen.

Laadoplossing	Eén laadstation	Master slave laadplein	Laadplein met cabine
Ruimtelijk	Risico 'vernsnipperde' verspreiding laadoplossingen in openbare ruimte.	<ul style="list-style-type: none"> › Concentratie laadinfrastructuur mogelijk. › Mogelijke integratie met ander straatmeubilair 	<ul style="list-style-type: none"> › Mogelijkheid tot concentratie van een groot aantal laadpunten. › Mogelijke integratie met ander straatmeubilair
Netperspectief	Energiebehoefte goed gespreid over het distributienet	› Interessant op locaties, dichtbij 'bitension' of 400V-transformatoren.	› Interessant op locaties waar grote mobiliteitshubs, en energievoorziening samenkomen (bijv. spoorweglocaties, evenementenlocaties, ...)
Stroomlijnen verkeersstromen	Risico verspreiding laadoplossingen in openbare ruimte met als gevolg meer zoekverkeer	Door concentratie van laadpunten is het mogelijk het verkeer te stroomlijnen	Door concentratie van (groot aantal) laadpunten is het mogelijk het verkeer te stroomlijnen en een groot aantal gebruikers in laden te voorzien

Schaalbaarheid	Eventueel uit te breiden met meerdere laadobjecten	Uitbreiding afhankelijk van parkeerruimte en vergroting netaansluiting t/m max. aansluiting laagspanningsnet	<ul style="list-style-type: none"> › Uitbreiding afhankelijk van parkeerruimte. › Maximale netaansluiting op middenspanningsnet
Faciliteren gebruikers en laadzekerheid	<ul style="list-style-type: none"> › Comfort op loopafstand › Lage laadzekerheid op locatie 	<ul style="list-style-type: none"> › Meerdere laadpunten aanwezig. › Hoge laadzekerheid 	<ul style="list-style-type: none"> › Meerdere laadpunten aanwezig › Hoge laadzekerheid › Mogelijkheid tot aanbieden normaal- en snelladen
Stimuleren elektrisch rijden	Beperkt zichtbaar	Zichtbaar	Zeer zichtbaar
Financieel	Minder voordelig in aanleg dan laadplein: vergelijkbare arbeid voor 1 enkele paal	Voordelig in aanleg: meerdere palen tegelijk realiseren	(Mogelijk) dure oplossing vanwege de schaal, maar grote kans op veel transacties
Mobiliteitshub	Ruimte voor een beperkt aantal voertuigen	Kan meerdere voertuigen faciliteren	Faciliteert meerdere voertuigen en kan laden AC en DC stroom aanbieden
Smart charging	Mogelijk	Mogelijk	Mogelijk

3.2.7 Interoperabiliteit

Het Belgische *laadmarktmodel* laat dat een CPO, de exploitant van een laadstation, toegang biedt aan meerdere laaddienstverleners of MSP's (mobility service providers). Om dit te doen slagen is technische en commerciële interoperabiliteit tussen MSP en CPO cruciaal. In de huidige concessie, aan Pitpoint verstrekt, is hiermee rekening gehouden: meerdere MSP's bieden toegang tot het laadnetwerk van Pitpoint. We verwijzen hiervoor naar de studie betreffende de ontwikkeling van publiek toegankelijke herlaadinfrastructuur voor elektrische voertuigen in het Brussels Gewest.¹²

¹² Bron: <https://www.brugel.brussels/publication/document/studies/2017/nl/studie-20.pdf>.

3.2.8 Smart charging

Smart charging is een containerbegrip voor functionaliteiten om het laadvermogen aan te passen in functie van bepaalde criteria. Deze criteria kunnen bijvoorbeeld zijn om zo goedkoop mogelijk, zo groen mogelijk of zo lokaal mogelijk op te laden. Het “aanpassen van het laadvermogen” kan gebeuren in de ruimste zin van het woord: in het een innovatief scenario is er sprake van een negatief laadvermogen waarbij het voertuig energie terug geeft aan het net.

The New Drive onderscheidt vijf niveau's van smart charging. Voor de Brusselse context kan het interessant zijn om optie 4 te verkennen en verdiepen. Zo zijn er in Nederland reeds pilotprojecten gebeurd waarbij de distributienetbeheerder incentives voorziet aan de Charge Point Operator om het laadvermogen aan te passen in functie van netcongestie (zie paragraaf 5.3).

Tabel 7: niveau's van smart charging.

Niveau	Marktadoptie*	Toelichting
1. Vraaggestuurd op laadpaalniveau	Standaard	Laadstations hebben 2 tot 4 laadpunten. Het laadstation of de snellader verdeelt gelijkwaardig het beschikbaar vermogen aan de aangesloten voertuigen. Vb: indien één auto is aangesloten 22 kW, bij twee auto's 11 kW elk.
2. Op laadpleinniveau, incl. “preferent & priority charging”	Onderscheiden	Technologie die het maximaal beschikbare vermogen van de (net)aansluiting over de verschillende laadpunten verdeeld, al dan niet rekening houdend met de maximale laadsnelheid van de aangesloten auto's (preferent laden). Bovendien kunnen bepaalde laadpalen (vaste stations of na authenticatie van bepaalde laadpassen) voorrang geven aan bepaalde gebruikers (priority charging). Vb: kantoorpersoneel (8 uur op kantoor) versus vertegenwoordigers (1-2 uur op kantoor).
3. Met lokale energieproductie en -verbruikers	Onderscheiden	De technologie houdt maximaal rekening met lokale zonne- of windproductie. Eén van de use cases: injectie in het net wordt voorkomen: bij productie-overschot gaat de stroom rechtstreeks naar de auto's.
4. Op niveau van het energienet	Innovatief	De beheerssoftware houdt rekening met de energieprijzen op de onbalansmarkt of lokale incentives door de distributienetbeheerder. Eén van de use cases: wanneer stroomprijzen zeer laag (of zelfs negatief) zijn, worden auto's maximaal opgeladen.
5. Bidirectioneel (vehicle to grid)	Innovatief / pilotfase	De batterijen van de auto's worden ook gebruikt om te ontladen. Een use case is dat dit op bedrijfsniveau gebeurt, omdat op bepaalde momenten het goedkoper kan zijn om elektriciteit van de auto's te gebruiken, dan van het net. Een tweede use case is dat werknemers kunnen profiteren van het volumecontract van het bedrijf, en stroom van het bedrijf mee naar huis nemen. Een beperkt aantal leveranciers biedt dit aan. Een beperkt aantal voertuigen wordt ondersteund.

3.3 Oplossingen voor een conversie van 230V naar 400V met neuter

3.3.1 Context

Indien er enkel een 230V-net zonder neuter voor handen is kan een CPO of netgebruiker gebruik maken van een auto- of scheidingstransformator.

- › Een scheidingstransformator is een transformator waarvan de primaire en secundaire wikkelingen volledig elektrisch gescheiden zijn door middel van een basisisolatie.
- › Een spaartransformator of autotransformator is een transformator waarvan de primaire en de secundaire wikkeling voor een deel gemeenschappelijk zijn.

3.3.2 Scheidingstransformator

Bij een scheidingstransformator zijn de primaire en secundaire wikkeling elektrisch van elkaar volledig gescheiden. De isolatie tussen deze wikkelingen – de basisisolatie – moet een graad van bescherming tegen elektrische schokken verzekeren. Zo worden de risico's aan de secundaire zijde beperkt in geval van toevallige en gelijktijdige aanraking van de aarde en een van de actieve delen.

Door de volledige elektrische scheiding heeft de scheidingstransformator als bijkomend voordeel t.o.v. de spaartransformator om aardingsstelsel (of ook nulgeleiderregime genoemd) te kunnen aanpassen.

Aan de secundaire zijde kan de 'nul'klem geaard worden. Dit is nodig voor toepassingen waar een zuivere aarde nodig is zoals laadinfrastructuur.

3.3.3 Autotransformator

Bij een autotransformator wordt de secundaire gerealiseerd door een aftakking te maken direct op de primaire wikkeling. De primaire en secundaire zijde van een autotransformator zijn daardoor dus niet elektrisch van elkaar gescheiden. De primaire wikkeling veroorzaakt een magnetische flux in de ijzerkern. Hierdoor zal een aftakking ergens op de primaire wikkeling een spanning aannemen in verhouding tot de positie van deze aftakking op de primaire wikkeling.

3.3.4 De twee opties vergeleken

In volgend overzicht worden toepassingen, voor- en nadelen opgesomd¹³:

Tabel 8: vergelijking van een scheidings- en autotransformator.

	Scheidingstransformator	Autotransformator
Voordelen	<ul style="list-style-type: none">› Omzetten (transformeren) van spanningen zowel op als neerwaarts transformeren› Veiliger dankzij de volledige elektrische scheiding› Aanpassen van het nulgeleiderregime› Kan een grotere onbalans aan de belasting (bij driefasen	<ul style="list-style-type: none">› Omzetten (transformeren) van spanningen› Minder koper nodig voor de constructie en daardoor:› Kleinere bouw en goedkopere constructie› Het rendement is hoger

¹³ Bron: <https://erea.be/>

	transformatoren) (max 10 à 15% onbalans)	
Nadelen	<ul style="list-style-type: none"> › Meer koper nodig voor de constructie bij eenzelfde vermogen dan een spaartransformator en daardoor grotere bouw en duurder 	<ul style="list-style-type: none"> › Geen elektrische scheiding, dus minder veilig en daardoor enkel inzetbaar bij minder gevoelige toepassingen (zoals motoren) waarvoor er geen elektrische scheiding tussen in- en uitgang vereist is › Omwille van veiligheidsoverweging wordt neerwaarts transformeren (bvb. 400V naar 230V) niet aanbevolen; › Niet te inzetbaar voor aanpassingen van aardingsstelsel. › Indien er geen neuter (aan de ingang) aanwezig is, is er slechts een kleinere onbalans toegelaten (ongeveer 5% onbalans) omwille van nulpuntsverschuiving. › In 3 fasen situaties mag het sterpunt niet aan de aarde gelegd worden
Toepassingen	<ul style="list-style-type: none"> › Aanpassen van de spanning <ul style="list-style-type: none"> ▪ Optransformeren: 230V elektromotor aansluiten op een net van 400V › Netstelsel aanpassing naar IT, TT of TN › Stabiele nulgeleider creëren voor laadinfrastructuur (TT net) › Driehoek-Ster-schakelgroep omzetting: 3x230V D naar 3x400V Y+N. Hier mag de neuter aan de aarde gelegd worden 	<ul style="list-style-type: none"> › Bijna uitsluitend inzetbaar voor het aanpassen van de spanning: (bij voorkeur optransformeren); › 400V elektromotor aansluiten op een net van 230V.

3.3.5 Conclusies m.b.t. de Brusselse context

Een scheidingstransformator en autotransformator kunnen beiden interessant zijn in de Brusselse context. Los van de (theoretische) conclusies in deze analyse, dienen oplossingen altijd in de praktijk getest te worden met meerdere voertuigen, om de conclusies in de praktijk 'sluitend' te testen.

- › **Voor locaties met een 230V-net zonder neuter** is een scheidingstransformator noodzakelijk: deze heeft zowel de functie van het creëren van een neuter, als het verhogen van de spanning.
- › **Voor locaties met een 230V net met neuter** zijn zowel een scheidingstransformator als autotransformator mogelijk. Hierbij is het een afweging van veiligheid (pro scheidingstransformator) t.o.v. lagere kosten en hoger rendement (pro autotransformator) welke oplossing het meest

interessant is. Vanwege het hogere vermogen en veiligheid raden we in deze studie aan op name voor een scheidingstransformator te kiezen.

De kosten van een scheidingstransformator van 11 tot 22 kW kunnen oplopen van 3.500 tot 5.000 euro per installatie. Dit is een behoorlijke meerkost t.o.v. de installatie van een thuislaadpunt (tussen 1.000 en 2.000 euro) of een publiek laadstation (ca. 5.000 euro inclusief netaansluiting en installatie).

3.4 Laadinfrastructuur in straatverlichting

Er is wereldwijd een toenemend aantal steden die ervoor kiest om laadinfrastructuur en straatmeubilair te integreren. Het gaat om projecten van beperkte omvang, omdat er diverse complexiteiten ontstaan. We zien met name in Londen maar ook in steden zoals Los Angeles en Parijs voorbeelden van deze integratie. In sommige gevallen zien we ook dat er een koppeling wordt gelegd tussen de vermindering van energieverbruik door gebruik te maken van LED-straatverlichting waardoor er voldoende vermogen ontstaat voor laadpunten. In deze paragraaf worden de bevindingen van desk research opgesomd.

3.4.1 Bepalende argumenten en factoren

Maximale stroomsterkte van het verlichtingsnet bepalend voor potentieel

Het lijkt erop dat de maximale stroomsterkte van kabels voor het OVL (openbaar verlichtingsnet) over het algemeen niet toereikend is voor laadinfrastructuur. In de onderzochte projecten zien we dan ook dat het minimaal geleverde vermogen 3,7 kW is. Dit doet vermoeden dat daar minimaal gebruik wordt gemaakt van een 16 Ampère 1 fase aansluiting. Deze stroomsterkte lijkt hoger dan de maximale stroomsterkte die door normale kabels van een OVL kunnen worden gefaciliteerd, de kabels zouden doorbranden. Echter, het kan zijn dat door gebruik van efficiëntere straatverlichting, capaciteitsruimte ontstaat om een lader bij te plaatsten op de bestaande aansluiting van het OVL naar het distributienet.

Eén of meer netaansluitingen voor één object

Hoe komt het dan dat er toch zo veel steden laadinfrastructuur integreren met openbare verlichting? Allereerst moet gezegd worden dat niet alle openbare verlichting in de wereld op dezelfde manier verbonden is met een specifiek lichtnet. Er zijn situaties waar verlichtingspalen direct in verbinding staan met het distributienet en waar gebruik wordt gemaakt van normale aansluitingen. Indien dit het geval is, kan er vanuit energie-technisch perspectief gebruik worden gemaakt van die bestaande aansluiting. Echter lijkt het erop dat de voornaamste reden vanuit steden om naar een integratie van straatverlichting (en ander straatmeubilair) en laadinfrastructuur te gaan, is om ervoor te zorgen dat er minder druk op de publieke ruimte ontstaat. Hierbij zien we ook oplossingen waarbij het object twee aparte aansluitingen voor verschillende toepassingen kent (één voor laden en één voor een andere functie zoals licht). Echter zien we ook oplossingen die gebruik maken van een enkele aansluiting. Dan wordt er alsnog vaak in het object zelf een scheiding gemaakt (en energie gemeten) om te zorgen dat de verschillende gebruikers van de aansluiting een verrekening van kosten kunnen maken.

3.4.2 Voor- en nadelen van de aansluiting op het verlichtingsnet

Ongeacht de integratie met de verlichtingspaal zelf, zijn er volgende voor- en nadelen om laadinfrastructuur aan te sluiten op het verlichtingsnet

Voordelen

1. Beter benutten van de beschikbare capaciteit op het verlichtingsnet;
2. Beperking ruimtegebruik laadinfrastructuur door gebruik te maken van bestaand straatmeubilair;
3. Het kan mogelijk zijn om gebruik te maken van bestaande infrastructuur en met name de aansluiting op het gewone net wanneer er andere lichtarmaturen worden gebruikt. Het maximale laadvermogen zal nog steeds gebonden zijn aan de beschikbare restcapaciteit en het type aansluiting (in Brussel waarschijnlijk vaak 1 fase);
4. In sommige gevallen een verlaging van aanlegkosten door gebruik te maken van bestaande infrastructuur of (bij nieuwbouw) gebruik te maken van gezamenlijke aanleg;

5. In sommige gevallen kan het verschuiven van kosten om intelligent te meten van laadpunt operator naar consument als een voordeel gezien worden voor de uitrol van infrastructuur.

Nadelen

1. Maximaal laadvermogen is te klein wanneer aangesloten op kabels van het verlichtingsnet en zit met 1.3kW op grens van minimaal laadvermogen van sommige voertuigen (exacte situatie hangt af van de situatie in Brussel);
2. Vaak worden OVL-netten centraal aan en uit gezet, het vergt aanpassingen om laders overdag te laten functioneren zonder dat de verlichting overdag aan gaat;
3. Beperkt laadvermogen helpt EV-rijder een beetje, maar is zeer beperkt zeker wanneer er langere afstanden en grotere batterijcapaciteiten gangbaar zijn;
4. Vaak worden tarieven in kilowatturen afgerekend, met deze lage snelheden zullen de kosten voor deze intelligentie over minder geleverde kilowatturen moeten worden afgerekend. De kans is groot dat dit tot ofwel hoge tarieven voor de EV-consument leidt, of tot minder geïnteresseerde marktpartijen om in deze infrastructuur te investeren;
5. Zonder intelligentie komt de kost voor de geleverde elektriciteit voor EV's op rekening van de netbeheerder/gemeenschap wanneer dit door een nutsbedrijf wordt verzorgd. Het is de vraag of dit wenselijk en (vanuit regelgeving) toelaatbaar is;
6. Onduidelijkheid van rollen, aansprakelijkheid en verantwoordelijkheden ten aanzien van laadobject en andere voorzieningen. Met name bij calamiteiten;
7. In geval dat er hogere vermogens worden geleverd wordt het vanuit veiligheidsperspectief noodzakelijk om over aanrijbeveiliging te denken (ofwel een andere lantarenpaal, ofwel een bescherming rond de lantarenpaal);
8. Wanneer er aparte aansluitingen zijn, moet er (vaak) ook een nieuwe paal geplaatst worden om de verschillende aansluitingen te behuizen (met in sommige landen 2 aparte toegangssleutels). Dit is vergt vaak aanpassing van de netcodes;
9. Plaatsing van verlichtingspalen is niet altijd optimaal ten opzichte van parkeervakken. Dit kan vaak leiden tot ongewenste situaties voor andere gebruikers (kabels over stoep);
10. Schaal en kostenverdeling bij volledig geïntegreerde oplossingen. Op dit moment zijn de meest toegapaste oplossingen relatief klein in schaalvolumes ten opzichte van andere laadobjecten. Daarnaast is de vraag van kostenverdeling bij een volledig geïntegreerde laadoplossing een vraag die in het geval verschillende operatoren van laden en verlichting dezelfde infrastructuur gebruiken een punt om rekening mee te houden.

De voornaamste reden die dan ook gevonden is om laadpalen en straatmeubilair (zoals reclameborden) te integreren is dan ook ruimtegebruik. Integratie biedt de kans om met minder objecten toch laadvoorzieningen te realiseren in gebieden waar ruimtegebrek een belangrijk bezwaar vormt.

3.4.3 Voorbeelden uit het buitenland

Er bestaat een zeer grote variatie van voorbeelden en producenten die laadoplossingen aanbieden en ontwikkelen die geïntegreerd kunnen worden met straatmeubilair. Een aantal voorbeelden:

3.4.3.1 Londen

In Londen is er een uitgebreid netwerk van laadpalen die geïntegreerd zijn in oude lantaarnpalen. Er zijn twee verschillende oplossingen die gebruikt worden:

1. **Ubitricity:** kosten van deze uitrusting zijn laag qua installatie doordat de intelligentie is verschoven naar speciale laadkabels waar communicatie en bemetering plaatsvindt. De EV-rijder betaald voor deze proprietary kabel via ofwel een maandelijks abonnement of via een aankoop (vanaf GBP 299,-). De oplossing biedt een laadsnelheid van 4.6 kW tot 7.4kW en maakt daarmee gebruik van (minimaal) een 1*20A*230V aansluiting. De voorwaarde dat deze laadpaal gebruik maakt van een 20A aansluiting en dat de lantaarn per stuk aan of afgeschakeld wordt maakt hem in principe ongeschikt voor een toepassing op het lichtnet. Wel kan deze zonder transformatie geïntegreerd worden op het bestaande IT net in Brussel.
2. **Char.gy:** laadinfrastructuur lijkt meer op de gangbare publieke laders met het grote verschil dat deze geïnstalleerd wordt op een lantaarnpaal. Ook hier lijkt integratie met een specifiek lichtnet niet het geval gezien deze oplossing ook een vermogen levert van 5.3kW wat het waarschijnlijk maakt dat er gebruik wordt gemaakt van een ~25A aansluiting (in ieder geval veel meer vermogen dan er zonder transformatie uit een 6A aansluiting kan worden getrokken).

