

Fremtidens ladestander - Smart fra start -

Anbefalinger til den smarte ladestander
DEA og DTU, september 2020



Indhold

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Sammenfatning og anbefalinger | 4 |
| 1.1 | Indledning | 4 |
| 1.2 | En fremtidssikret og smart ladestander | 5 |
| 1.3 | Anbefalinger til den smarte ladestander | 6 |
| 2 | Værdien af en smart ladestander | 8 |
| 2.1 | Indledning | 8 |
| 2.2 | Forbrugsstyring | 9 |
| 2.3 | Energistyring | 9 |
| 2.4 | Aggregering | 9 |
| 2.5 | Værdien af intelligent opladning | 11 |
| 3 | Anbefalinger til krav til den smarte ladestander | 13 |
| 3.1 | Afgrænsning og definitioner | 14 |
| 3.2 | Kommunikation og cybersikkerhed | 14 |
| 3.2.1 | Forbundet ladestander | 14 |
| 3.2.2 | Cybersikkerhed | 14 |
| 3.2.3 | Åben og standardiseret | 15 |
| 3.3 | Dynamisk ladebegrænsning | 16 |
| 3.3.1 | Ladebegrænsning | 16 |
| 3.3.2 | Dynamisk styring | 17 |
| 3.3.3 | Styretrin | 17 |
| 3.4 | Data og måling | 17 |
| 3.4.1 | Intern måler og målepunkter | 17 |
| 3.4.2 | MID godkendelse | 17 |
| 3.4.3 | Dataopløsning og lagring | 18 |
| 4 | Forslag til krav til smarte ladestander på længere sigt | 18 |
| 5 | Gældende krav til ladestander og installationer i dag | 19 |
| 5.1 | Krav til nettilslutning af forbrugsinstallationer til lavspændingsnettet | 19 |
| 5.2 | Markedsforskrift D1/D2 og MID godkendte målere | 19 |
| 5.3 | Implementering af en ny rolle i elmarkedet som aggregator | 19 |
| 5.4 | Eldirektivet | 20 |
| 5.5 | AFI direktivet | 21 |
| 5.6 | Nuværende implementering gennem standarder | 21 |
| 5.7 | Andre lande | 21 |
| 6 | Test – tredjepartsmåling til separat afregning i elmarkedet | 22 |

6.1 **Pilottest med serielle operatørmålinger**22

6.2 **Proces**.....24

1 Sammenfatning og anbefalinger

1.1 Indledning

Den danske 70 pct. målsætning betyder, at de samlede drivhusgasudledninger skal halveres frem mod 2030 ift. i dag. Det stiller *helt* nye krav til vores energiforbrug, og forudsætter blandt andet i transportsektoren, at op mod 1,5 mio. personbiler, 40 pct. af varebilerne og en betydelig del af den tunge transport, inklusivt busser skal køre på el i 2030.

For at imødekomme denne elektrificering af transportsektoren kræves der en *massiv* udrulning af ladeinfrastruktur. Frem mod 2030 viser DEA og DTU's analyse (november 2019)¹, at der skal investeres 3-4 mia. i yderligere offentlig infrastruktur, svarende til et samlet behov for 25-30.000 offentlige og semioffentlige ladestander på arbejdspladser, ved boligforeninger, i byrummet og på motorvejsnettet, *samt* op mod 1 million private ladestander hjemme i carporten.

Dertil kræver det en betydelig opgradering af eldistributionsnettet, hvis elnettet skal kunne håndtere langt mere el til forbrug i 2030 end i dag, jf. Dansk Energis rapport (2020)².

Smart styring af opladning, som udnytter elbilens egenskaber som fleksibel elforbruger, og på sigt som et distribueret batterilager, vil kunne reducere behovet for udbygningen af elnettet. Gevinsterne for elnettet af smart styring af opladningen giver mulighed for at belønne elbilejere, som gennem en smart ladestander har mulighed for at styre opladningen uden om de perioder, hvor der er stor belastning på elnettet fra andre typer elforbrug. Det kan ske gennem lavere tariffer i ydertimerne, billigere tilslutning til elnettet mm. Smart styring af opladning betyder også, at elbilejeren kan opnå gevinster ved at oplade elbilen, når elprisen er lav, eller optimere elforbruget efter lokal elproduktion fra solceller mv.