3.4.3.2 Parijs

In Parijs wordt er geëxperimenteerd met laders van **alizecharging** die gemonteerd worden op lantaarnpalen. Het geleverde vermogen is klein met 3.7kW maar wordt gedurende de nacht gratis aangeboden. Overdag kennen deze palen een uurtarief van 1 euro voor het eerste uur en 3 euro voor de volgende uren. Met 3,7kW lijken de punten aangesloten op een 1*16A fase aansluiting.

3.4.3.3 Los Angeles

In Los Angeles worden laadpunten van verschillende operatoren ook aan palen voor straatverlichting bevestigd. Hier is wederom sprake van laadpalen met een relatief groot vermogen (meest gevonden oplossing 6kW). Operatoren zoals **Chargepoint** en **Greenlots** plaatsen varianten van reguliere laders aan straatverlichtingspalen. Hierbij speelt in Amerika dat de laadkabel ook bij reguliere laders aan de lader vastzit. De lantaarnpalen vormen dan soms ook een oplossing om deze goed en veilig te kunnen bevestigen.

3.4.3.4 Arnhem (Nederland)

In Arnhem wordt er in samenwerking met **Allego** een nieuwe opzet getest waarbij er een aantal (~30) straatverlichtingspalen met geïntegreerde laadpunten in een nieuwbouwwijk worden geplaatst. Deze laadpunten worden centraal en slim aangestuurd (met 1 aansluiting). Uniek hierbij is dat sommige van deze laadpalen zo'n 100 meter van de centrale aansturingkast staan (er ontstaat dus naast een openbaar verlichtingsnetwerk ook een parallel netwerk voor laadvoorzieningen. Dat is iets dat vanuit regulatorisch perspectief op een spanningsveld kan zitten. Beide functies (straatverlichting en laden) kennen een gescheiden aansluiting en bekabeling.

3.4.3.5 Tilburg (Nederland)

In Tilburg wordt er gewerkt met een aantal **Ecopoles** waarbij er een totaalproduct wordt geleverd met twee aansluitingen. Een voor de lantaarnpaal en een voor de laadfunctie. Deze worden op het reguliere net aangesloten.

4 Benchmarkanalyse in 6 andere stadsregio's

4.1 Context

In dit hoofdstuk is een kader opgesteld om het Brussel gewest op verschillende aspecten te vergelijken met andere (inter)nationale stadsregio's rond het thema e-mobility. Aan de hand van deskresearch en interviews met diverse stakeholders zijn ook verschillende (inter)nationale regio's in kaart gebracht. Belangrijke algemene vragen die als uitgangspunt voor deze benchmark dienden zijn:

- › Wat zijn relevante kenmerken voor deze regio's, met betrekking tot het thema?
- › Hoe hebben andere regio's de uitrol van laadinfrastructuur aangepakt?
- › Welke strategische beslissingen hebben ze genomen om te komen waar ze zich nu bevinden?
- › Welke implicaties hebben die genomen beslissingen?
- › Zijn ze toe te passen in de Brusselse context?

4.1.1 Inhoudelijke vraagstukken

In de uitwerking van de benchmark zijn volgende vraagstukken verdiept. In het framework (zie paragraaf 4.2) komen deze elementen aan bod. Het spreekt voor zich dat het framework high-level of diepgaand ingevuld kan worden, in functie van de noden van de gebruiker:

- › **Analyse van de technologie:** gebruikte soorten laadpalen (oplaadtype, oplaadmodel, interoperabiliteit, ...);
- › **Analyse van het type aansluiting** op het distributienet (gebruik van een autotransformator voor de aansluiting op het 230V-net, aansluiting op het minoritaire 400V-net, aansluiting op het net voor openbare verlichting, ...);
- › **Analyse van het algemene gevoerde beleid** betreffende de aanleg van openbare laadpalen (aanbesteding, concessie, subsidie, bepaling van het oplaadtarief, marktmodel van de oplaadpalen, interoperabiliteit, verschillende spelers vs monopolie...);
- › **Analyse van de rol van de distributienetbeheerder** in de uitrol van openbare laadpalen (facilitator, coördinator installateur, CPO, leverancier van energie of van diensten...);
- › **Analyse van de toegepaste modaliteiten** voor de aansluiting van de openbare laadpalen (aansluitingsvoorwaarden, procedures, publicatie van informatie over de toestand van het net,...)
- › **Analyse bij netbeheerders** die hun elektriciteitsnet hebben aangepast (van 230 naar 400V) (of aanpassen) om de ontwikkeling van elektrische voertuigen gemakkelijker te maken. Het gaat om een analyse van de manier waarop deze conversie is uitgevoerd en van de manier waarop de kosten zijn gedekt.

4.1.2 Selectie van regio's

Uit het vooronderzoek van deze analyse bleek dat er een beperkt aantal vergelijkbare regio's zijn die met exact dezelfde netconfiguratie als Brussel werken: gebieden met een 230V-net zonder neuter. Deze netten worden meer en meer *gesaneerd* richting 400V netten met neuter. "Officieel" komt deze situatie in Europa enkel in België, Noorwegen en Albanië voor. Uit nader onderzoek blijkt dat de situatie zich in meerdere landen voordoet, met 230V netten in bepaalde wijken of kernen in grotere steden en regio's.

Er zijn echter nog andere netconfiguraties die de uitrol van semi-snelle laders belemmeren, doordat er een extra transformatie nodig is. Het finale objectief van dit hoofdstuk is dan ook om uit te vinden of Brussel oplossingen kan toepassen die zijn gebruikt in andere stedelijke gebieden met een afwijkende netconfiguratie of die bezig zijn met een sanering naar 400V of reeds hebben doorgevoerd.

Gezien de wens van BRUGEL bestaat om een vergelijking met meerdere regio's en type oplossingen uit te voeren, werd voordat deze regio's geselecteerd werden eerst in gesprek gegaan over de beste samenstelling. Op deze manier zorgden we niet alleen dat er een rijke mix van informatie ontstond, maar ook dat steden geselecteerd werden die dicht tegen de karakteristieken van het net en ruimtelijke inrichting van Brussel liggen. Het is hierbij evident dat met Noorse steden een interessante casus vormen, mede gezien de hoge uptake van elektrische voertuigen. Volgende regio's werden geselecteerd:

Tabel 9: geselecteerde stadsregio's voor benchmark.

Regio	Argument selectie	Distributienetbeheerder	Energieregulator
Vlaanderen (België)	Tot 20% van netwerk met 230V zonder neuter	Fluvius	VREG
Luxemburg)	Netbeheerder is CPO	Creos	ILNAS
Amsterdam (Nederland)	Koploper EV-beleid	Liander	ACM
Oslo (Noorwegen)	Tot 70% van netwerk met 230V zonder neuter	Elvia	NVE
Londen (VK)	Met name traagladere en snellaadhubs.	UK Power Networks	OFGEM
Sacramento (VS)	(In US uitzonderlijke) publieke netbeheerder met monofasig net;	SMUD	

Ondanks dat niet al deze steden een exact vergelijkbare netconfiguratie kennen zoals in Brussel, kennen deze allemaal een uitdaging om semi-snelladers aan te sluiten zonder een gebruik van een transformator. Ze zijn hiermee waardevolle voorbeelden in het onderzoeken en benchmarken van organisatorische oplossingen.

Ondanks dat bepaalde regio's in Wallonië ook een 230V-net hebben werd het niet weerhouden voor de selectie omdat de adoptie van EV nog relatief beperkt is en er reeds veel informatie voor Vlaanderen beschikbaar is.

4.2 Framework benchmark

Voor deze analyse werd een framework in nauw overleg met BRUGEL opgesteld. Het resultaat van dit framework zijn vier matrices volgens thema:

1. Basiseigenschappen van de geselecteerde (stads)regio;
2. Staat van elektrische mobiliteit in de geselecteerde (stads)regio;
3. De energiemarkt in de geselecteerde (stads)regio;
4. Strategieën omtrent de uitrol van laadpalen in de geselecteerde (stads)regio.

Horizontaal zijn volgende elementen opgenomen:

- › **Hoe vergelijkbaar is het?** In deze kolom wordt kwalitatief aangegeven hoe vergelijkbaar de regio op dit onderdeel met Brussels is: “Zeer vergelijkbaar” - “Vergelijkbaar” - “Potentieel vergelijkbaar” - “Beperkt vergelijkbaar” - “Slecht vergelijkbaar” - “Niet vergelijkbaar” ;
- › **Argumentatie:** deze kolom ligt toe wat de overeenkomsten en verschillen van het onderdeel met het Brussels geweest zijn;
- › **Wat kan er gezien/geleerd worden:** deze kolom licht te voornaamste inzichten en *lessons learned*, die relevant zijn voor de Brusselse context, toe.

4.3 Resultaten benchmark

De resultaten van de benchmark zijn opgenomen in bijlage 2 (hoofdstuk 8). De opgedane inzichten zijn verwerkt in hoofdstuk 3 (straatverlichting) en 5 (regulatoire maatregelen en criteria voor eisen aan publieke laadinfrastructuur). Voor de cijfers van de staat van elektrische mobiliteit werd gebruik gemaakt van cijfers van EAFO.

De algemene conclusies van de benchmark zijn opgenomen in de algemene conclusies in paragraaf 6.2.2.

5 Regulatorische ruimte

5.1 Context

Binnen het bestaande regulatorische kader voeren energieregulators vandaag reeds beleid om elektrische voertuigen te kaderen. Het is echter ook duidelijk met de acceptatie van het Energie-Klimaatplan 2030 dat snelle verduurzaming van het wagenpark maatschappelijke druk brengt om een snelle groei van laadinfrastructuur te realiseren. Voor BRUGEL is het daarom nodig om te onderzoeken hoe effectieve kaders deze groei in de specifieke situatie van Brussel kan stimuleren. Dit kan gaan over aanpassingen van technische aansluitingsvoorwaarden, aangepaste distributietarieven, smart charging met input van de netbeheerder, rol van marktpartijen en energieleveranciers en verder.

5.2 Regulatorisch kader

Het regulatorisch kader vanuit de EU geeft een duidelijk kader waarin zij bevoegd is om keuzes te maken. Artikel 33 van de richtlijn (EU) 2019/944 geeft BRUGEL een duidelijk handvat ten aanzien van de energiemarkt waarbij het duidelijk is dat de netbeheerder enkel een rol kan spelen als het duidelijk is dat de markt niet bereid is te investeren in laadinfrastructuur. De bewijslast hiervoor komt in principe voort uit een uitgeschreven tender, die op een redelijke manier de markt heeft uitgevraagd over deze laadinfrastructuur. Daarbovenop komt dat indien deze tender niet tot een succesvolle inschrijver uit de markt heeft geleid, de netbeheerder enkel voor een periode van 5 jaar deze infrastructuur kan beheren alvorens er een nieuwe tender moet worden uitgeschreven om opnieuw te toetsen of er geen interesse uit de markt bestaat om in deze infrastructuur te investeren.

De intentie van de Europese richtlijn is daarmee zeer helder: het uitgangspunt is dat de exploitatie van laadinfrastructuur een marktactiviteit is en daarmee geen onderdeel van de rol van de netbeheerder speelt. Echter geeft de EU wel degelijk een uitzonderingsmogelijkheid waaronder de netbeheerder een rol kan spelen.

Daarnaast moet men het onderscheid maken tussen de Brusselse interpretatie van splitsing en de Europese werkelijkheid. In veel gevallen is de netbeheerder in andere landen een separaat onderdeel van een groep waarin ook commerciële activiteiten plaatsvinden. Zo is het goed mogelijk dat de groep met een netbeheerder, energiediensten of andere marktactiviteiten ontplooit. De netbeheerder mag in dat geval geen enkele voorkeurspositie innemen ten opzichte van andere bedrijven in zijn groep en moet non-discriminatoir optreden. Het is dan ook best gangbaar dat bedrijven die een netbeheerder in de groep hebben ook commercieel laadobjecten uitbaat. Vanuit Europees perspectief zou er dan ook geen juridisch bezwaar bestaan als Sibelga een commerciële tak zou ontwikkelen (waarschijnlijk wel zelfstandig gefinancierd) en daarmee laadobjecten zou uitbaten. Echter zou Sibelga zich dan non-discriminatoir moeten opstellen ten opzichten van dit bedrijf en zou het logisch zijn als deze entiteit meedingt in competitie met andere aanbieders wanneer een tender wordt uitgeschreven. Deze ontvlechtingsoptie werd door de wetgever passend geacht bij de omzetting van het derde energiepakket. Toch zou dit standpunt opnieuw kunnen worden geëvalueerd door de wetgever om Sibelga de mogelijkheid te bieden een dochteronderneming op te richten om de voormelde activiteiten te ontwikkelen, en dit alles met inachtneming van de voorwaarden die door de Europese wetgeving worden opgelegd.

Bij de laatste situatie waarbij een commercieel zusterbedrijf zich in dezelfde groep bevindt moet overigens wel opgemerkt worden dat bij de presentatie van het Europese winterpackage er wel een verdere vernauwing van de positie van de netbeheerder in zo'n groep wordt voorgesteld. Hierbij wordt voorgesteld

de scheiding tussen het management en de financiering verder te splitsen om zo financiële risico's voor de netbeheerder van andere onderdelen in de groep te verkleinen en de kans op bevoordeling (ook met financieringsvoordelen vanuit de stabiele gereguleerde activiteiten van een netbeheerder) ten opzichte van andere marktpartijen te beperken.

5.3 Regulatorische maatregelen

BRUGEL kan op meerdere manieren een invloed uitoefenen op de regionale EV-markt, vanuit haar bevoegdheden. Op basis van de resultaten van de benchmark en eigen kennis en inzichten van The New Drive gaat het om meerdere mogelijke maatregelen.

De haalbaarheid van maatregel 2 t/m 6 kan op verschillende manieren geanalyseerd worden: in eerste fase door middel van een deskstudie, waarin het concept op papier wordt uitgewerkt. In tweede fase kan een regelluw kader worden voorzien voor enkele pilootprojecten, om de maatregelen in de praktijk te organiseren en te leren. In derde fase kan de maatregel o.b.v. de opgedane inzichten ingesteld worden. Het kan interessant zijn om voor fases 1 en 2 effectief de markt te benaderen d.m.v. een projectoproep, en hen zelf use cases te laten aandragen voor nieuwe maatregelen en de eisen, en deze ook in de praktijk te brengen. Projecten kunnen worden beoordeeld door een bredere groep stakeholders, waaronder de netbeheerder en de energieregulator. In alle fases is de samenwerking (waaronder kennisuitwisseling) tussen netbeheerder, regulator en gewest de basis.

Maatregel 1: (verplichte) strategische plankaart voor de uitrol van publieke laadinfrastructuur

De uitrol van laadinfrastructuur kan een precursor of katalysator zijn voor het prioriteren of versnellen van bepaalde conversietrajecten. Door een al dan niet verplichte strategische plankaart (zie paragraaf 6.4) op te maken – al dan niet in lijn met de vierjaarlijkse investeringsplannen van Sibelga – kan Sibelga en alle betrokken partijen vooruit kijken en bepaalde lijnen voorrang geven om deze te converteren naar 400V.

Maatregel 2: laadpleinen in nabijheid van 400V-transformatoren

In lijn met oplossingsrichting 2 uit de conclusies (zie paragraaf 6.3) kan BRUGEL onderzoeken wat de mogelijkheden zijn en financiële, technische en organisatorische haalbaarheid is om in de nabijheid van bestaande *bitension* en 400V-transformatoren laadpleinen in te richten, als alternatief of aanvulling op oplossingsrichting 1 Belangrijke vragen zijn:

- > Wat is de maximale en wenselijke afstand tussen transformator en laadplein?
- > Wat zijn de mogelijkheden om – parallel aan het huidige net – ondergrondse bekabeling te voorzien, specifiek voor deze laadpleinen? In hoeverre kan dit in bestaande energiewetgeving toegestaan worden?
- > Afhankelijk van de situatie kan de situatie kan de bekabeling regulatorische vragen oproepen waarover BRUGEL moet adviseren.

Deze maatregel is geïnspireerd op een voorbeeld van een pilootproject voor een laadplein van Allego, waar het laadplein zich 100 meter van de transformator bevindt: over deze afstand ligt er een *privaat* net.

Maatregel 3: nieuwe “upgradebare” aansluitcategorie voor laadinfrastructuur

In oplossingsrichting 1 (zie paragraaf 6.3) is er sprake van een netwerk van 2x22 kW laadstations die worden aangesloten op een 3x230V(+N) netaansluiting. In eerste fase bieden deze stations een laadvermogen van 2x 7,4 kW (monofase 32A) en worden ze aangesloten op een monofase 230V 63A netaansluiting. De netaansluiting kan in een latere fase van de transitie worden geconverteerd of “geüpgraded” naar een 400V+N aansluiting, waardoor op het laadstation 2x11 kW (22,2 kVA aansluiting) of

2x22 kW (43,6 kVA aansluiting) laadvermogen kan worden aangeboden. BRUGEL kan onderzoeken wat de financiële, technische en organisatorische haalbaarheid is om een nieuwe aansluitcategorie voor laadinfrastructuur te voorzien. Belangrijke vragen zijn:

- › Wat is het financieel voordeel voor de CPO om met deze nieuwe aansluitcategorie te werken?
- › Welke garanties krijgt de CPO over de timing van de upgrade?
- › Wie betaalt de kosten van de upgrade van de netaansluiting?

Maatregel 4: nieuwe “toekomstbestendige” aansluitcategorie voor laadinfrastructuur

Een belangrijk manco in de huidige exploitatie van publieke laadinfrastructuur is dat de CPO de investering in de netaansluiting dient af te schrijven tijdens de exploitatieperiode die in het concessiecontract is afgesproken. Voor grote aansluitingen voor snellaadinfrastructuur en laadpleinen van 1 Megawatt of meer – nog niet het geval voor de huidige concessie van Pitpoint – vormt dit een nog grotere belemmering dan aansluitingen voor één laadstation.

Er zijn specifiek twee uitdagingen in het kader van de EV-transitie:

- 1) De netaansluiting ligt er voor 50 jaar, terwijl de exploitatieperiode van de eerste CPO op 8-12 jaar ligt. De eerste CPO neemt deze kosten volledig op zich: in de toekomst geniet de volgende CPO van een voordelige netaansluiting. De eerste CPO draagt primair de kosten van een voorziening die op veel langere tijd in de energietransitie een maatschappelijk voordeel oplevert.
- 2) De transitie naar EV vraagt om schaalbare laadinfrastructuur: in jaar 1 kan een laadplein uit 10 laadpunten bestaan, in jaar 2 kan dit uitgebreid zijn naar 20 laadpunten, door een verhoogde laadbehoefte. In dit geval is de vraag welke bekabeling en welke netaansluiting initieel voorzien dient te worden en wie het risico van een toekomstige groei en kosten draagt.

BRUGEL kan onderzoeken om een nieuwe aansluitcategorie, specifiek voor laadinfrastructuur, te voorzien waarbij rekening wordt gehouden met bovenstaande uitdagingen. Een richting voor uitdaging 1 zou kunnen zijn dat de initiële CPO niet de volledige kosten van de nieuwe netaansluiting draagt, en dat deze wordt gespreid over de exploitatieperiodes van meerdere CPO's. Een richting voor uitdaging 2 kan zijn dat er een groeipotentieelstudie voor iedere netaansluiting van een laadplein wordt gedaan, en bij aanvang een groter vermogen wordt voorzien, en dat de CPO deze in 'tranches' kan opnemen. De CPO zou dan niet bij aanvang de netaansluiting aan het volledig vermogen hoeven te bekostigen, maar gespreid in te tijd, in de mate waarin het vermogen ook effectief benodigd is.

Maatregel 5: nieuwe aansluitcategorie i.h.k.v. beperken van netcongestie in piekuren (binaire smart charging)

Geïnspireerd door een cases van netbeheerders Enexis en Liander in Nederland zou een nieuwe aansluitcategorie kunnen worden aangeboden voor laadinfrastructuur. Ze kan ook een algemene aansluitcategorie vormen omdat het tegemoet komt aan de behoeften in de bredere energietransitie. De eenheden in onderstaand voorbeeld zijn indicatief en kunnen nader onderzocht worden:

- › Gebruikers met een huishoudelijke aansluiting (< 150 kVA) krijgen de mogelijkheid om een aansluiting aan te vragen van 14,5 kVA (monofase 63A 230V) aan hetzelfde tarief (of beperkte meerkost) als de standaard (9,2 kVA, monofase 40A 230V) aansluiting.
- › Tijdens piekuren, bijvoorbeeld tussen 17u00 's middags en 21u00 's avonds, is het vermogen van de netaansluiting begrensd op 40A (9,2 kVA). Buiten deze piekuren is het maximale vermogen beschikbaar.

Deze maatregel van *binaire* smart charging is met succes door netbeheerder Enexis getest en wordt in de praktijk in Nederland toegepast. Liander test dit principe op meer dynamische wijze via het project

Flexpower aansluitingen: ook hier wordt op piekmomenten minder vermogen geboden en op dalmomenten meer vermogen.

Maatregel 6: Brussels programma (voor proefprojecten) rond smart charging

De energietransitie biedt verschillende opportuniteiten maar ook uitdagingen op vlak van het Brussels net. Elektrische voertuigen vormen, wanneer ze op de juiste momenten laden (en in verdere toekomst ontladen) een grote opportuniteit voor het Brusselse net op vlak van netcongestie. Zo niet, kunnen elektrische voertuigen net een belemmering vormen voor het net op het vlak van netcongestie, met name wanneer de volumes toenemen.

In dat kader kan 2020 het startschot vormen voor een Brussels programma rond smart charging. De primaire doelstelling van een dergelijk programma kan zijn om smart charging (zie paragraaf 3.2.8) oplossingen te analyseren, ze in de praktijk te testen en beleidsaanbevelingen te vormen. Twee overkoepelende doelstellingen van een dergelijk programma zijn dat het (1) de - voor de EV-transitie noodzakelijke - samenwerking tussen de regionale actoren bevordert en (2) technisch-economische innovatie in de (regionale) EV-industrie bevordert.

Het programma kan worden opgevat rond verschillende pijlers, waarvan we hier enkele voorbeelden ter inspiratie geven, ondermeer op basis van de benchmark uit het buitenland:

- > De inrichting van een regelluw kader voor laadinfrastructuur voor elektrische voertuigen;
- > Het faciliteren en stimuleren van pilootprojecten rond smart charging, waarin markt en overheid samenwerken. Dit kan – niet limitatief – gaan om:
 - Het testen van nieuwe aansluitcategorieën voor laadinfrastructuur en andere verbruikers in de EV-transitie;
 - Het testen van het doorgeven van statische of dynamische laadprofielen van de DNB aan CPO's, bijv. via het OSCP-protocol, waarbij de CPO – al dan niet financieel - vergoed wordt voor de flexibiliteit;
 - Het testen van vehicle 2 grid oplossingen;
 - Innovatie in de rollen van het laadmarktmodel, waarbij bijvoorbeeld MSP's en gebruikers (laadgedrag) een prominentere rol krijgen cq. geïncentiveerd worden om slim te laden;
- > Overkoepelende kennisuitwisseling en -disseminatie, bijvoorbeeld door seminars, excursies en transparante kennisdatabank;
- > Het monitoren van trends en ontwikkelingen van reële laaddata in de Brusselse context.

Maatregel 7: algemene maatregel voor de transitie van 230V naar 400V voor alle distributienetgebruikers

Naast bovenstaande maatregel is het mogelijk om een algemene maatregel voor alle gebruikers te onderzoeken, naar het voorbeeld van Fluvius/VREG (zie benchmark voor meer toelichting):

- > De inrichting van een aanvraagprocedure voor 400V+N voor gebruikers.
- > De aanvraag biedt geen garantie op een 400V+N aansluiting op korte termijn: het is echter wel een input voor Sibelga om prioriteiten te stellen voor bepaalde lijnen of netten.

5.4 Objectieve criteria voor de eisen aan publieke laadinfrastructuur

Ten gevolge van het artikel 33 van de richtlijn (EU) 2019/944 is het voor BRUGEL belangrijk om inzicht te hebben in objectieve criteria om een voor de markt haalbare tender te organiseren. We onderscheiden volgende punten die de kans op het vinden van een of meerdere private CPO's vergroot:

5.4.1 Procedure

Een belangrijke voorwaarde voor een voor de markt haalbare tender is de wijze waarop zij betrokken wordt vóórdat de laadinfrastructuur wordt georganiseerd, en de mate waarin meerdere partijen de ruimte krijgen om te exploiteren. We raden hierin volgende elementen aan:

- › **Organiseer een RFI:** door de markt te consulteren voordat het definitieve laadbeleid en de financieringswijze wordt bepaald, is er meer informatie over de voorwaarden waarop marktpartijen kunnen investeren. Fluvius heeft dit ook gedaan in de Vlaamse context; ook in Nederlandse steden en regio's is dit gangbaar; zeker in het geval van innovatieve of nieuwe omstandigheden: dit laatste is het geval voor Brussel. In de RFI kunnen marktpartijen gevraagd worden naar de voorwaarden voor een positief investeringsklimaat.
- › **Betrek meerdere CPO's voor realisatie:** om een gezonde (concurrentiële) laadmarkt te organiseren is het raadzaam om meerdere CPO's de ruimte geven om te exploiteren in het Brussels gewest. Dit kan vanuit verschillende dimensies georganiseerd worden:
 - Verschillende CPO's per type locatie (on-street, off-street, P&R's, ...) of per type technologie (netwerk van AC-laadstations, laadpleinen, snellaadlocaties).
 - Het in de tijd verdelen van batches: batches zijn gedefinieerd volgens aantallen laadinfrastructuur, zodat de CPO duidelijkheid heeft over het contractvolume. Zodra de batch is uitgeput wordt een nieuwe CPO gezocht.
 - Contractvorm: zowel bij een aanbesteding als vergunningenkader kunnen meerdere CPO's de opdracht of vergunning krijgen om laadinfrastructuur in het gewest te realiseren. Bij een concessieverlening met meerdere CPO's is het raadzaam een afweging te maken tussen de hoeveelheid verwachte laadinfrastructuur en het aantal te betrekken CPO's. Wanneer er te veel CPO's gecontracteerd worden kan het organisatorisch uitdagend worden én kunnen de grote van de batches te klein worden. Bij te weinig (één) CPO's is er te weinig concurrentie en te veel afhankelijkheid van deze CPO. In functie van de hoeveelheid locaties is 2 à 3 partijen een goede balans.

5.4.2 Contractuele voorwaarden

In de breedste zin van het woord in het raadzaam om de voornaamste contractuele voorwaarden niet te eng te formuleren. De belangrijkste vraag voor een CPO is of de investering wordt terugverdiend (met marge): het voornaamste risico is de prognose van het effectieve laadvolume dat op een laadlocatie zal worden gerealiseerd. Hoe meer zekerheid er gegeven kan worden over het laadvolume, hoe beter. Bepalende elementen voor de business case van een CPO zijn dan ook:

- › **Exploitatieperiode:** hoe ruimer hoe interessanter voor de CPO: de *uptake* van elektrisch vervoer neemt exponentieel toe in de tijd;
- › **Eenmalige en recurrente financiële incentives:** er zijn voorbeelden in het buitenland waarbij de CPO per geïnstalleerd laadpunt of per kWh een extra inkomst ontvangt van de opdrachtgever: dit komt het laadtarief en de business case rechtstreeks ten goede. De eenmalige incentive biedt de

grootste impact, omdat het de terugverdiëntijd en het risico op een onrendabele case rechtstreeks beperkt;

- › **Flexibiliteit in tariefstelling:** i.f.v. de beleidsnoden en type infrastructuur kan een andere tariefstelling nuttig zijn: op snelladers is bijvoorbeeld een rotatietarief aangeraden (tarief per tijdseenheid, zodra laadpaal is bezet).
- › **“Gegarandeerde” afname:** zowel het principe ‘paal volgt wagen’ als laadinfrastructuur die op specifieke doelgroepen (taxi’s, deelwagens) gericht is, biedt de CPO meer garantie op afname door een of meerdere vaste gebruikers.
- › **Exclusiviteit en initieel contractvolume:** de mate waarin een CPO garantie heeft op exclusiviteit voor een bepaalde periode (zijnde de plaatsingsperiode), of een bepaalde *batch*.
- › **Voorwaarden bij einde contract:** duidelijkheid over wat er dient te gebeuren op het einde van het contract, zijnde het einde van de exploitatieperiode: het kan open gelaten worden aan de CPO (waarin hij met een voorstel komt);
- › **Laadlocaties:** CPO’s willen graag zekerheid over de uit te rollen laadlocaties zodat deze een goede inschatting van verwacht gebruik kunnen maken. Hoe meer duidelijkheid over de geschiktheid van locaties en/of hoe meer ruimte er aan de CPO wordt gelaten deze locaties te kiezen, hoe aantrekkelijker deze zijn.

5.4.3 Technische voorwaarden

Qua technische eisen is het vooral belangrijk om de eisen niet te innovatief te maken: de lat voor de technische eisen aan publieke laadinfrastructuur (standaarden, protocollen, vermogens, interoperabiliteit, onderhoud en service, smart charging niveau 1 en 2) ligt vandaag reeds hoog genoeg om een kwalitatieve laaddienstverlening te verwachten. Zaken als bidirectioneel laden, uitgebreidere laadconcepten (bijv. met integratie van lokale energie-opwekking), en smart charging op niveau 3 t/m 5 worden best in aparte (piloot)projecten met aparte financiering getest.

In het geval van Brussel zal een aanbesteding met een 230V monofase uitrol (7,4kW) een risico vormen voor de CPO omdat deze afwijkt van andere strategieën in België. Het is dan ook aan te raden CPO’s goed te bevragen in een RFI over deze technologische risico’s.

5.4.4 Regionaal (en federaal) EV-beleid

In ruime zin heeft de CPO baat bij een progressief elektrisch vervoerbeleid, waarbij de consument wordt gestimuleerd om te kiezen voor een elektrisch voertuig i.p.v. een fossiel voertuig. Een progressief EV-beleid vertaalt zich voor het Brussels gewest concreet in:

- › Ambitieuze, realistische beleidsdoelstellingen, waarin beleid wordt aangepast op het al dan niet halen van de doelstellingen;
- › Voldoende VTE’s en interne kennishouders bij de overheidsstakeholders: gewest, lokale overheid, DNB en energieregulator die meewerken aan de uitrol van laadinfrastructuur;
- › Flankerend EV-beleid: hoe wordt EV gestimuleerd en/of gefaciliteerd? Wat zijn de voordelen voor de e-rijder?

6 Conclusies en aanbevelingen

6.1 Algemene conclusies

Voor de algemene conclusies wordt verwezen naar de samenvatting op pagina 3 (Fransstalig) en pagina 5 (Nederlands).

6.2 Conclusies per luik van deze analyse

6.2.1 Technologie van voertuigen en laadinfrastructuur

Kunnen alle elektrische auto's opladen op het net in Brussel?

Het merendeel van de elektrische voertuigen kan opladen op een net waar geen neuter aanwezig is (88% van de gevallen). Enkel de Renault ZOE en Smart Electric Drive – die dezelfde omvormer gebruiken – hebben een net met neuter nodig om op te kunnen laden (op eender welk vermogen). Een technische oplossing voor deze situatie is om een **scheidingstransformator** te gebruiken, waardoor de neuter gecreëerd wordt en deze voertuigen alsnog kunnen laden. In Noorwegen zijn ook thuislaadkabels op de markt met waarbij deze neuter wordt *gecreëerd*.

Laadsnelheid

Op basis van een desk research van het laadvermogen van alle elektrische voertuigen kunnen volgende conclusies getrokken worden

- › **Normaal laden:** alle elektrische voertuigen kunnen opladen aan 3,7 kW (monofase 16A); een meerderheid van de volledig elektrische voertuigen en enkele plug-in hybride voertuigen laden op 7,4 kW (monofase 32A). Verwacht wordt dat dit de komende jaren de *norm* wordt voor stadswagens en wagens met een kleine batterij.
- › **Semi-snelladen:** tot voor kort waren het aantal voertuigen dat op 11 kW (driefase 16A) en 22 kW (driefase 32A) konden opladen beperkt. Laden op 11 kW wordt de nieuwe *norm* voor voertuigen met een middelgrote of grote batterij en premium wagens.
- › **Snelladen:** zo goed als alle voertuigen kunnen inmiddels snelladen op gelijkspanning. In functie van de batterijcapaciteit en de -architectuur (pakketten op 800V) neemt het laadvermogen sterk toe. Tot 2019 was 50-100 kW DC laadvermogen de snellaadstandaard. Inmiddels wordt 150-250 kW de nieuwe standaard voor elektrische personenvoertuigen.

Heavy duty voertuigen en bussen kunnen via pantograaf laadsystemen worden opgeladen tot 600 kW.

Opladen op het verlichtingsnet

Het is technisch mogelijk om elektrische voertuigen op het verlichtingsnet, getuige diverse oplossingen in het buitenland. Of dit specifiek in Brussel mogelijk is, kon helaas niet onderzocht worden, wegens een gebrek aan operationele gegevens.

6.2.2 Conclusies met betrekking tot de benchmark

Vergelijkbaarheid van regio's

Er is geen enkele regio die goed vergelijkbaar is met Brussel. De eerste conclusie die getrokken kan worden uit het opstellen van de benchmark, is dat het niet overal even gemakkelijk is om accurate en correctie informatie te vinden om Brussel te vergelijken met andere steden. Daarnaast blijkt dat de analyse van laadoplossingen een complex samenspel is van regionale, nationale en lokale factoren

waardoor vrijwel elke stad moeilijk te vergelijken blijkt met een andere buitenlandse stad. Bovendien blijkt dat de Brusselse situatie zeer uniek is en dat er tal van mogelijke oplossingen zijn om laadpalen te installeren in Brussel.

Hieronder een klein overzicht waarom bepaalde steden wel en niet vergelijkbaar zijn met Brussel:

- › **Vlaanderen** is vergelijkbaar op vlak van het net. Ook hier is grotendeels een 230V net aanwezig. Qua EV-adoptie volgt Vlaanderen ongeveer dezelfde trend als Brussel. Het grote verschil met het BHG is echter de bevolkingsdichtheid en de on/offstreet verhouding. In Vlaanderen zijn er veel meer opportuniteiten voor de bewoners om thuis hun EV op te laden.
- › In **Luxemburg** ondervindt men geen problemen met betrekking tot de aansluiting tot het net. Er is overal 400V en een nulgeleider aanwezig. Bevolkingsdichtheid is veel lager.
- › **Amsterdam** heeft een vergelijkbare bevolkingsdichtheid en on/off street verhouding van de laadpalen als Brussel, maar heeft een veel hogere graad van EV-adoptie en een dekkend 400V-net. Amsterdam heeft dan ook geen problemen met het aansluiten van laadpalen op het net door een 230V-net.
- › **Oslo** heeft een vergelijkbaar elektriciteitsnet als Brussel, maar heeft een veel lagere bevolkingsdichtheid, een andere on/off street verhouding van laadpalen en hogere EV-adoptie. Ook heeft het een andere grondhouding t.o.v laden en elektrische mobiliteit waardoor het anders tegen publieke investeringen kijkt.
- › Ook in **Londen** ondervindt men geen problemen bij het aansluiten van laadpalen aan het elektriciteitsnet. Men kent echter wel een uitrolstrategie die als voorbeeld in Brussel kan dienen, waarbij trage laadpalen, aangevuld door strategische snellaadhubbs de basis vormen van de laadstrategie.
- › In **Sacramento** worden trage laders door de gebruikers geaccepteerd. De uitrolstrategie is gelijkaardig aan die van Brussel. Echter worden in Sacramento veel private investeringen gedaan in de laadinfrastructuur en heeft de duurzame energiecurve (zonne-energie) een grote impact op het net.

Uit de benchmark kan geen eenduidige conclusie getrokken worden die betrekking heeft op de situatie in Brussel. Belangrijk om te noteren is echter wat dat zowel in Oslo, Londen als Sacramento traagladere een belangrijke rol spelen in de laadmix. Ook voor Brussel kan dat een deel van de oplossing zijn.

6.3 Oplossingsrichtingen voor het Brussels gewest

Op basis van de inzichten uit deze analyse en de huidige netconfiguratie van Brussel zijn volgende oplossingsrichtingen voor publiek toegankelijke laadinfrastructuur mogelijk, die combineerbaar zijn:

Oplossingsrichting 1: gespreid laadnetwerk van 7,4 kW laadstations (en in potentie 11 kW)

88% van de bekabeling in het huidige distributienet werkt op 3x 230V, waarvan 52 procentpunt op 3x 230V met neuter. Op deze locaties kan vandaag reeds een gespreid netwerk van 2x 11 kW AC-laadstations worden uitgerold met een aansluitvermogen van 7,4 kVA per laadpunt (monofase 32A 230V). Hierbinnen zijn de opties van 2x7,2 kW of 2x3,7 kW. Het valt aan te bevelen om te focussen op locaties met 230V + N (52% van het netwerk): wanneer een bepaalde verbinding naar 400V wordt overgezet kunnen deze laadpalen ook op 400V aangesloten worden, en het maximale vermogen aanbieden.

Dit netwerk zou voornamelijk gericht zijn op langparkeerders, zoals bewoners, pendelaars en/of dagtoeristen. 7,4 kW betekent een laadsnelheid van ca. 40 km actieradius per uur.

Een dergelijk vermogen is niet *standaard* voor een publiek laadnetwerk in de Benelux. Het is daarom raadzaam om in goed contact met de markt (bijvoorbeeld via een RFI) de haalbaarheid en bereidwilligheid om te investeren af te toetsen. Een aanbod van laadstations van 7,4 kW creëert immers een ander laadgedrag dan laadstations van 11 of 22 kW.

Een aandachtspunt is dat er bij deze oplossing wordt gekeken naar risico op fase onbalans: laadstations dienen niet op dezelfde fasen aangesloten te worden.

Oplossingsrichting 2: laadpleinen in de buurt van de huidige *bitension* en 400V-transformatoren

In 2019 waren 76% van de 3.302 transformatoren *bitension* (zowel 3 fasen 400V+N als 230V+N) en 4% 400V+N: 80% van de huidige assets biedt dus reeds 400V+N ter plaatse aan. Een aanvullende (of alternatieve) oplossingsrichting is om laadpleinen (zie paragraaf 3.2.6) in de nabijheid van deze transformatoren te voorzien.

Dit netwerk zou vooral interessant kunnen zijn voor dichtbevolkte buurten waar men afhankelijk is van de publieke ruimte om te parkeren (bewoners), P&R-parkings en multimodale hubs waar taxi's, deelwagens en openbaar vervoer samenkomen.