Smart opladning giver derfor elbilejeren flere muligheder for at planlægge opladningen, og dermed høste gevinsterne heraf.

Formål med notatet

Formålet med nærværende notat er at vise værdien for elbilejerne og samfundet af smart opladning *samt* at pege på relevante krav til private og semioffentlige ladestander, som muliggør fleksibelt elforbrug, der *effektivt* kan udnytte variable tariffer og svingende elpriser både alene og gennem et *vilkårligt* tredjepartssystem.

Disse krav kan:

1. bruges i formuleringen af en dansk 'Best Practice', og anvendes i kommuner og virksomheders udbudsmateriale, når de indkøber ladestander,
2. som et krav fra myndighederne for at give økonomisk støtte til ladestander, eller
3. betragtes som branchens anbefalinger til myndighederne, hvis Danmark ligesom Storbritannien og Tyskland indfører lov for smart ladeinfrastruktur.

Det er vigtigt, at sådanne krav og anbefalinger foreligger tidligt nok til, at vi fra starten kan investere klogt i udrulningen af tusindvis af private og semi-offentlige ladeløsninger, som vil følge det stigende elbilsalg over

¹ DEA og DTU (nov 2019): Sådan skaber Danmark grøn infrastruktur til én million elbiler – Analyse og anbefalinger.

² Dansk Energi (marts 2020): Køreplan for energi- og forsyningssektorens bidrag til 70 pct. målsætningen.

de næste 10 år. Det er også vigtigt, at disse krav kan verificeres og dokumenteres for at sikre, at udstyret har den forventede styrbarhed, måleprecision, cybersikkerhed og interoperabilitet.

Notatet bygger ovenpå DEA og DTU's rapport fra november 2019 om behovet for ladeinfrastruktur, jf. note 1.

Afgrænsning

Der er primært fokuseret på krav rettet mod privat og semioffentlige ladestander, baseret på AC opladning. Private ladestander inkluderer ladestander ved husstanden, fx i carporten, som 7 ud af 10 danske bilejere i dag har adgang til. Semi-offentlige ladestander inkluderer arbejdspladser og boligforeninger, hvor ladestander gøres tilgængelige for besøgende³. Fælles for private og semi-offentlige ladestander er, at biler typisk vil kunne stå parkeret over længere tid, og at deres opladning derfor kan udskydes eller reduceres uden gene for kørselsbehovet. Dette vil ikke nødvendigvis være tilfældet for offentlige ladestander.

1.2 En fremtidssikret og smart ladestander

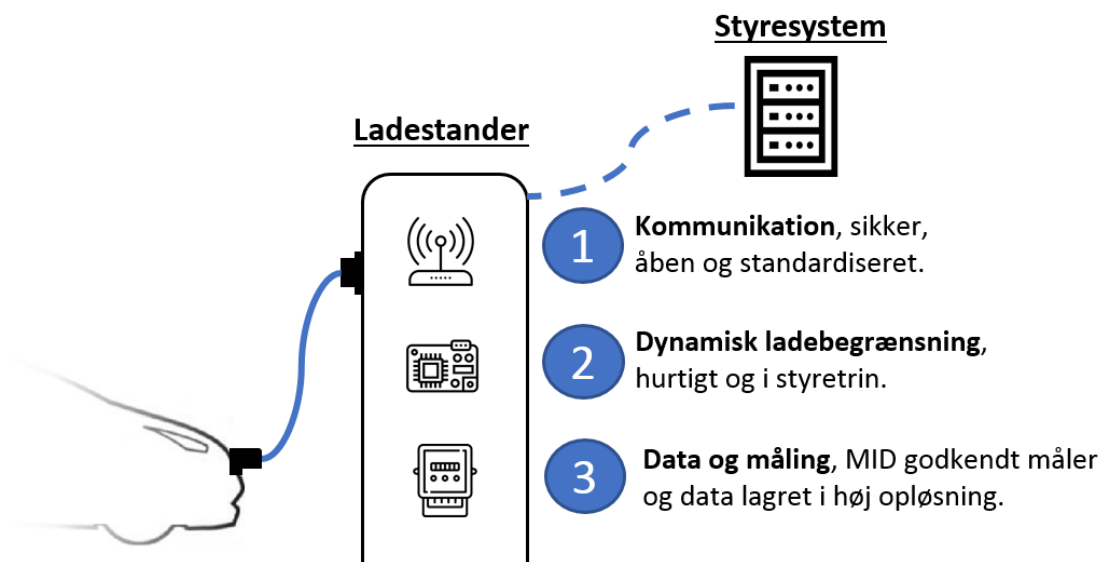
En smart ladestander kan styre elbilens opladning uden om de perioder, hvor der er stor belastning på elnettet fra andre typer elforbrug, når elprisen er lav, når strømmen er mest grøn eller optimere elforbruget efter lokal elproduktion fra solceller mv.