Door laadpleinen of -hubs te voorzien wordt de investering van een kabel gespreid over meerdere laadpunten. Het biedt de mogelijkheid om meerdere types laadinfrastructuur te installeren (AC, DC, normaal/semi-snel/snel), en op termijn ook stroomvoorziening voor heavy duty transport (zoals pantograafloaders) te reserveren. Het biedt ook de ideale gelegenheid om te load balancen of smart chargen. De markt biedt vandaag verschillende schaalbare oplossingen: het aantal laadpunten kan in functie van bezettingsgraad gradueel worden uitgebreid.

Het is mogelijk om laadlocaties op voorhand te identificeren en in *batches* in concessie aan de markt aan te bieden, waardoor er een concurrentiële laadmarkt in Brussel kan ontstaan.

Tot slot: omgekeerd kan de locatiebepaling van een laadplein kan ook een katalysator voor een versnelde uitrol van een 400V-net vormen. De afwezigheid van een 400V net hoeft namelijk geen bepalende factor te zijn om een locatie te bepalen. Om te bepalen of het al dan niet noodzakelijk en wenselijk is om voor een gekozen locatie het net te verzwaren, dient nauw samen gewerkt te worden met Sibelga.

Oplossingsrichting 3: (off street) laadpleinen op midden (hoog)-spanningsnet

Een uitbreiding op oplossingsrichting 2 is dat er een niveau hoger gekeken wordt naar het hoogspanningsnet: met name voor locaties waar meerdere snelladers (150 kW en meer) zullen komen kan dit relevant zijn. We spreken dan over netaansluitingen van 1-5 MW. Een alternatief is om nauw samen te werken met private locatie-eigenaren, zoals winkelketens en/of private parkeeruitbaters: zij hebben vaak reeds een 400V+N aansluiting.

6.4 Aanbevelingen

Op basis van de inzichten uit deze analyse en de huidige netconfiguratie van Brussel zijn volgende aanbevelingen geformuleerd in algemene zin, dus gericht aan alle bij laadinfrastructuur betrokken stakeholders in het Brusselse landschap:

6.4.1 (Energie)regelgeving en aansluitingsbeleid

Artikel 33 van de richtlijn (EU) 2019/944 geeft BRUGEL een duidelijk handvat ten aanzien van de energiemarkt waarbij het duidelijk is dat de netbeheerder enkel een rol kan spelen als het duidelijk is dat de markt niet bereid is te investeren in laadinfrastructuur (zie ook paragraaf 5.2). Het feit dat Brussel op vlak van nettypologie een uitzondering vormt in het Europese landschap is in elk geval geen basis om af te wijken van de gelegenheid om de markt te laten investeren in publieke laadinfrastructuur. De distributienetbeheerder kan weliswaar wel een rol spelen in de coördinatie van de marktbenadering. Het voordeel van een dergelijke rol is dat de netbeheerder de uitgelezen actor is met kennis van het distributienet, en nauw kan samenwerken met de CPO. Dit is ook succesvol gebleken bij de uitrol in Vlaanderen.

Een randvoorwaarde voor een dergelijke rol voor Sibelga is dat de randvoorwaarden voor de aanbesteding of het vergunningenbeleid wel gezamenlijk met de regionale (en lokale) overheden wordt gemaakt, met bindende toetsing door de energieregulator. De criteria die aan een CPO worden gesteld dienen de juiste balans te vinden tussen beleidsmatige wensen van overheid en netbeheerder en eisen en voldoende verdienpotentieel (zich vertalend in bepaalde contractuele ruimte) voor de CPO. Hiervoor wordt verwezen naar paragraaf 5.4. Er wordt vanuit deze analyse ten zeerste aangeraden om hiervoor een marktconsultatie of *Request for Information* te organiseren.

In paragraaf 5.3 zijn diverse aanbevelingen opgenomen, specifiek aan BRUGEL, voor mogelijke regulatoire maatregelen, in lijn met de oplossingsrichtingen voor het Brussels Gewest, die in vorige paragraaf zijn voorgesteld. Het gaat hierbij om:

1. Het organiseren van een al dan niet verplichte strategische plankaart van publieke laadinfrastructuur;
2. Het onderzoeken van de mogelijkheden voor laadpleinen in nabijheid van 400V-transformatoren;
3. Het onderzoeken van een nieuwe aansluitcategorie t.b.v. 7,4 kW laadstations;
4. Het onderzoeken van een nieuwe aansluitcategorie t.b.v. laadpleinen;
5. Het onderzoeken van een nieuwe aansluitcategorie t.b.v. binaire smart charging
6. Het verkennen van een Brussels programma smart charging;
7. Het onderzoeken van een maatregel voor de transitie van 230V naar 400V voor alle netgebruikers.

6.4.2 Uitrolstrategie en uitrolplan

Voor het installeren van publiek toegankelijke laadinfrastructuur zijn er meerdere **ruimtelijk-energetische oplossingsrichtingen**. Hiervoor wordt verwezen naar paragraaf 6.3

Aanvullend raden we volgende elementen aan:

- › **Doelgroepenaanpak:** de meeste regio's die voorop lopen in laadbeleid maken een doelgroepbenadering onderdeel van de laadstrategie: de laadbehoefte wordt in nauw overleg met de doelgroep bepaald, waardoor gericht laadoplossingen kan worden aangeboden door de stad, met al dan niet co-investeringen vanuit de doelgroep. Voorbeelden zijn autodeelorganisaties, taxi's,

stadsdistributie, busoperatoren, grote fleet owners, ... Nauw, regelmatig overleg met deze grote vlootbeheerders of sectoren is cruciaal: wanneer een bepaalde fleet owner (bijvoorbeeld een autodeelorganisatie) met grote stappen zijn vloot elektrificeert, heeft dit grote impact op bezettingsgraad van het laadnetwerk. De huidige bedrijfsvervoerplannen kunnen hiervoor ook als tool worden ingezet.

- › **Strategische plankaart:** andere regio's hebben positieve ervaringen met de opmaak van een strategische plankaart: dit is een geografische kaart waarbij laadlocaties vóóordat ze worden uitgevraagd aan de markt worden vastgelegd. Dit is een proces waarbij lokale overheid, regionale overheid en netbeheerder betrokken is. De plankaart biedt voor alle betrokken partijen duidelijkheid: het laat de netbeheerder toe om (vooruit) te plannen in het netwerk. De overheid kan een verzamelverkeersbesluit nemen, zodat het realisatieproces wordt versneld en er is vanaf het begin duidelijkheid voor de CPO over het verdienpotentieel. Sommige steden laten ook bewonersfeedback toe. Hiervoor zijn ook reeds IT-platformen, speciaal voor laadinfrastructuur, ontwikkeld.
- › **Uitrolplanning:** zodra de locaties op de plankaart zijn vastgelegd is de vraag welke locaties het eerst worden voorzien van laadinfrastructuur: de uitrolplanning geeft een zicht op de fasering van de uitrol. Dit kan worden overgelaten aan de (kennis van de) markt of op voorhand worden ingevuld in functie van het mobiliteitsplan of parkeerbeleid. De eerste laadlocaties kunnen 'strategisch' worden bepaald, bijvoorbeeld in functie van nabijheid van bepaalde functies of volgens aanvraag van bewoners ('paal volgt wagen'). Nadien wordt aangeraden – op basis van ervaring uit het buitenland – om de uitrol op basis van reële data te voeren. De meest aangewezen parameter is reële bezettingsgraad.
- › **Appartementsgebouwen:** een aanzienlijk deel van de Brusselse bevolking woont in appartementen en is afhankelijk van parkeerruimte in deze gebouwen. Ervaring uit het buitenland leert dat het zeer lastig is om laadinfrastructuur te realiseren omdat de elektriciteitsvoorziening in de parkeergarage gemeenschappelijk is, en gemeenschappelijke kosten gemaakt moeten worden voor laadinfrastructuur (terwijl nog niet iedereen elektrisch rijdt). Vanuit deze analyse wordt aangeraden om oplossingsrichtingen te analyseren en te voorzien, aangezien dit om een aanzienlijk aandeel van de parkeercapaciteit voor Brusselse inwoners betreft. Indien hier geen oplossing wordt voorzien zullen deze mensen niet of langzamer overschakelen op EV, of hun voertuigen op straat opladen.
- › **Off-street** als deel van de oplossing: buiten de publieke ruimte is er een enorm potentieel om voertuigen op te laden: naast de private woningen en appartementsgebouwen dient Brussel te kijken naar samenwerking met publieke en private parkeeractoren om laadvoorzieningen te organiseren. Dit is noodzakelijk om de druk op de openbare ruimte te beperken.
- › **Progressief EV-beleid:** in brede zin is het, voor het behalen van de klimaat- en luchtkwaliteitsdoelstellingen belangrijk om noodzakelijk om een progressief elektrisch vervoerbeleid te voeren. Dit beïnvloedt rechtstreeks het welslagen van publieke laadinfrastructuur, vanwege een positieve business case voor consument en de CPO. Hiervoor wordt ook verwezen naar paragraaf 5.4:
 - Ambitieuze, realistische beleidsdoelstellingen, waarin beleid wordt aangepast op het al dan niet halen van de doelstellingen;
 - Voldoende VTE's en interne kennishouders bij de overheidsstakeholders: gewest, lokale overheid, DNB en energieregulator die meewerken aan de uitrol van laadinfrastructuur;
 - Flankerend EV-beleid: hoe wordt EV gestimuleerd en/of gefaciliteerd? Wat zijn de voordelen voor de e-rijder?

6.4.3 Samenwerking tussen netbeheerder -regulator, gewest, gemeenten en andere stakeholders

Een van de hoofdconclusies van deze analyse is dat samenwerking tussen de voornaamste actoren de voornaamste sleutel vormt tot een succesvol laadbeleid. Deze samenwerking is een continue, blijvende samenwerking, zowel voor, tijdens als na aanbestedingsprocedures:

› **Fase 1: laadstrategie**

Eerst en vooral dient gemeenschappelijk een beleidsvisie en laadstrategie te worden bepaald. Enkele ingrediënten voor deze strategie zijn hierboven opgenomen. In de samenwerking is het belangrijk om zowel op strategisch als operationeel niveau contacten te hebben. In deze fase is het noodzakelijk om samen de opportuniteiten en risico's die de uitrol met zich meebrengt in kaart te brengen. De belangrijkste stakeholders zijn de gewestelijke overheid, de distributienetbeheerder en energieregulator en de Brusselse gemeenten.

› **Fase 2: plan van aanpak en strategische plankaart**

Voordat een aanbestedingsprocedure of vergunningenkader van start gaat, dient de laadstrategie vertaald te worden naar een plan van aanpak en strategische plankaart. Hiervoor dienen goede afspraken gemaakt te worden tussen de DNB, de betrokken gemeenten, het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (BHG) en indien nodig de energieregulator.

- Het opmaken van een strategische plankaart (zie paragraaf 6.4.3) brengt duidelijkheid aan alle actoren. Het aantal te installeren laadstations dient in lijn te liggen met de ambities vastgelegd in het Goodmove en energie- en klimaatplan. De kaart staat los van het eigendom: publiek toegankelijke laadinfrastructuur op lokale, gewestelijke als private grond kunnen worden opgenomen. Ook met het BHG dienen daarom afspraken gemaakt te worden omtrent de installatie van laadpalen en laadhubs.
- Het plan van aanpak bevat ondermeer het kader voor de aanbesteding/vergunningenkader, de financieringswijze, de toekomstige governance en communicatie met stakeholders.
- Het is in deze fase cruciaal om de randvoorwaarden voor een mogelijk contract met de markt af te toetsen via een marktconsultatie/RFI. Temeer als in Brussel wordt gekozen voor laadstations met een vermogen van 7,4 kW; vooralsnog uniek in de Benelux. Er zijn meerdere manieren om laadinfrastructuur in de openbare ruimte te organiseren: via een opdracht, concessie of vergunningenkader. De aanpak kan verschillen per type locatie, type infrastructuur of doelgroep.
- Voordat fase 3 wordt gestart dienen de finale randvoorwaarden (zie paragraaf 5.4) van de aanbesteding of vergunningenkader vastgelegd te worden, waaronder de financieringswijze en hoe de kosten tussen betrokken stakeholders verdeeld zullen worden.

› **Fase 3: marktbenadering**

De organisatie van de aanbestedingsprocedure(s) of vergunningenkader kan door meerdere partijen uitgevoerd worden. In Vlaanderen werd dit door de netbeheerder gedaan, in andere regio's met name door de regionale of lokale overheid. Voor Brussel zijn beide mogelijk, op voorwaarde dat de contouren van de marktbenadering gemeenschappelijk zijn vastgelegd in fase 1 en 2.

› **Fase 4: realisatie**

Eens de aanbesteding gegund is, worden de eerste batches ingevuld en de locaties (op microniveau)

vastgelegd. De DNB, het BHG, de gemeentes en de CPO('s) dienen rond tafel te zitten om de strategische plankaart te vertalen naar een uitrolplan.

Tijdens het realisatieproces is het in ieders belang dat alles zo vlot mogelijk verloopt. Daarom worden de verantwoordelijkheden van elke stakeholder duidelijk afgebakend tijdens het opstellen van het uitrolplan. Gewest, DNB, gemeenten en CPO dienen laagdrempelig te kunnen communiceren omtrent onder andere aanvragen van vergunningen, aansluiten van het net, laadlocaties voorzien van de nodige parkeerruimte en signalisatie,...

7 Bijlage 1: bronnenlijst

- > Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (2018), Sturen in parkeren
- > <https://www.amsterdam.nl/parkeren-verkeer/amsterdam-elektrisch/laadnetwerk/>
- > <https://www.elaad.nl/uploads/files/Factsheets-NAL/Factsheet-NAL-Marktmodellen-voor-de-uitrol-van-publieke-laadinfrastructuur-ElaadNL.pdf>
- > <https://nederlandelektrisch.nl/actueel/nieuwsoverzicht/i863/52-extra-snelladers-voor-amsterdam>
- > <https://www.cityofsacramento.org/Public-Works/Electric-Vehicle-Initiatives/Curbside-Charging>
- > <https://elbil.no/the-ultimate-ev-tourist-guide-to-norway/>
- > <https://www.nordicenergy.org/wp-content/uploads/2018/05/NordicEVOutlook2018.pdf>
- > https://www.cityofsacramento.org/-/media/Corporate/Files/Public-Works/Electric-Vehicles/EVStrategy_171212_FINAL_CityOfSacramento.pdf?la=en
- > <http://lruc.content.tfl.gov.uk/london-electric-vehicle-infrastructure-taskforce-delivery-plan.pdf>
- > <https://www.londoncouncils.gov.uk/our-key-themes/transport/roads/gulcs>

8 Bijlage 2: benchmark resultaten

Tabel 10: kerncijfers per regio of land (2019).*

	Totale vloot BEV 2019	Totale vloot PHEV 2019	Marktaandeel nieuwe inschr. BEV 2019	Marktaandeel nieuwe inschr. PHEV 2019	Aandeel BEV t.o.v. totale vloot 2019	Aandeel PHEV t.o.v. totale vloot 2019	# Publieke snelladers (> 22 kW) 2019	# publieke laders (<= 22 kW) 2019
Brussel	18.829	41.987	1,7%	1,7%	0,32%	0,71%	359	6.070
Vlaanderen	18.829	41.987	1,7%	1,7%	0,32%	0,71%	359	6.070
Amsterdam	107.536	95.885	15,2%	1,3%	1,26%	1,13%	1.072	49.520
Oslo	222.796	105.536	45,9%	14,6%	7,91%	3,75%	3.426	10.337
Luxemburg	2.574	2.551	2,0%	1,8%	0,61%	0,61%	12	900
Londen	99.437	173.220	1,8%	1,7%	0,31%	0,54%	4.735	22.359

Tabel 11: inzichten op kerncijfers per regio of land.*

	% inwoners to.v. land	# Publieke snelladers per 100 km snelweg (land)	# voertuigen per laadpunt (land) 2019	BEV in regio 2019	PHEV in regio 2019	EV in regio 2019	EV per 1.000 inwoners	% EV nieuwe inschrijvingen (land) 2019	EV per totale vloot (land) 2019
Brussel	11%	20	9	1.980	4.415	6.395	5,3	3,4%	1,0%
Vlaanderen	57%	20	9	10.795	24.072	34.867	5,3	3,4%	1,0%
Amsterdam	5%	35	4	5.328	4.750	10.078	11,7	16,5%	2,4%
Oslo	13%	655	24	28.785	13.635	42.420	61,2	60,5%	11,7%
Luxemburg	19%	7	6	478	474	952	8,2	3,8%	1,2%
Londen	13%	125	10	13.048	22.730	35.778	4,0	3,5%	0,9%

* De cijfers zijn geëxtrapoleerd op land niveau i.f.v. inwoner-aantallen. Dat is de reden dat de cijfers van Vlaanderen en Brussel op veel indicatoren overeen komen.

8.1 Basiseigenschappen van de geselecteerde (stads)regio

BRUSSEL	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Aantal inwoners	/	1.208.542 inwoners (1/1/2019) ¹⁴	/
Oppervlakte	/	161,38 km ² oppervlakte	/
Bevolkingsdichtheid	/	7489 inw./km ²	/
Aantal inwoners met een private parkeerplaats	/	10% van gezinnen parkeert in eigen parkeerplaatsen, 90% is afhankelijk van publieke ruimte (VUB).	Weinig inwoners genieten van een private parkeerplaats waar eventueel een private laadpaal geïnstalleerd kan worden.

VLAANDEREN	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Aantal inwoners	Slecht vergelijkbaar	6.589.069 inwoners (1/1/2019)	Brussel heeft veel minder inwoners.
Oppervlakte	Slecht vergelijkbaar	13.521 km ² oppervlakte	Brussel is kleiner qua oppervlakte.
Bevolkingsdichtheid	Slecht vergelijkbaar	487 inw./km ²	Brussel heeft een veel hogere bevolkingsdichtheid
Aantal inwoners met een private parkeerplaats	Slecht vergelijkbaar	Gemiddeld parkeert ongeveer 2/3 van de gezinnen parkeert in eigen parkeerplaatsen, 1/3 is afhankelijk van publieke ruimte. In Antwerpen en Gent is de situatie meer vergelijkbaar met Brussel.	/

LUXEMBURG	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Aantal inwoners	Slecht vergelijkbaar	116.323 inwoners (2018)	Brussel heeft veel meer inwoners.
Oppervlakte	Slecht vergelijkbaar	51,46 km ² oppervlakte	Brussel is ongeveer drie maal groter qua oppervlakte.
Bevolkingsdichtheid	Beperkt vergelijkbaar	2.260 inw./km ²	Brussel heeft een bevolkingsdichtheid die bijna 3,5 maal hoger ligt.
Aantal inwoners met een private parkeerplaats		Onbekend	

AMSTERDAM	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Aantal inwoners	Vergelijkbaar	862.965 inwoners (2019)	Het inwonersaantal bedraagt ongeveer twee derde van het aantal inwoners in Brussel.
Oppervlakte	Vergelijkbaar	219,39 km ² oppervlakte waarvan 53,99 km ² wateroppervlakte	De landoppervlakte is iets groter in Amsterdam dan in Brussel.
Bevolkingsdichtheid	Vergelijkbaar	5214 inw./km ² rekening houdende met de landoppervlakte	De bevolkingsdichtheid is lager in Amsterdam, doch vergelijkbaar met Brussel.

Aantal inwoners met een private parkeerplaats	Vergelijkbaar	Er zijn in Nederland ongeveer 1,4 miljoen private en 9,8 mln. parkeerplaatsen op straat en parkeerterreinen op een totaal van 14,4 miljoen plekken (IenM 2018). In de e-mobiliteitsector wordt in de regel gerekend dat +/- 70% van de inwoners geen toegang tot private laadopties kent. Dit zal nog hoger zijn in steden zoals Amsterdam.	Nederland kent door het hele land (en specifiek in de steden) een zeer lage mate van private parkeermogelijkheden. Hierdoor kent het net zoals Brussel een zeer hoge publieke vraag (zelfs buiten de grote steden). Daarnaast is er net zoals in Brussel in de grotere steden een moeilijke situatie qua werven.
---	---------------	---	--

OSLO	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Aantal inwoners	Beperkt vergelijkbaar	693.494 inwoners (2020)	Het aantal inwoners bedraagt ongeveer de helft vergeleken met Brussel.
Oppervlakte	Beperkt vergelijkbaar	454 km ² oppervlakte	De oppervlakte is bijna drie maal die van Brussel.
Bevolkingsdichtheid	Beperkt vergelijkbaar	1527 inw./km ²	De bevolkingsdichtheid ligt dus ook veel lager dan in Brussel.
Aantal inwoners met een private parkeerplaats	Beperkt vergelijkbaar	Er zijn geen cijfers voor Oslo bekend. In de gesprekken is aangegeven dat het zeer aannemelijk is dat er meer mogelijkheden zijn om privaat te laden.	In Oslo is er een lagere mate van afhankelijkheid van parkeren op straat. De meeste mensen met een auto hebben toegang tot een private of semi-private parkeerplaats.

LONDEN	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Aantal inwoners	Beperkt vergelijkbaar	8.908.081 inwoners	Het inwonersaantal is veel hoger dan in Brussel.
Oppervlakte	Beperkt vergelijkbaar	1.737.9 km ² oppervlakte	De oppervlakte is ook veel groter dan die van Brussel.
Bevolkingsdichtheid	Vergelijkbaar	5.666 inw./km ²	De bevolkingsdichtheid is echter heel vergelijkbaar.
Aantal inwoners met een private parkeerplaats	Vergelijkbaar	Onbekend: een ruwe inschatting is dat Londen – met zijn vele residentiële buitenwijken ongeveer 70% afhankelijk is van de publieke ruimte om te parkeren.	/

SACRAMENTO	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Aantal inwoners	Beperkt vergelijkbaar	501.334 inwoners	Het aantal inwoners bedraagt minder dan de helft vergeleken met Brussel.
Oppervlakte	Beperkt vergelijkbaar	259.27 km ² oppervlakte	De oppervlakte is zo'n 100 km ² groter dan die van Brussel.
Bevolkingsdichtheid	Beperkt vergelijkbaar	1.934 inw./km ²	De bevolkingsdichtheid ligt bijgevolg lager dan in Brussel.

Aantal inwoners met een private parkeerplaats		Onbekend	
---	--	----------	--

8.2 Staat van elektrische mobiliteit in de geselecteerde (stads)regio

BRUSSEL	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Aantal BEV's/PHEV's	/	<ul style="list-style-type: none"> > 6.395 EV's (eind 2019) > 5,3 EV's per 1.000 inwoners (eind 2019) 	
Totaal aantal voertuigen	/	<ul style="list-style-type: none"> > 3,4% nieuwe inschrijvingen (eind 2019) > 1,0% van de totale vloot is EV (eind 2019) 	
Aantal publieke laadpalen	/	<ul style="list-style-type: none"> > 359 publiek toegankelijke snellaadpunten (België) > 6.070 laadstations (22 kW of lager) (België) > 20 snellaadpunten per 100 km snelweg > 9 EV's per laadpunt 	
Culturele context			

VLAANDEREN	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Aantal BEV's/PHEV's	Vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> > 34.867 EV's (eind 2019) > 5,3 EV's per 1.000 inwoners (eind 2019) 	
Totaal aantal voertuigen	Vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> > 3,4% nieuwe inschrijvingen (eind 2019) > 1,0% van de totale vloot is EV (eind 2019) 	
Aantal publieke laadpalen	Beperkt vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> > 359 publiek toegankelijke snellaadpunten (België) > 6.070 laadstations (22 kW of lager) (België) > 20 snellaadpunten per 100 km snelweg > 9 EV's per laadpunt 	
Culturele context			

LUXEMBURG	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Aantal BEV's/PHEV's	Beperkt vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> > 952 EV's (eind 2019) > 8,2 EV's per 1.000 inwoners (eind 2019) 	
Totaal aantal voertuigen	Vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> > 3,8% nieuwe inschrijvingen (eind 2019) > 1,2% van de totale vloot is EV (eind 2019) 	

Aantal publieke laadpalen		<ul style="list-style-type: none"> > 12 publiek toegankelijke snellaadpunten (land) > 900 laadstations (22 kW of lager) (land) > 7 snellaadpunten per 100 km snelweg > 6 EV's per laadpunt 	
Culturele context			

AMSTERDAM	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Aantal BEV's/PHEV's	Beperkt vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> > 10.078 EV's (eind 2019) > 11,7 EV's per 1.000 inwoners (eind 2019) 	
Totaal aantal voertuigen	Beperkt vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> > 16,5% nieuwe inschrijvingen (eind 2019) > 2,4% van de totale vloot is EV (eind 2019) 	
Aantal publieke laadpalen		<ul style="list-style-type: none"> > 1.072 publiek toegankelijke snellaadpunten (NL) > 49.520 laadstations (22 kW of lager) (NL) > 35 snellaadpunten per 100 km snelweg > 4 EV's per laadpunt 	
Culturele context			

OSLO	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Aantal BEV's/PHEV's	Niet vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> > 42.420 EV's (eind 2019) > 61,2 EV's per 1.000 inwoners (eind 2019) = 12x Brussel 	
Totaal aantal voertuigen	Niet vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> > 60,5% nieuwe inschrijvingen (eind 2019) > 11,7% van de totale vloot is EV (eind 2019) 	
Aantal publieke laadpalen	Slecht vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> > 3.426 publiek toegankelijke snellaadpunten (land) > 10.337 laadstations (22 kW of lager) (land) > 655 snellaadpunten per 100 km snelweg = 32x Brussel > 24 EV's per laadpunt 	
Culturele context	Slecht vergelijkbaar	De Noren zijn vroeg begonnen met de introductie van elektrische voertuigen. De achterliggende reden lijkt niet zozeer van economische aard te zijn geweest, maar meer vanuit een breed gesteunde ecologische overtuiging. Dit zorgt dat de Noren de introductie in mindere mate vanuit een drijfveer en focus op geld	Wanneer men naar Noorwegen kijkt en vergelijkt is het goed te beseffen dat veel van de genomen maatregelen maatschappelijk geld kosten die vaak breed gesteund zijn. Nu de groei dermate groot is, is toenemende mate te zien dat er meer bewustzijn van deze kosten is en aanpassingen doorgevoerd worden. In Brussel is er ook

		hebben geïntroduceerd (ondanks dat de individuele keuze mogelijk wel gevoed is door subsidies). Dit is dan ook terug te zien in de voordelen die er geboden (werden) zoals gratis parkeren, laden, etc. . .	brede steun maar lijken er minder financiële middelen om deze op dezelfde manier te steunen (Noorwegen is zeer vermogend). Dit zorgt ervoor dat in Brussel EV meer met het oog voor het beperken van (maatschappelijke) kosten worden ingevoerd.
--	--	---	--

LONDEN	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Aantal BEV's/PHEV's	Vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> > 35.778 EV's (eind 2019) > 4,0 EV's per 1.000 inwoners (eind 2019) 	
Totaal aantal voertuigen	Beperkt vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> > 3,5% nieuwe inschrijvingen (eind 2019) > 0,9% van de totale vloot is EV (eind 2019) 	
Aantal publieke laadpalen	Vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> > 4.735 publiek toegankelijke snellaadpunten (UK) > 22.359 laadstations (22 kW of lager) (UK) > 125 snellaadpunten per 100 km snelweg > 10 EV's per laadpunt 	
Culturele context			

8.3 De energiemarkt in de geselecteerde (stads)regio

VLAANDEREN	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Structuur energiemarkt	Zeer vergelijkbaar	Dezelfde regelgeving (federale materie) als in Brussel.	/
Structuur netbeheer	Zeer vergelijkbaar	Dezelfde regelgeving (federale materie)	/
Technische structuur elektriciteitsnet	Beperkt vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> › Ca. 80% van het Vlaams energienet is reeds een driefasig net met neuter. Zeker in landelijke gebieden is dit net reeds voorzien (bv. Limburg). Vandaag zijn de 230V netten vooral in verstedelijkt gebied nog aanwezig, waaronder bepaalde wijken in centrumsteden en steden in de Vlaamse Rand. Ze maken ongeveer 20% uit van alle Vlaamse laagspanningsnetten en zijn bijgevolg niet verwaarloosbaar. › Bij het volgende investeringsplan van Fluvius zal de VREG vragen om deze problematiek met meer detaillering in kaart te brengen. › Bij toenemende elektrificatie (PV-installaties, warmtepompen en elektrisch rijden) zullen deze netten versneld vervangen moeten worden. › Sinds het jaar 2000 wordt bij een vervanging van deze netten steeds een 4-geleidernet op 400 V aangelegd. Bepaalde delen van het net, met specifieke wijken in historische binnensteden van centrumsteden en met name rond Vlaamse rand hebben nog een 230V net zonder neuter. 	<ul style="list-style-type: none"> › De 20% 230V-net situatie wordt (nog) niet als een hoogdringend probleem gezien. Bepaalde hoogvermogen warmtepompen en een minimaal aantal voertuigen kunnen niet opladen. Mocht deze situatie zich voordoen, kan in individuele gevallen beroep gedaan worden op scheidingstransformatoren. › Bij de controle van het volgende investeringsplan van Fluvius zal de VREG bijkomende informatie opvragen om de situatie van de 230V netten breder in kaart te brengen: waar zijn ze gesitueerd, hoe oud zijn ze? Kabels van 230V-netten worden op 50 jaar afgeschreven; transformatoren op 30 jaar. › Fluvius heeft sinds 2000 geen 230V netten meer gelegd; dat wil zeggen dat er nog maximaal 30 jaren resteren om de 20% 230V-netten te vervangen en te upgraden. › Sinds januari is er een nieuwe tariefformule voor burgers. Burgers kunnen hun netaansluiting voor 500 euro upgraden van een 3-fase 230V naar 3-fase 400V+N aansluiting. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Fluvius zal dan te zijner tijd i.f.v. de meerjarenplanning, in overleg met gemeenten, de netaansluiting waarvoor de upgrade is aangevraagd upgraden. De upgrade is met andere woorden niet onmiddellijk. ▪ Op dat moment wordt een extra kabel (400V+N) getrokken naast de bestaande 230V-kabel, en aangesloten op een

			<p>zevenpuntstransformator, die zowel 230V als 400V spanning voorziet.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Er zijn nog diverse vragen over deze nieuwe tariefformule, o.a. hoeveel keer deze is aangevraagd; in welke mate Fluvius rekening houdt met aanvragen om bepaalde straten/wijken versneld te saneren, .. ▪ Het is in zekere zin een ontradende maatregel: mocht er namelijk een scheidingstransformator geplaatst worden, neemt Fluvius de kosten op zich.
Welke aansluitings-modaliteiten worden voorzien voor laadpalen?	Beperkt vergelijkbaar	Voor de uitrol van 3 fase laadinfrastructuur worden alle mogelijke kosten voor een unieke oplossing (een scheidingstransformator) zoveel mogelijk vermeden. Indien er een bepaalde hoeveelheid laadinfrastructuur nodig is voor een bepaalde straat, wordt dit net met voorrang geüpgraded naar een driefase net met neuter.	
Faciliteert de netbeheerder het aansluiten van laadpalen (bv: korting op aansluitingskosten, korting op verbruik, versneld 400V net uitrollen,...)?		Niet van toepassing.	
Zijn er scheidings-transformators geïnstalleerd op het 3*230V net zonder neuter?		In individuele gevallen wel. Wanneer het bijvoorbeeld economisch niet rentabel is om een 400V kabel te trekken.	
Zijn er laadpunten aangesloten op het lichtnet?	Zeer vergelijkbaar	Neen.	/
Welk type elektriciteitsmeters werden geïnstalleerd op de laadpalen? En worden meters door de DNB verplicht op elke laadpaal?	Zeer vergelijkbaar	De energielevering vindt plaats <i>achter de meter</i> : dat wil zeggen dat ieder laadstation een aparte netaansluiting en meter heeft.	

Belangrijke uitdagingen ten opzichte van netbeheer en energiesysteem		Geen uitzonderlijke uitdagingen.	
--	--	----------------------------------	--

LUXEMBURG	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Structuur energiemarkt	Zeer vergelijkbaar	Gelijkwaardige Europese regelgeving.	/
Structuur netbeheer	Beperkt vergelijkbaar	Creos is zowel de transmissie- als distributienetbeheerder.	
Technische structuur elektriciteitsnet	Niet vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> > Geen 230V-netten aanwezig in Luxemburg. > Zwaar overgedimensioneerd net: weinig tot geen uitdagingen op vlak van netcongestie. 	/
Welke aansluitingsmodaliteiten worden voorzien voor laadpalen?	Niet vergelijkbaar	In Luxemburg kunnen laadpalen gewoon aan het bestaande net aangesloten worden. Er zijn dus geen specifieke aansluitingsmodaliteiten nodig.	/
Faciliteert de netbeheerder het aansluiten van laadpalen (bv: korting op aansluitingskosten, korting op verbruik, versneld 400V net uitrollen,...)?	Niet vergelijkbaar	Niet van toepassing: Creos is zelf CPO en sluit dus zijn eigen laadinfrastructuur aan.	
Zijn er scheidings-transformatoren geïnstalleerd op het 3*230V net zonder neuter?	Niet vergelijkbaar	Neen. Dat is ook niet nodig in Luxemburg. Het net heeft overal een neuter.	/
Zijn er laadpunten aangesloten op het lichtnet?		Onbekend.	
Welk type elektriciteitsmeters werden geïnstalleerd op de laadpalen? En worden meters door de DNB verplicht op elke laadpaal?		Elektriciteitsmeters zijn per laadstations verplicht.	
Belangrijke uitdagingen ten opzichte van netbeheer en energiesysteem	Beperkt vergelijkbaar	Het in lijn brengen van de decentrale (piek)opwekking met het verbruik.	/

AMSTERDAM	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Structuur energiemarkt	Zeer vergelijkbaar	De elektriciteitsmarkt is volledig gesplitst waarbij de netbeheerders en opwekkers van elektriciteit niet in dezelfde groep mogen zijn. De netbeheerders zijn bij wet in meerderheid eigendom van (lokale) overheden.	/
Structuur netbeheer	Zeer vergelijkbaar	De netbeheerders in Nederland zijn per wet in handen van (lokale) overheden. In de groep van een netbeheerder zitten andere (soms competitieve) bedrijven (bijvoorbeeld beheer straatverlichting) die verschillende nutsvoorzieningen verzorgen. Daarbij mag de netbeheerder geen elektriciteitsopwekking en handel doen en zijn de andere activiteiten in omvang beperkt.	/
Technische structuur elektriciteitsnet	Zeer slecht Vergelijkbaar	Enkele plekken kende lange tijd geleden in een aantal steden nog 1 fase netten, deze zijn allen gesaneerd.	/
Welke aansluitings-modaliteiten worden voorzien voor laadpalen?	Niet vergelijkbaar	Aansluitingen zijn doorgaans 3 fasen 25A of (uitzonderlijk) 3 fasen 32A.	
Faciliteert de netbeheerder het aansluiten van laadpalen (bv: korting op aansluitingskosten, korting op verbruik, versneld 400V net uitrollen,...)?	Vergelijkbaar	Kosten voor een aansluiting zijn gestandaardiseerd voor alle toepassingen. Binnen 25 meter van het net worden deze zonder meerkosten. Ook als er een verzwaring in capaciteit noodzakelijk is worden deze kosten gesocialiseerd.	
Zijn er scheidings-transformatoren geïnstalleerd op het 3*230V net zonder neuter?	Niet vergelijkbaar	Niet van toepassing	
Zijn er laadpunten aangesloten op het lichtnet?	Niet vergelijkbaar	In Nederland wordt er in Arnhem en in Tilburg geëxperimenteerd met laadpalen die verwerkt zijn met straatverlichting. Deze staan door beperkte capaciteit niet gekoppeld aan het lichtnet.	Bij de experimenten die nu lopen, wordt de laadfunctionaliteit steeds gescheiden van het lichtnet. Men is dus niet afhankelijk van het al dan niet aan staan van de verlichting om te kunnen laden. Bovendien wil men de laadsessies slim kunnen aansturen.
Welk type elektriciteitsmeters werden geïnstalleerd		Slimme (SMR5-)meter is in principe verplicht via de wet voor publieke laadpunten. Bij uitvragen	Dit is in lijn met Europese richtlijn 2012/27/EU.

op de laadpalen? En worden meters door de DNB verplicht op elke laadpaal?		concessie zoals in Amsterdam is dit een gangbare vereiste.	
Belangrijke uitdagingen ten opzichte van netbeheer en energiesysteem		Op hoogspanningstations is er in bepaalde gebieden onvoldoende capaciteit om grootschalige zonne-energie parken aan te sluiten. In bepaalde steden begint de groei van aantal EVs een uitdaging te vormen op piekmomenten voor lokale transformatoren.	

OSLO	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Structuur energiemarkt	Goed vergelijkbaar	In de basis volgt de energiemarkt in Noorwegen als lid van de European Economic Area dezelfde regels als die in de Europese Unie. In Noorwegen zijn de netbeheerders boven een bepaalde grootte dan ook per wet volledig gesplitst. In de praktijk echter is deze splitsing vaak niet altijd het geval omdat Noorwegen gekenmerkt wordt door heel veel kleine netbeheerders die niet gebonden zijn aan deze regulering. In Oslo is deze splitsing wel volledig doorgevoerd.	De structuur van de elektriciteitsmarkt is in Oslo vergelijkbaar met die van Brussel, echter is die in Noorwegen wel anders met heel veel landelijke en kleine netbeheerders.
Structuur netbeheer	Zeer vergelijkbaar	Er is in Oslo één netbeheerder actief die in publieke handen is en geen energie-opwek mag uitvoeren. De netbeheerder Elvia is in 2020 ontstaan na een fusie tussen de netbeheerders Hafslund Nett en Eidsiva Nett en bedient ongeveer 2 miljoen mensen van stroom in een stedelijk gebied waaronder Oslo stad (+/- 700.000 inwoners).	De structuur van de netbeheerder met publieke aandeelhouders is vergelijkbaar met die in Brussel.
Technische structuur elektriciteitsnet	Zeer vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> > 70% van Noors Distributienet is IT-Net 230V > Sinds 1993 wordt er enkel 400V TN-netten aangelegd (bij nieuwbouw). 	Het distributienet van Noorwegen kent in grote mate eenzelfde technische structuur als die van Brussel waarbij een groot gedeelte een IT-net 230V kent. Ook in Oslo is dit het geval. 3 fasen publieke laders kunnen in veel gevallen niet zonder transformatie op het elektriciteitsnet worden aangesloten.

Welke aansluitingsmodaliteiten worden voorzien voor laadpalen?		Onbekend	
Faciliteert de netbeheerder het aansluiten van laadpalen (bv: korting op aansluitingskosten, korting op verbruik, versneld 400V net uitrollen,...)?		Onbekend	
Zijn er scheidings-transformatoren geïnstalleerd op het 3*230V net zonder neuter?		Onbekend	
Zijn er laadpunten aangesloten op het lichtnet?	Zeer vergelijkbaar	Neen	/
Welk type elektriciteitsmeters werden geïnstalleerd op de laadpalen? En worden meters door de DNB verplicht op elke laadpaal?		Onbekend	
Belangrijke uitdagingen ten opzichte van netbeheer en energiesysteem	Potentieel vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> > Fase onbalans door EVs > Capaciteit transformatoren > Tekort aan laadinfra roept om zeer snelle groei en netintegratie 	<ul style="list-style-type: none"> > Doordat er een IT-net ligt, wordt er vaker geladen op 1 fase, dit zorgt ervoor dat EVs een grotere impact hebben op fase onbalans. Het binnen de gestelde normen blijven vormt een steeds grotere uitdaging. > Groei EV vormt een uitdaging op sommige delen van het net. Slim laden wordt steeds gangbaarder. > Noorwegen heeft problemen om snel genoeg laadinfrastructuur te organiseren (er staan vaak rijen bij snelladers), dit vormt ook vanuit netperspectief een uitdaging omdat ze deze de groei moeten faciliteren.

LONDEN	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Structuur energiemarkt			

Structuur netbeheer	Slecht vergelijkbaar	Netbeheerders zijn in private handen en mogen geen elektriciteitslevering doen (in groep). Rol netbeheerders is zwaar gereguleerd en vergelijkbaar met die in Brussel	
Technische structuur elektriciteitsnet	Slecht Vergelijkbaar	Het is onduidelijk wat de exacte structuur van het net in Londen is. Wel lijkt het erop dat in de meeste wijken er een driefasig net aanwezig is vergelijkbaar met de meeste Europese steden (3*230V). Anders dan in de meeste Europese landen is dat de meeste kleine (huis) aansluitingen een 1 fase aansluiting zijn met een hoge stroomsterkte. Hierdoor zie je dat de aansluitingscategorieën minder goed aansluiten bij de benodigde 3 fasen aansluitingen bij een enkele laadpaal (vaak is een aansluiting meteen 3 fase *70-100amp).	Het elektriciteitsnet is niet goed vergelijkbaar met dat in Brussel. De technische structuur lijkt niet tot meerkosten te leiden alhoewel door de gebruikte aansluitingscategorieën het plaatsen van een enkele 22kW laadpaal tot meerkosten leidt. Echter is dit een ander probleem dat opgelost zou kunnen worden met andere categorieën of (bij voldoende EVs) met meer laadpunten op een aansluiting.
Welke aansluitingsmodaliteiten worden voorzien voor laadpalen?			
Faciliteert de netbeheerder het aansluiten van laadpalen (bv: korting op aansluitingskosten, korting op verbruik, versneld 400V net uitrollen,...)?			
Zijn er scheidings-transformatoren geïnstalleerd op het 3*230V net zonder neuter?			
Zijn er laadpunten aangesloten op het lichtnet?	Niet vergelijkbaar	Char.gy: Laadinfrastructuur lijkt meer op de gangbare publieke laders met het grote verschil dat deze geïnstalleerd wordt op een lantaarnpaal. Ook hier lijkt integratie met een specifiek lichtnet niet het geval gezien deze oplossing ook een vermogen levert van 5.3kW wat het waarschijnlijk maakt dat er gebruik wordt gemaakt van een ~25A aansluiting (in ieder	Er is geen integratie van het lichtnet en de laadpaal. De laadpaal is enkel geïntegreerd in de behuizing van de lantaarn.

		geval veel meer vermogen dan er zonder transformatie uit een 6A aansluiting kan worden getrokken).	
Welk type elektriciteitsmeters werden geïnstalleerd op de laadpalen? En worden meters door de DNB verplicht op elke laadpaal?			
Belangrijke uitdagingen ten opzichte van netbeheer en energiesysteem			

SACRAMENTO	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Structuur energiemarkt	Zeer slecht vergelijkbaar	Anders dan in Brussel heeft de consument geen keuze in energieleverancier. In de USA wordt in de meeste staten elektriciteit en netbeheer door één partij beheerd. Deze partij koopt “in de regel” gereguleerde energie in op de competitieve wholesale energy market. Als publieke partij vormt de netbeheerder in Sacramento een uitzondering hierop en verkoopt daarom eigen geproduceerde elektriciteit.	De netbeheerder verkoopt eigen geproduceerde elektriciteit.
Structuur netbeheer	Zeer slecht vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> Vergelijkbaar: Publieke netbeheerder in handen van de stad Sacramento, het is anders dan in de meeste regio's geen gereguleerde private netbeheerder. Onvergelijkbaar: Mag door publiek eigenaarschap eigen stroom produceren en verkopen zonder een gereguleerde inkoop van elektriciteit op de wholesale markt. De netbeheerder is hierdoor een volledig geïntegreerd energiebedrijf. 	De structuur van het netbeheer is niet conform de Europese regels. De netbeheerder moet haar kosten terugverdienen via energielevering en is volledig geïntegreerd.
Technische structuur elektriciteitsnet	Enigszins vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> Ondanks dat de netstructuur een totaal andere technologie en spanning kent (in huis wordt 1 fase 120V geleverd), is er een vergelijkbare uitdaging voor integratie van snelladers (~22kW). Er moet een transformator worden geplaatst om hogere 	Ook in Sacramento is er een grote uitdaging met betrekking tot het installeren van snelladers.

		<p>vermogens aan te bieden wat tot een soortgelijke (financiële) uitdaging leidt.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Onvergelijkbaar: Het net ligt deels bovengronds. 	
Welke aansluitingsmodaliteiten worden voorzien voor laadpalen?			
Faciliteert de netbeheerder het aansluiten van laadpalen (bv: korting op aansluitingskosten, korting op verbruik, versneld 400V net uitrollen,...)?			
Zijn er scheidings-transformatoren geïnstalleerd op het 3*230V net zonder neuter?			
Zijn er laadpunten aangesloten op het lichtnet?	Enigszins vergelijkbaar	Niet in Sacramento, maar in Los Angeles worden laadpunten van verschillende operatoren ook aan palen voor straatverlichting bevestigd. Hier is wederom sprake van laadpalen met een relatief groot vermogen (meest gevonden oplossing 6kW). Hierbij speelt in Amerika dat de laadkabel ook bij reguliere laders aan de lader vastzit. De lantaarnpalen vormen dan soms ook een oplossing om deze goed en veilig te kunnen bevestigen.	De laadpalen worden aan de lantaarns bevestigd, er is ook hier geen integratie van het lichtnet en de laadpaal.
Welk type elektriciteitsmeters werden geïnstalleerd op de laadpalen? En worden meters door de DNB verplicht op elke laadpaal?			
Belangrijke uitdagingen ten opzichte van netbeheer en energiesysteem	Potentieel vergelijkbaar	<p>Sacramento en Californië kennen een grote uitdaging in zonnenergie productie. Dit levert de volgende uitdagingen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dreigende overproductie van elektriciteit aan het einde van de ochtend 	Het beheer en het afvlakken van de pieken vormt een grote uitdaging. Vehicle to Grid biedt daar in de (nabije) toekomst misschien wel een oplossing voor.

- Zeer snel moeten bijschakelen van reguliere elektriciteitscentrales door snelle terugloop zonne-energie en toenemende vraag naar piek (en toenemende piek door EV)

8.4 Strategieën omtrent de uitrol van laadpalen in de geselecteerde (stads)regio

VLAANDEREN	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Welke vergunningsvorm werd aangenomen voor de uitrol van de laadpalen (concessie, oproep tot inschrijving,...)?	Vergelijkbaar	De meeste steden werkten tot en met 2020 via een concessiemodel. Enkel Leuven werkt met een vergunningenkader. Gent en Hasselt voorzien in 2020 een nieuwe beleidsvisie op laadinfrastructuur waarin wordt afgewogen om opnieuw een concessie te organiseren, of een vergunningenkader.	› De Vlaamse overheid koos voor een concessiemodel omdat dit de meest gepaste contractvorm voor laadinfrastructuur in houdt: de volledige investering wordt door de CPO gedragen de meeste risico's liggen bij de CPO.
Wat is de rol van de netbeheerder bij de uitrol?	Beperkt vergelijkbaar	› Vergelijkbaar: de netbeheerder voorziet aansluiting voor alle typen laadinfrastructuur in publieke domein. › Niet vergelijkbaar: de netbeheerder organiseert de roll-out van publiek toegankelijke laadinfrastructuur, via een openbare dienstverplichting van de Vlaamse overheid.	De organisatie van de roll-out van het publieke AC-laadnetwerk is uitbesteed aan de netbeheerders Eandis en Infrac (nu Fluvius) via een openbare dienstverplichting. Voor snelladers is er geen beleid of algemene coördinatie.
Is de uitrol van laadpalen binnen de regels van het artikel 33 van de directieve 2019/944 van de Europese Commissie gebeurd?		Ja. Fluvius is zelf geen CPO.	De voornaamste reden voor de Vlaamse overheid om de organisatie in handen van Fluvius te leggen omdat dit een bestaande structuur is, met nauwe banden met de lokale overheden. Belangrijk is dat deze openbare dienstverplichting niet mocht leiden tot extra kosten voor de netgebruiker.
Welke strategie werd gekozen voor het installeren van laadpalen? Waarom?		De roll-out van laadinfrastructuur volgt twee strategieën: › Een basisnetwerk waarbij CPO, gemeente en netbeheerder de locatie bepalen. De locatie wordt vooral bepaald i.f.v. strategisch gekozen locaties, vaak in functie van mobiliteits- en	Het gebrek aan een 400V-net is echter wel een beperking: zo zijn er wijken (Oostakker, Sint Amandsberg) in Gent met een overwegend 230V net, waar tot op heden beperkt tot geen publieke laadinfrastructuur wordt gerealiseerd, ook al is er wel degelijk vraag. De private operator en netbeheerder

		<p>parkeermogelijkheden, en niet in functie van de beschikbare netcapaciteit.</p> <ul style="list-style-type: none"> › De mogelijkheid om laadpalen op vraag te plaatsen (paal volgt wagen). Fluvius heeft hiervoor een digitaal loket. 	<p>bekijken situatie per situatie. In functie van de verwachte vraag (laadvolume) wordt gekeken naar de afstand tot het bestaande 400V net en uitzonderlijk gekozen om maximaal 60-80 meter te overbruggen. Bij een grotere afstand wordt het laadstation niet geplaatst.</p>
Hoe werd het aantal te installeren laadpalen bepaald?	Niet vergelijkbaar	<p>Op basis van het aantal voertuigen maal een forfaitaire aanname. In een studie in 2016 werd door de netbeheerder het totale aantal van 7.200 verdeeld over alle steden en gemeenten, waarbij het een uitgangspunt was dat iedere gemeente minstens een aantal laadpunten moest hebben.</p>	<ul style="list-style-type: none"> › In Vlaanderen was de doelstelling om 7.2000 laadpunten te realiseren. Dit is 10% (afkomstig uit een Europese richtlijn) van de ambitie om 72.000 batterij-elektrische en plug-in hybride voertuigen te hebben. De doelstelling van 72.000 EV's wordt waarschijnlijk niet gehaald. Het gevolg is dat een groot deel van de laadpalen momenteel onrendabel is. › De aanname om in iedere gemeente minstens een aantal laadpunten te hebben, i.c.m. een basisnetwerk (i.p.v. paal volgt wagen) heeft een nadelig effect: dit zijn vooral onrendabele laadlocaties.
Hoe werden de locaties van de laadpalen gekozen? Werd die keuze gemaakt voor of na de oproep tot inschrijving?	Vergelijkbaar	<p>In Brussel wordt een gelijkaardige aanpak gevolgd.</p>	<ul style="list-style-type: none"> › De locaties van het basisnetwerk zijn in samenspraak tussen CPO, netbeheerder en lokale overheid bepaald. › Voor de paal volgt wagen laadpunten wordt een stappenschema gevolgd. › Er is geen strategische plankaart, waarbij er op voorhand is bepaald welke locaties worden gerealiseerd.
Wat is de uitrolstrategie met betrekking tot publieke laadpalen op straat vs. laadpalen op andere (semi-publieke of private) plekken?	Beperkt vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> › Vlaamse steden en gemeenten voeren hierrond verschillend beleid voor AC-laadstations. › Voor snelladers is er geen centraal beleid. 	<ul style="list-style-type: none"> › Stad Antwerpen zet stevig in op off-street opladen, om de druk op de openbare ruimte te beperken. Hiervoor werden laadpunten in parkings gerealiseerd en actief met parkeergarages oplossingen gezocht; › Andere grote steden vinden de zichtbaarheid van elektrisch vervoer en laadpunten in de openbare

			<p>ruimte belangrijk, waardoor er meer focus op laadpalen in de openbare ruimte is.</p> <ul style="list-style-type: none"> › De overgrote meerderheid van (centrum)steden en gemeenten heeft geen actief beleid rond elektrisch vervoer en laadinfrastructuur.
Hoe werd het laadvermogen van de laadpalen bepaald?	Vergelijkbaar	Men is uitgegaan van een gelijkaardig vermogen als Nederland, zijnde 2x 11 kW.	<ul style="list-style-type: none"> › Bij het opstellen van de contouren van de Vlaamse uitrol, in het EVORA project, is met name inspiratie gezocht in Nederland en de ervaringen van de EVA-proeftuin. In beiden is een positieve ervaring opgedaan met 400V+N laadinfrastructuur.
Wie financiert de laadpalen?	Zeer vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> › Tot nu toe zijn de concessies voor publieke laadpunten gefinancierd door private partijen, te weten Allego (2017 t/m 2020, Vlaanderen) en Blue Corner (2018-2020, Antwerpen). › Diverse private partijen en concessieverleners hebben bovendien steun gevraagd via Europese middelen (BENEFIC, MEGA-E, ...) 	<ul style="list-style-type: none"> › De financiering is louter bestemd voor de realisatie van de netaansluiting op het 3f 400V+N net, het laadpunt en operationele verliezen. › Voor de situaties 3f 230V+N en 3f 230V wordt er geen laadpunt gerealiseerd, wegens geen overeenstemming over wie dit financiert.
Wat is de uitrolkost van de laadpalen?	Vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> › De kosten voor de overheid en netbeheerder zijn beperkt voor AC-laadstations › Voor de uitrol van enkele snelladers langs Park & ride parkeerplaatsen heeft Agentschap Wegen & Verkeer moeten bijdragen in de investeringen in de netaansluiting. 	<ul style="list-style-type: none"> › De uitrol van het AC-laadnetwerk wordt volledig bekostigd door Allego. › De enige kosten voor de overheid en netbeheerder zijn de personeelskosten om de uitrol te organiseren en de jaarlijkse aanbestedingen te organiseren. › Gevolg is wel dat het laadtarief, in vergelijking met Nederland, hoger is. De laadprijzen liggen 5 à 10 cent per kWh hoger dan in Nederland (!)
Wat is de laadprijs? Is die gesubsidieerd? Wordt er rekening gehouden met parkeerkosten?	Redelijk vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> › Het tarief van Allego laadpunten is (cfr. bestek) per kWh. In alle aanbestedingen was het tarief 0,34€/kWh. In de laatste aanbesteding is dit tarief gestegen. › Aangezien er nauwelijks snelladers door overheden zijn georganiseerd is de laadprijs voor snelladers minder gereguleerd: prijzen variëren van 0,50 tot 0,80 €/kWh incl. btw. 	<ul style="list-style-type: none"> › Netkosten liggen in Vlaanderen iets hoger dan in Brussel. › De parkeerkosten zijn niet inbegrepen in het laadtarief: iedere gemeente voert zijn eigen (parkeer)beleid voor laadlocaties.

Wordt smart charging opgelegd?	Redelijk vergelijkbaar	Ja, enkel op niveau van de laadstations (niveau 1, zie paragraaf 3.2.8.	/
Wie financiert (extra) netintegratiekosten en op welke manier?	Zeervergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> > De huidige regelgeving geeft voor publieke laadpalen geen eenduidigheid over welke partij eenmalige (tijdelijke) netinvesteringen dient te dragen: de stad, de private operator (i.e. Allego voor de gegunde opdrachten van 2016 t/m 2017) of de netbeheerder. > De netbeheerder financiert enkel de saneringskosten naar 400V. 	Er is in Vlaanderen onzekerheid over wie wat moet financieren waardoor op sommige plaatsen geen laadpalen worden gerealiseerd.
Wat is de rol van de netbeheerder bij het laden?	Zeervergelijkbaar	Er wordt in de publieke concessies onderscheid gemaakt tussen MSP en CPO: alle overheden streven naar maximale interoperabiliteit. De netbeheerder speelt geen rol in de laadketen.	De netbeheerder speelt geen rol in de laadketen.
Zijn er maatregelen getroffen in verband met brandveiligheid voor laadpalen die zich ondergronds bevinden?		Neen.	
Wat zijn belangrijke uitdagingen voor publieke laadinfrastructuur?	Vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> > Behoeft aan overkoepelende visie op laadinfrastructuur (visie op laadmix, on/offstreet laden, snel/traag laden, ...) in steden en gemeenten > Implementatie van smart charging (slimme vraagsturing). 	<ul style="list-style-type: none"> > Een overkoepelende visie en smart charging zijn belangrijke aandachtspunten in Vlaanderen; > Een oplossing voor de hoge <i>upfront</i> kosten van de netaansluiting, met name voor laadlocaties met een hoog vermogen, zoals laadpleinen en snellaadlocaties..
Wat zijn de oplossingen voor die uitdagingen?			<ul style="list-style-type: none"> > Veel steden en gemeenten hadden afgelopen jaren het comfort dat Fluvius publieke laadinfrastructuur faciliteerde. Dit stopt vanaf 2021. Dit biedt de gelegenheid aan steden en gemeenten om te investeren in lokale kennis en visie-ontwikkeling.

LUXEMBURG	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Welke vergunningsvorm werd aangenomen voor de uitrol van de laadpalen			

(concessie, oproep tot inschrijving,...)?			
Wat is de rol van de netbeheerder bij de uitrol?			
Is de uitrol van laadpalen binnen de regels van het artikel 33 van de directieve 2019/944 van de Europese Commissie gebeurd?			
Welke strategie werd gekozen voor het installeren van laadpalen? Waarom?			
Hoe werd het aantal te installeren laadpalen bepaald?		Doelstelling: 1.600 laadpunten (800 palen) in 2020, waarvan 400 op P&R's en 400 langs de weg; deze doelstelling zal eind dit jaar, begin 2021 gehaald worden (i.f.v. nog te realiseren P&R's).	
Hoe werden de locaties van de laadpalen gekozen? Werd die keuze gemaakt voor of na de oproep tot inschrijving?			
Wat is de uitrolstrategie met betrekking tot publieke laadpalen op straat vs. laadpalen op andere (semi-publieke of private) plekken?			
Hoe werd het laadvermogen van de laadpalen bepaald?			
Wie financiert de laadpalen?		De netbeheerder financiert de infrastructuur onder de merknaam "Chargy". De uitrol van 2016-2020 kwam neer op een investering van 12 miljoen euro.	
Wat is de uitrolkost van de laadpalen?			

Wat is de laadprijs? Is die gesubsidieerd? Wordt er rekening gehouden met parkeerkosten?	Niet vergelijkbaar	0,18€/kWh	> De voornaamste reden van het lage tarief is dat de kosten van de investering niet in het tarief zijn vervat, maar via een apart budget zijn gefinancierd.
Wordt smart charging opgelegd?	Vergelijkbaar	Ja, op niveau van de laadstations.	
Wie financiert (extra) netintegratiekosten en op welke manier?	Niet vergelijkbaar	N.v.t	/
Wat is de rol van de netbeheerder bij het laden?	Niet vergelijkbaar	De netbeheerder, Creos, is zelf CPO in de waardeketen en voorziet energiediensten aan private partijen.	/
Zijn er maatregelen getroffen in verband met brandveiligheid voor laadpalen die zich ondergronds bevinden?			
Wat zijn belangrijke uitdagingen voor publieke laadinfrastructuur?		Visie en plan voor verdere uitrol van publieke laadinfrastructuur na 2020.	
Wat zijn de oplossingen voor die uitdagingen?			

AMSTERDAM	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Welke vergunningsvorm werd aangenomen voor de uitrol van de laadpalen (concessie, oproep tot inschrijving,...)?	Vergelijkbaar	<p>Amsterdam, heeft gekozen voor een concessievorm. Het heeft in 2016 gekozen voor deze uitrol met als doel om 4000 laadpunten te hebben in de stad. De plaatsingstermijn is 4 jaar en exploitatietermijn 7 jaar. Voor de realisatie is gebruik gemaakt van een nationale subsidie.</p> <p>Naast een aanbesteding voor reguliere laadpunten heeft Amsterdam meerdere concessies voor snelladers uitgeschreven. De laatste was in 2018 en toen zijn er 52 nieuwe punten toegekend wat het</p>	<p>Ten tijde van de aanbesteding in 2016 was er een nationale subsidie beschikbaar per laadpaal. Deze werd lager per jaar (van €900,- in jaar 1 naar €300,- in jaar 3). Tegenwoordig is het niet aannemelijk dat er een soortgelijke subsidie zou worden toegepast in Amsterdam (in de Haag wordt er door de CPO betaald om te mogen exploiteren). De exploitatietermijn van 7 jaar is kort (meestal 10 jaar in Nederland).</p> <p>De publieke snelladers worden vooral gebruikt door taxi's.</p>

		totaal op 65 snellaadpunten 50kW (georganiseerd door de stad) moet brengen.	
Wat is de rol van de netbeheerder bij de uitrol?	Zeer vergelijkbaar	Netbeheerder is enkel vanuit netbelang en beheer betrokken. Het werkt in Amsterdam wel actief mee aan de uitrol van laadinfrastructuur met een grootschalige test van een flexibele aansluiting (Flexpower) voor laadpunten.	In Nederland heeft er een lange discussie plaatsgevonden over de rol van de netbeheerder bij laden. Oorspronkelijk was er een grote rol via stichting ElaadNL die als eerste partij grootschalig publieke laadpunten aanbod (ElaadNL is een samenwerking tussen verschillende netbeheerders). De beheerder van de laadpunten moesten in het kader van wetgeving afgestoten worden, waarmee ElaadNL (op uitzondering van een beperkt testnet) veranderde naar een onderzoeksinstituut/aanspreekpunt voor vragen omtrent laadinfrastructuur in relatie tot netbeheer. De netbeheergroep Alliander (met netbeheerder Liander) heeft met Allego tot 2018 nog een commerciële dochter gehad die als onderdeel van de groep (naast de netbeheerdersactiviteiten geplaatst) laadinfrastructuur ontwikkelde. Dit leverde een zeer uitvoerig debat over rechtsgangen op in Nederland waarbij er geen eenduidig beeld bestond over de wenselijkheid en rechtsgeldigheid van deze activiteiten. Sinds de verkoop van Allego is in Nederland de rol van de netbeheerder beperkt tot realisatie van aansluitingen en via ElaadNL een zeer constructieve bijdrage aan (o.a.) onderzoek, protocolvorming en procesverbeteringen richting het netbeheer.
Is de uitrol van laadpalen binnen de regels van het artikel 33 van de directieve 2019/944 van de Europese Commissie gebeurd?	Vergelijkbaar	Nee, concessie is uitgeschreven tijdens de geldende voorlopende wetgeving 2012/27/EU.	De inschatting is dat de uitrol wel zou passen binnen de huidige wetgeving
Welke strategie werd gekozen voor het installeren van laadpalen? Waarom?	Vergelijkbaar	Er is gekozen voor een concessie in Amsterdam. Op deze manier hield de gemeente een behoorlijke regie op groei, prijs en plaatsing van publieke laadinfrastructuur zonder hoge exploitatie risico's te	In Nederland is het uitschrijven van grootschalige aanbestedingen voor laadinfrastructuur gangbaar. Veel kleinere gemeenten werken daar regionaal samen om volume te creëren. Sommige gemeenten kiezen ervoor

		kennen. Er was voldoende animo in de markt om hier op in te schrijven.	om laadinfra te faciliteren en het aan verschillende marktpartijen te laten om het initiatief tot plaatsing te nemen. In dit model is minder regie op aantallen, prijs en groei te voeren vanuit de overheid. Dat de gemeente ook een concessie voor snellaadpunten uitschrijft is minder gangbaar en is (tot nu toe meestal alleen in grotere steden gebeurd.
Hoe werd het aantal te installeren laadpalen bepaald?		Op basis van adviesrapporten door kennisconsortia/consultants.	Op dit moment wordt er in Nederland door vrijwel elke gemeente een prognose gemaakt van het aantal benodigde laadpunten in 2025 en 2030. Door nationale afspraken hebben gemeenten aangegeven met strategische plankaarten te gaan werken. Hierbij wordt beoogd het proces van plaatsing te structureren en eerder te kunnen plaatsen. Dit is een verschuiving van het paal volgt wagen perspectief naar een pro-actieve plaatsing van laadpunten.
Hoe werden de locaties van de laadpalen gekozen? Werd die keuze gemaakt voor of na de oproep tot inschrijving?		Naderhand, palen worden geplaatst op basis van bewonersvraag.	
Wat is de uitrolstrategie met betrekking tot publieke laadpalen op straat vs. laadpalen op andere (semi-publieke of private) plekken?		Op eigen terrein laden eerst, als dat niet kan kan een bewoner een publiek laadpunt aanvragen.	
Hoe werd het laadvermogen van de laadpalen bepaald?		Onbekend, er wordt in Nederland voor reguliere publieke laadpunten meestal gekeken naar 3 fasen laders op een 3*25A aansluiting.	
Wie financiert de laadpalen?	Potentieel vergelijkbaar	Door de hogere dichtheid van EVs is de businesscase anders in Nederland dan in Brussel/België. Echter kan het wel een voorbeeld zijn van een marktdichtheid die op (korte) termijn ook in Brussel te verwachten is.	In Nederland wordt laadinfra in de regel gefinancierd door bedrijven (CPOs). Wel zien we een trend in Nederland waarbij er vanuit overheidswege via aanbestedingen op wordt gestuurd om data gedreven laders op voorhand te plaatsen, daar waar er vroeger pas na aanschaf van een voertuig een lader werd aangelegd. De reden is dat dit procesmatig zaken

			vereenvoudigd (en efficiënter maakt) en EV-rijders minder snel geconfronteerd worden met een gebrek aan publieke laadinfrastructuur daar waar de groei vaak schoksgewijs plaatsvindt. Om dit model te ondersteunen (en er dus laders soms geplaatst worden zonder dat er een daadwerkelijke vraag bestaat) wordt er in landelijke gemeenten soms een minimale omzetgarantie afgegeven in een tender. In de meeste gebieden wordt er al jaren geen extra financiering verleend voor publieke (22kW) laders.
Wat is de uitrolkost van de laadpalen?			
Wat is de laadprijs? Is die gesubsidieerd? Wordt er rekening gehouden met parkeerkosten?	Slecht vergelijkbaar	De TCO en gerelateerde laadprijzen zijn altijd moeilijk te vergelijken. Prijsopbouw van netbeheerkosten is sterk anders, subsidiering van bedrijfsvoertuigen is anders, etc. De prijs in Amsterdam is +/- 33 cent per kWh. In recente aanbestedingen in Nederland zijn er lagere prijzen te zien dan de prijs die gehanteerd wordt in Amsterdam (op basis van een aanbesteding uit 2016).	De prijs van publiek laden in Nederland is door een zeer sterke concurrentie (in tenders) op de publieke laadmarkt zeer laag. In sommige regio's (zelfs buiten de grote steden) is in de meest recente tenders de laadprijs soms onder de prijs van thuisladen gezakt. Dit komt deels door een tijdelijke belastingkorting, maar zelfs bij afschaffing van deze korting zal de geladen elektriciteit (per kWh) op sommige punten ongeveer net zo duur zijn als ingekochte kWh thuis. Omdat dit als ongewenst effect kan hebben dat mensen op straat gaan laden terwijl zij dit ook thuis kunnen doen (maar dan geen lader hoeven aan te schaffen en goedkoper uit zijn op straat) wordt er in nieuwe tenders in de regel een minimumprijs opgenomen. Er bestaan wel vragen of deze prijs houdbaar is of dat verschillende bedrijven nu investeren (en verlies leiden) om een positie in deze markt te verwerven.
Wordt smart charging opgelegd?	Niet vergelijkbaar	Ja en Nee, er is een grootschalig experiment met 450 laadpunten uitgevoerd waar er tijdens avond piek uren capaciteit wordt beperkt op een aansluiting voor publieke laadinfrastructuur terwijl op de rest van de dag (afhankelijk van weer) extra capaciteit beschikbaar wordt gemaakt.	Als standaard aansluiting voor publieke laadinfra wordt er vaak voor een 3*25A aansluiting gekozen (omdat een grotere aansluiting vaak niet maximaal gebruikt wordt en kostbaarder is). In het experiment wordt de capaciteit (bij veel duurzame energieproductie) vergroot naar 3*35A en tijdens vooraf bepaalde

			piekuren wordt het beschikbare vermogen geknepen tot 3x8A. Het resultaat is dat auto's gemiddeld sneller laden en er minder effect van EVs op de piekmomenten zijn (piek wordt wel verlengd). Kosten voor CPO zijn hetzelfde (of lager als je naar maximale capaciteit kijkt).
Wie financiert (extra) netintegratiekosten en op welke manier?		Netverzwaringen zijn in Nederland gesocialiseerde kosten en komen op rekening van alle gebruikers.	Om kosten van integratie wordt er gekeken naar procesoptimalisatie, het mogelijk maken van preventieve capaciteitsvergroting) en smart-charging.
Wat is de rol van de netbeheerder bij het laden?	Zeer vergelijkbaar	Aansluiten. DNB wordt in toenemende mate betrokken bij voorbereidende plankaarten en smart charging mogelijkheden.	Alle activiteiten zijn gereguleerd en worden getoetst door de ACM
Zijn er maatregelen getroffen in verband met brandveiligheid voor laadpalen die zich ondergronds bevinden?		Nog niet	Op basis van eerdere rapportages zijn er geen aanvullende eisen gesteld. Er wordt onderzoek gedaan naar eventuele aanvullende eisen. Vanuit de brandweer wordt geadviseerd om laadinfrastructuur in parkeergarages op bereikbare plaatsen aan te leggen.
Wat zijn belangrijke uitdagingen voor publieke laadinfrastructuur?		<ul style="list-style-type: none"> • Realisatiesnelheid en gebrek aan geschoold personeel. • Toenemende aantallen EVs zorgen ervoor dat er in sommige gebieden mogelijk capaciteitsproblemen ontstaan. 	Er is in Nederland en Amsterdam een grote nadruk op het optimaliseren van processen. Netbeheerders staan niet alleen door EV groei voor een grote opgave. In Amsterdam is hierdoor de realisatie van een aantal snelladers bijvoorbeeld ernstig vertraagd. Om deze processen te verbeteren wordt er uitvoerig en in toenemende mate samengewerkt door overheden, netbeheerders, regulators en CPO's. Dit wordt gedaan omdat men ziet dat zonder deze samenwerking het realiseren van laadinfrastructuur met onvoldoende snelheid van de grond komt.
Wat zijn de oplossingen voor die uitdagingen?		<ul style="list-style-type: none"> • Samenwerking in de keten. Tussen overheden, netbeheerders en in overleg met de markt. • Toenemende mate van data-gedreven proactieve plaatsing (voor de vraag uit). • Meer flexibiliteit vanuit het energiesysteem (en voertuigen) 	<ul style="list-style-type: none"> • In Nederland wordt relatief ten opzicht van het buitenland veel met 22kW laders gewerkt in het publieke domein. Dit komt mogelijks voort uit het feit dat wanneer EVs in Nederland geïntroduceerd werden er nog nauwelijks voertuigen bestonden die op DC-snel konden laden. De trend van 22kW laders lijkt overigens niet te veranderen aangezien operatoren en netbeheerders voordeel zien in het

			<p>hogere laadvermogen. Het zorgt voor meer flexibiliteit omdat er sneller capaciteit (ont-)laden kan worden, wat meer flexibiliteit bij slimlaad modellen geeft.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Daarnaast zien we dat met de introductie van nieuwe EVs (met grotere accucapaciteit) er minder vaak maar meer geladen wordt op laadpunten in Nederland. (van +/-10kWh naar laadsessies van +/-20kWh in 2020). Dit duidt erop dat er met 22kW laders minder laadpunten nodig zullen zijn die beter renderen (op basis van kWh prijzen).
--	--	--	--

OSLO	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Welke vergunningsvorm werd aangenomen voor de uitrol van de laadpalen (concessie, oproep tot inschrijving,...)?	Niet vergelijkbaar	<p>Stad Oslo is de opdrachtgever en investeerder in publieke laadinfrastructuur. Het heeft hiervoor verschillende partijen gecontracteerd.</p> <p>In Oslo en Noorwegen bestaan er nog veel verschillende modellen naast elkaar. In Oslo wordt er al meer dan 10 jaar gewerkt om meer EVs op de weg te krijgen en hierdoor zijn er ook verschillende (oude) marktmodellen voor laden aanwezig. Dit varieert van het gratis laden, het laden met een eenmalig betaalde sleutel tot betaald bij private partijen met een MSP pas.</p>	De stad Oslo ziet laden niet als een businessmodel maar als een noodzaak voor het bereiken van duurzaamheidsdoelstellingen. Sinds vorig jaar is de publieke laadinfrastructuur in Oslo niet meer gratis te gebruiken en wordt er overdag een uurtarief gehanteerd. De opgevoerde reden is niet zozeer dat de kosten terugverdiend moesten worden, maar dat men af wil van het gratis parkeren van EVs bij deze plekken (en zo de doorstroom bij en effectiviteit van deze laders te verhogen). Het betalen bij laders is in opkomst en hierbij is een technische verdeling tussen de MSP-rol en CPO-rol gangbaar.
Wat is de rol van de netbeheerder bij de uitrol?	Zeergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> • De netbeheerder heeft in principe geen andere rol dan het beheer van het net. • De overheid heeft een actievere houding en investeert en subsidieert stevig. • Marktpartijen spelen een steeds grotere rol. Deze was al groot bij de voornaamste infrastructuur (semi-publiek) maar is toenemend. 	De netbeheerder mag geen laadinfrastructuur beheren.
Is de uitrol van laadpalen binnen de regels van het artikel 33 van de directieve	Zeergelijkbaar	EU kaders gelden.	Onbekend is of laatste uitrol al onder de 2019/944/EU of 2012/27/EU wetgeving viel

2019/944 van de Europese Commissie gebeurd?			
Welke strategie werd gekozen voor het installeren van laadpalen? Waarom?	Vergelijkbaar	Er is gekozen voor 1fase laders (3 fase laden is niet gangbaar door een IT-net). De netbeheerder is gevraagd om aan te geven waar deze goed in te passen was. De netbeheerder geeft aan geen voorkeur te (mogen) hebben en daarnaast dat het net in Oslo geen grote capaciteitsproblemen kent.	In Noorwegen is 1 fase laden zeer gebruikelijk. Het is blijkbaar voldoende voor de meeste mensen. Er wordt niet gedacht aan installatie van 22kW laders. Wel worden er snelladers (rondom) Oslo geplaatst.
Hoe werd het aantal te installeren laadpalen bepaald?		Onbekend	Onbekend
Hoe werden de locaties van de laadpalen gekozen? Werd die keuze gemaakt voor of na de oproep tot inschrijving?		Op dit moment werkt Oslo aan een planmatige aanpak waar locaties door de stad worden geselecteerd. Doordat de stad dit in eigen beheer doet is er eigenlijk ook geen inschrijving op dit punt (wel op de uit te voeren werken).	
Wat is de uitrolstrategie met betrekking tot publieke laadpalen op straat vs. laadpalen op andere (semi-publieke of private) plekken?		Meeste laadpalen zijn op private grond. Tijdens het onderzoek is niet naar voren gekomen of de stad Oslo ook aan vraag gestuurde realisatie doet.	De situatie ten aanzien van publiek en private parkeerplaatsen is zeer anders dan in Brussel. Er zijn geen harde getallen bekend maar uit de inventarisatie blijkt met hoge zekerheid dat er een groot verschil bestaat met Brussel tussen de noodzaak voor publieke en private parkeer/laadplekken.
Hoe werd het laadvermogen van de laadpalen bepaald?		Het lijkt geen bewuste afweging te zijn.	Historisch is er begonnen met 1 fase laders op een IT-net. Het lijkt erop dat inwoners daarmee tevreden zijn.
Wie financiert de laadpalen?	Slecht Vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> De overheid investeert sterk mee. Niet alleen in publieke infrastructuur (in Oslo) maar ook bij andere vormen is er subsidie beschikbaar voor het aanpassen van de technische installatie. De stad biedt dus laadinfrastructuur aan en investeert hierin, echter is dit een zeer beperkt aantal (rond de 2000 stuks). 	De stad stimuleert EV door te investeren in laadinfrastructuur. Het is daarbij afgestapt van het "gratis" laden model om de doorstroom bij laders te vergroten. Het grootste gedeelte van het laadnetwerk is privaat (en semi-publiek). Hier wordt niet direct in geïnvesteerd door de overheid. Daarnaast is duidelijk te zien dat er in toenemende mate private partijen publiek toegankelijke laadinfrastructuur aanleggen. Hierbij lijkt het gehanteerde model in Brussel waarbij een private partij investeert een steeds normalere vorm. Dit kan men vooral zien bij de snellaadinfrastructuur waarbij

			private partijen in toenemende mate een rol als investeerder en exploitant kennen (wordt gedomineerd door deze partijen).
Wat is de uitrolkost van de laadpalen?			
Wat is de laadprijs? Is die gesubsidieerd? Wordt er rekening gehouden met parkeerkosten?	Zeer Slecht Vergelijkbaar	TCO in Noorwegen is compleet anders doordat o.a. fossiel aangedreven auto's heel zwaar belast worden. Laden was verder vaak gratis/laag doordat de overheid de adoptie wilde aanjagen. Waterkrachtcentrales bieden een andere elektriciteitsprijs.	De (culturele) context waarin EVs worden gestimuleerd is compleet anders. Hierdoor zegt de laadprijs niet zoveel. Wel zien we dat in toenemende mate wordt afgestapt van "gratis" (publiek)laden en de dat de laadmarkt een transitie richting een commerciële speelveld lijkt te maken.
Wordt smart charging opgelegd?		Nee	Nee de netbeheerder mag dat niet. Echter is het wel zo dat extra investeringen in het net veroorzaakt door een consument/aanvrager voor rekening zijn van deze consument (deze betaald voor de economische waarde van af te schrijven componenten). Daarnaast is deze ook verantwoordelijk voor een goede fase-balans. Dit stimuleert slim laden en lokale powerquality management wel.
Wie financiert (extra) netintegratiekosten en op welke manier?	Potentieel Vergelijkbaar	Door de grotere EV vloot die actief laad op een IT-net biedt Oslo/Noorwegen bij uitstek de beste regio voor Brussel om te onderzoeken wat er in de toekomst vanuit technisch perspectief op Brussel af kan komen. Hierbij is er wel een verschil. het net van Oslo kende grote capaciteit door het gebruik van elektrische verwarming in huizen. Deze gebruiken door efficiëntie winst minder energie en zijn in grote mate aangesloten op stadsverwarming. Hierdoor kan de vrijgekomen capaciteit ingezet worden voor EVs. Daardoor is ondanks de sterke groei van EV, capaciteit op het net nog geen groot issue. Daarnaast zijn kosten veroorzaakt door een vraag voor meer capaciteit een kostenpost voor de aanvrager. Ook bij fasen onbalans	<ul style="list-style-type: none"> • Er wordt een strategische netverzwaring in Oslo doorgevoerd op midden spanningsgebied. Transformatoren worden bij vervanging vaak vergroot. • Met specifieke paarvorming kan er ook op het IT-net meer fasen aangesloten worden, echter gebeurt dit enkel voor laders met een vaste gebruiker omdat niet elke auto hetzelfde reageert op deze laders. • Er wordt vanuit de netbeheerder in Oslo bijvoorbeeld actief gestuurd op het moment van laden buiten de piek. Dit wordt bijvoorbeeld gedaan via tarieven: bij het upgraden van huisinstallaties die tot verhoging van capaciteit in het net vragen, betaalt de gebruiker (deels) mee. Maar ook voor appartementencomplexen kan er onder bepaalde voorwaarden subsidies verkregen worden vanuit de

		<p>situatie is de eigenaar van de aansluiting financieel verantwoordelijk. Hierdoor kent de Netbeheerder maar een beperkte (financiële) uitdaging en investeren consumenten en locatie eigenaren vaak zelf in lokale slimme oplossingen.</p>	<p>stad Oslo voor aanpassingen van de technische installatie wanneer men laadpunten aanlegt. Hierbij wordt er geen subsidie voor het versterken van transformatoren verleend en slimme laadinfrastructuur wordt actief gepromoot (subsidie wordt enkel op technische installatie verleend en niet op het laadpunt zelf).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Voor de Zoë (de Smart wordt enkel met 1 fase lader in Noorwegen geleverd) is een speciale kabel ontwikkeld die laden mogelijk maakt. Het is onduidelijk of die ook voor publiek laden gebruikt kan worden. • Om fasen onbalans te optimaliseren, om slim laden effectiever te kunnen toepassen en om de grote vraag naar laadinfra te kunnen voldoen is er een groei van centrale laadoplossingen te zien.
<p>Wat is de rol van de netbeheerder bij het laden?</p>	<p>Vergelijkbaar</p>	<p>De netbeheerder mag geen rol spelen anders dan die van netbeheerder</p>	
<p>Zijn er maatregelen getroffen in verband met brandveiligheid voor laadpalen die zich ondergronds bevinden?</p>			
<p>Wat zijn belangrijke uitdagingen voor publieke laadinfrastructuur?</p>	<p>Potentieel vergelijkbaar</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Groei loopt achter bij vraag. • Fasen onbalans een groter risico door IT-net • Communicatie naar inwoners over verantwoordelijkheid richting net 	<p>Er is moeite om de grote stroom van aanvragen voor aansluitingen te kunnen volgen. Ook de groei van snelladers loopt achter en kan de enorme groei van EVs niet volgen. Er werd aangegeven dat de snelheid waarmee de consument voor EVs is gaan kiezen moeilijk te volgen is, zeker door (energie) industrienn die vaak op lange termijn handelen. Naast deze groei uitdaging blijkt communicatie een probleem. Veel Noren zijn zich niet bewust van de tariefstelling vanuit de netbeheerder. Zij moeten dan ook actief geïnformeerd worden over het feit dat zij moeten betalen voor vergroting van netcapaciteit en fase</p>

			onbalans issues. De netbeheerder speelt een zeer actieve rol om deze consumenten te informeren en te wijzen op andere alternatieven. De consument./locatie eigenaren kunnen dan zelf besluiten de kosten voor netaanpassingen te dragen of voor slimme/goedkopere alternatieven te kiezen
Wat zijn de oplossingen voor die uitdagingen?			

LONDEN	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Welke vergunningsvorm werd aangenomen voor de uitrol van de laadpalen (concessie, oproep tot inschrijving,...)?			
Wat is de rol van de netbeheerder bij de uitrol?		Londen laat activiteiten aan de markt waarbij het heel duidelijk is dat netbeheerders niet mogen investeren.	
Is de uitrol van laadpalen binnen de regels van het artikel 33 van de directieve 2019/944 van de Europese Commissie gebeurd?			
Welke strategie werd gekozen voor het installeren van laadpalen? Waarom?			
Hoe werd het aantal te installeren laadpalen bepaald?			
Hoe werden de locaties van de laadpalen gekozen? Werd die keuze gemaakt			

voor of na de oproep tot inschrijving?			
Wat is de uitrolstrategie met betrekking tot publieke laadpalen op straat vs. laadpalen op andere (semi-publieke of private) plekken?			
Hoe werd het laadvermogen van de laadpalen bepaald?			
Wie financiert de laadpalen?	Slecht Vergelijkbaar	De stad Londen investeert via subsidies in laadinfrastructuur. In December 2019 is aangekondigd dat er 4 miljoen pond voor 1.000 laadpalen beschikbaar is, volgend op een tender waarbij 15 miljoen gepaard was in 2018. Tegelijkertijd worden er wel verschillende marktpartijen geselecteerd en wordt competitie gestimuleerd. In de tenderuitvraag is aangegeven dat deze voor 3 jaar gunt (optie voor 1 jaar verlenging) met een exploitatietermijn die in de basis 5 jaar duurt.	Londen kiest er voor om zeer actief te sturen op groei van laadinfrastructuur (door subsidieverstrekking) en tevens marktwerking te stimuleren. Het is onduidelijk of de financiering een pure noodzaak is of dat het een stimulan is die tot lagere laadprijzen leidt.
Wat is de uitrolkost van de laadpalen?			
Wat is de laadprijs? Is die gesubsidieerd? Wordt er rekening gehouden met parkeerkosten?			
Wordt smart charging opgelegd?			
Wie financiert (extra) netintegratiekosten en op welke manier?	Slecht Vergelijkbaar	In het VK zijn de meeste (huis) aansluitingen op 1 fase aangesloten met daarbij een hoog stroomsterkte (60-100 amp.). Voor publieke laders van 22 kW worden daarom meestal 3 fasen aansluitingen gebruikt met een vrij hoge	> Londen kiest via een tender voor een hoge mate van geïntegreerde laadoplossingen in/op straatlantaarns. Deze lantaarns zijn vaak afgezekerd op 20A met een 1 fase aansluiting waardoor deze geen hoge, maar wel voldoende capaciteit kennen. Het netwerk van 22kW laders wordt

		<p>stroomsterkte waar technisch vaak meerdere laders op geplaatst kunnen worden (tot 70kVA). De maandelijkse vaste kosten zijn daardoor vrij hoog (bij initieel laag EV gebruik), wat de business case lastiger maakt. De aansluitingskosten zijn tussen de £1,000 - £3,000. Deze kosten lopen overigens op voor grotere aansluitingen (200-kVA- 100kVA- £4,500 - £75,000) of (£60,000 - £2 miljoen).</p>	<p>beprekter aangelegd. In Londen ziet men minder noodzaak voor deze laadsnelheid.</p> <ul style="list-style-type: none"> › De netbeheerder verstrekt zeer veel informatie en data over beschikbare capaciteit op onderstations om extra kosten te voorkomen. Deze data is openbaar te vinden: https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/2019/07/02/ev-connections/
<p>Wat is de rol van de netbeheerder bij het laden?</p>		<ul style="list-style-type: none"> › Aanleg aansluiting. › Netbeheer. › Er wordt in toenemende mate gewerkt aan interoperabiliteit, echter op dit moment zijn veel van de laadpunten enkel met een direct abonnement of betaalmiddel bij de operator te gebruiken. Hierdoor is er een minder duidelijk onderscheidt tussen MSP en CPO. › EV rijders betalen voor een laaddienst. › Transport for Londen heeft een aantal tenders uitgezet (o.a.): <ul style="list-style-type: none"> ▪ Voor laders onder 22kW op lantaarnpalen 2018 (max 6 partijen); ▪ Voor laders onder 22kW zelf staand <ul style="list-style-type: none"> • 2018 (max 4 partijen). 	<ul style="list-style-type: none"> › De netbeheerder is een commerciële partij die zwaar gereguleerd wordt. Deze beperkt activiteiten dan ook enkel tot het aansluiten van laders. Wel zie je de netbeheerder zeer veel informatie delen over laadinfrastructuur (om kosten te voorkomen) › De scheiding tussen CPO en MSP is van oorsprong minder duidelijk aanwezig, echter zien we een toename van bedrijven (van het Europese vasteland) die interoperabiliteit introduceren. Wel lijkt directe betalingen ook een toenemende rol te spelen (zeker bij snelladers). We kunnen hieraan afleiden dat de manier waarop Brussel haar marktmodel heeft aanbesteed in lijn ligt ten aanzien van de rolverdeling tussen netbeheerder en marktpartijen en qua ontwikkelingen ten opzichte van interoperabiliteit mogelijk voorlopen op die in Londen. › Londen heeft bewust gekozen om meerdere toekenningen te doen aan verschillende partijen, hierdoor is er minder afhankelijkheid van een enkele partij
<p>Zijn er maatregelen getroffen in verband met brandveiligheid voor laadpalen die zich ondergronds bevinden?</p>			
<p>Wat zijn belangrijke uitdagingen voor publieke laadinfrastructuur?</p>	<p>Enigszins vergelijkbaar</p>	<p>Technisch zijn de problemen anders van aard maar geografisch kent Londen eenzelfde uitdaging, geografie en groei. De snelle groei van</p>	<p>Londen lijkt vooralsnog te kiezen voor een strategie waarbij bestaand straatmeubilair (lantaarnpalen) een belangrijk fundament vormt voor de integratie van laders in de stad. De</p>

		EV vormt een belangrijke uitdaging omdat er in Londen veel publiek geparkeerd moet worden. Dit vormt in het dichtbevolkte Londen een grote druk op de publieke ruimte.	ombouw van lantaarnpalen en de relatief hoge zekering die in deze objecten aanwezig zijn (20A), zorgen ervoor dat dit een infrastructuur met zich mee brengt waar op (zeer) lage snelheid geladen kan worden. Het voordeel hiervan is dat deze laders bestaande objecten gebruiken en daarmee minder beslag op de publieke ruimte beleggen.
Wat zijn de oplossingen voor die uitdagingen?			

SACRAMENTO	Hoe vergelijkbaar is het:	Reden:	Wat kan er gezien/geleerd worden
Welke vergunningsvorm werd aangenomen voor de uitrol van de laadpalen (concessie, oproep tot inschrijving,...)?	Niet vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> > Laadbedrijven installeren, exploiteren en realiseren laadinfrastructuur op eigen risico of dat van klanten (bijvoorbeeld gemeente zelf). > In 2018 heeft de stad een RFP uitgezet voor voorstellen uit de markt voor het plaatsen van publieke laders op 15 locaties waarbij geen publieke investering zou zijn. Onderhandelingen over uitwerking lopen nog. > Meeste laadinfrastructuur wordt op private grond gerealiseerd, of in parkeergarages in publiek bezit. Semi-publiek lijkt een grotere rol te spelen in laden. 	<ul style="list-style-type: none"> > Model van roaming en MSPs en CPOs is in opkomst, hiermee lijkt het dat het model zoals in Brussel gehanteerd eerder bevestigd te worden dan dat het aangepast zou moeten worden. > De huidige richting die de stad voor 15 locaties met publieke laadinfrastructuur heeft gekozen lijkt op die we in Brussel zien (alleen kleinschaliger). Er wordt aan de markt gevraagd te investeren.
Wat is de rol van de netbeheerder bij de uitrol?	Beperkt vergelijkbaar	<ul style="list-style-type: none"> • Minder specialistische laadbedrijven, meeste zijn MSP én CPO én vaak ook producent hardware. Minder spelers op de markt dan in Europa. • Interoperabiliteit is in opkomst nu grote laadpaalexploitanten roaming contracten sluiten. Volgen hier voorbeeld Europa/Brussel. • Rol netbeheerder wat diffuus, in beperkte mate hebben ze geïnvesteerd in laadinfrastructuur. 	<ul style="list-style-type: none"> • Doordat er een netbeheerder/producent in publiek bezit is lijkt er meer ruimte vanuit de wetgeving om deze partij te laten investeren. SMUD moet binnen de kaders van een publieke organisatie werken die gericht is op maatschappelijk kostenreductie. Nu is de business case van laden nog niet erg gunstig en investeringen zij dus minimaal. • In tegenstelling tot de SMUD zien andere marktpartijen in toenemende mate een reden om wel te investeren. Nu meestal in ultrasnelle laadinfrastructuur.
Is de uitrol van laadpalen binnen de regels van het	/	N.v.t	/

artikel 33 van de directieve 2019/944 van de Europese Commissie gebeurd?			
Welke strategie werd gekozen voor het installeren van laadpalen? Waarom?		Er wordt op overheidslocaties in toenemende mate een laadpunt beschikbaar gesteld. Daarnaast is er een 2 ^{de} uitvraag voor straat snelladers geplaatst.	De keuze voor snelle laders (50kW) bij parkeerplaatsen op straat is zeer opvallend en niet vaak gezien in andere regio's
Hoe werd het aantal te installeren laadpalen bepaald?		Onbekend	
Hoe werden de locaties van de laadpalen gekozen? Werd die keuze gemaakt voor of na de oproep tot inschrijving?			
Wat is de uitrolstrategie met betrekking tot publieke laadpalen op straat vs. laadpalen op andere (semi-publieke of private) plekken?			
Hoe werd het laadvermogen van de laadpalen bepaald?			
Wie financiert de laadpalen?		<ul style="list-style-type: none"> > Stad > SMUD/Netbeheerder (Utility) > Laadpartijen 	<p>De stad heeft een aantal publieke laadpunten op parkeergelegenheden bij overheidsgebouwen staan. De SMUD heeft een aantal punten en een vrij groot publiek toegankelijk laadplein bij haar kantoor.</p> <p>In toenemende mate investeren marktpartijen in de laadinfrastructuur in de stad (veelal semi-publiek). Met de uitvraag in 2018 geeft de stad richting in haar zienswijze, hierbij wordt ervanuit gegaan dat private marktpartijen investeren in laadinfrastructuur.</p>
Wat is de uitrolkost van de laadpalen?			
Wat is de laadprijs? Is die gesubsidieerd? Wordt er rekening gehouden met parkeerkosten?	Zeer slecht vergelijkbaar	<p>Diffuus:</p> <ul style="list-style-type: none"> > Bij laders van de stad vaak gratis (maar die zijn vaak in een andere tijd van EV ontwikkeling geplaatst) 	<ul style="list-style-type: none"> > Het doen van een prijsvergelijking vergt een zeer uitgebreide studie waarbij de gehele TCO van een EV in beeld komt ten opzichte van een fossiel aangedreven voertuig.

		<ul style="list-style-type: none"> > Bij SMUD en marktpartijen vaak tegen betaling. > Openbaar: tegen betaling <p>Over het prijsniveau is niet veel te zeggen. Het moet vergeleken worden in een context met onder andere benzinekosten en aanschafsprijzen. Lokale subsidies op EV spelen ook een rol. Wel kan gezegd worden dat er met name ten opzichte van snelladen een probleem is met de manier waarop de doorrekening per kWh wordt gemaakt voor piekgebruik. Dit kan in sommige situaties in Amerika zorgen dat elke kWh (ingekocht door een CPO) een extreme toeslag kan kennen die achteraf verrekend wordt (er zijn situaties waarbij een kWh een dollar kostte). Peak demand charges vormen een geschatte kostenpost van 80% van operatie publiek laadpalen.</p>	<ul style="list-style-type: none"> > Het lijkt erop dat gratis laden een steeds kleinere rol speelt nu de stad vraagt marktpartijen te laten investeren.
Wordt smart charging opgelegd?			
Wie financiert (extra) netintegratiekosten en op welke manier?			
Wat is de rol van de netbeheerder bij het laden?	Niet vergelijkbaar	<p>Diffuus:</p> <ul style="list-style-type: none"> > Als publieke netbeheerder en energieproducent moeten alle investeringen in het net met een kWh prijs worden terugverdiend. Op dit moment gaf SMUD aan de businesscase door onvoldoende gebruik nog moeizaam te vinden. Bij private netbeheerders in de USA is er de mogelijkheid een casus aan te dragen bij de regulator om het net te verzwaren of uit te breiden (zonder afhankelijkheid van een kWh gebruik), voor deze partijen is het zeer aantrekkelijk "EV-ready" aansluitingen te realiseren (ze mogen dan vaak geen investering in de laders doen). 	<ul style="list-style-type: none"> > Doordat de SMUD een publieke organisatie is heeft het weinig beperkingen van regulering in het exploiteren van laadinfrastructuur. Echter vormt de SMUD een uitzondering en worden de meeste distributienetten door sterk gereguleerde private bedrijven beheerd die in principe in hun netbeheerdersrol vaak niet mogen investeren in laadinfrastructuur. > De tendens in Amerika is verder dat een aantal grootschalige bedrijven investeren in laadinfrastructuur waarbij er wel vaak verticale marktverbanden bestaan die in Europa niet mogelijk zijn. Denk hierbij aan Tesla die in Amerika haar laadinfrastructuur nog steeds exclusief aan

		<ul style="list-style-type: none"> > Naast de optie om zelfstandig te investeren, realiseren ze aansluitingen voor en leveren elektriciteit aan andere bedrijven die laadpalen exploiteren. > SMUD doet veel experimenten om slim laden te bevorderen. 	<p>Tesla-rijders kan aanbieden met een exclusieve standaard, en Electrify America (Volkswagen) die grootschalig investeren (in alle typen laadinfrastructuur) als onderdeel van een schikking in het Dieselgate schandaal. Hiermee lijkt de rol van netbeheerders (Utilities) zich te beperken tot het aanleggen van netaansluitingen die terugverdient moeten worden met een component van de kWh prijs.</p>
Zijn er maatregelen getroffen in verband met brandveiligheid voor laadpalen die zich ondergronds bevinden?			
Wat zijn belangrijke uitdagingen voor publieke laadinfrastructuur?	Niet vergelijkbaar	<p>Peak demand charges, een extra component voor elke gebruikte kWh gebaseerd op piekgebruik over een bepaalde periode voor zakelijke gebruikers (o.a. CPO's). Dit kan tot zo'n 80% van het energietarief zijn waardoor de prijs van elektriciteit zeer hoog wordt. Ook voor de uren dat je buiten de piek valt. Dit maakt de businesscase zeer lastig, zeker voor snelladers.</p>	<p>Door een piektarief te hanteren voor elke geleverde kWh gebaseerd op een combinatie van gebruik op een piekmoment in een periode wordt de businesscase zeer moeilijk gemaakt voor een CPO. Echter zien we ook dat het hanteren van een piektarief wel zeer effectief werkt voor mitigerende oplossingen (zie volgende blok).</p>
Wat zijn de oplossingen voor die uitdagingen?	Potentieel vergelijkbaar	<p>Ondanks dat Brussel geen piektarifiering kent vanuit de netbeheerder/energieleverancier die vergelijkbaar is met die in Sacramento kan er wel degelijk conclusies worden getrokken uit de situatie in Sacramento. Immers, het is wel de verwachting dat in Brussel er ook een toenemende energieproductie komt via zonne-energie en er door (o.a.) EV's een toenemende vraag en mogelijke piekbelasting komt op het net. Het is vanuit die aard wel interessant te zien wat een extreem piektariefsysteem als effect heeft.</p>	<ul style="list-style-type: none"> > Bedrijven investeren in batterijcapaciteit bij (snel)laadinfrastructuur om piektarief te voorkomen. Vaak een private investering, echter heeft dit ook tot een interessante samenwerking geleid tussen SMUD en Electrify America die op laadlocaties investeert in batterijen die tot een lagere peakdemand tarief leiden voor Electrify America maar tegelijkertijd ook door de netbeheerder gebruikt kunnen worden om het net beter te managen en extra investeringen te voorkomen. Deze laatste oplossing is wellicht niet mogelijk in een Europees kader omdat een batterij (met name terug levering) als een energielevering kan worden gezien.

			> Smart charging bij semi-publieke laders, doordat de netbeheerder een feed-in tarief hanteert voor duurzame energie zijn er meer financiële prikkels om lokaal energie slim te laden.
--	--	--	--