En fremtidssikret og smart ladestander skal således kunne understøtte dynamisk ladebegrænsning, som kan benyttes direkte af ladestanderens ejer såvel som et betroet styresystem. Hvis ladestander skal understøtte dynamisk ladebegrænsning, anbefales følgende egenskaber ved ladestander, jf. figur 1.

1. Ladestander skal kunne kommunikere ved hjælp af åbne kommunikationsstandarder således, at et vilkårligt betroet tredjepartssystem vil kunne tilgå ladestander og nyttiggøre data og dets ladestyring. Både kommunikation og data skal beskyttes ved cybersikkerhed.
2. Ladestander skal kunne styres hurtigt og på flere niveauer end tænd/sluk med henblik på forbrugsstyring, hvor effekten skal kunne reguleres.
3. Ladestander skal give adgang til data, som både kan bruges operationelt, under selve ladestyringen samt efterfølgende til dokumentation og afregning overfor kunden af levering af fleksibilitets- og effektbaserede ydelser.

- En smart ladestander forudsætter en standardiseret og sikker forbindelse til internettet, som foretager MID-godkendte strøm- og effektmålinger, og som giver mulighed for styring af ladestrømmen hurtigt og i niveauer.

³ Se Region Hovedstadens, DTU og DEA's vejledning til kommuner:
<https://www.regionh.dk/trafik/elbiler/Documents/Copenhagen%20Electric%20-%20vejledning%20til%20kommuner%20-%20nov19.pdf>





Figur 1 - De tre egenskaber for en smart ladestander


1.3 Anbefalinger til den smarte ladestander

Nedenfor, i tabel 1, listes en række udspecificeret egenskaber, som branchen anbefaler, der skal være til den smarte ladestander – udover krav til forbrugsinstallationer tilsluttet lavspændingsnettet, jf. [Vejledning for nettilslutning af forbrugsinstallationer](#), se kapitel 5.

Listen skal betragtes som en positivliste/best practise guide til en smart ladestander, og kan anvendes af elbilbranchen, energiselskaber, boligforeninger, myndigheder eller andre, der skal have sat ladestander op ved private husstande, arbejdspladser eller ved parkeringspladser ifm. boligbebyggelse, som krav fra myndighederne for at give økonomisk støtte til ladestander, eller som branchens anbefalinger til myndighederne, hvis Danmark ligesom Storbritannien og Tyskland indfører lov for smarte ladestander.

Tabel 1 - Oversigt, krav til den smart ladestander

| Type | Krav nr/ titel | Kriterie |
|--|-----------------------------------|--|
|  Kommunikation | 1.1 Forbundet ladestander | Ladestanderen skal kunne forbindes med et styresystem gennem en bidirektionel kommunikationslinje . |
| | 1.2 Cybersikkerhed | Forbindelsen skal anvende kryptering og autentificering til at sikre at data, software, hardware og grænseflader beskyttes . |
| | 1.3 Åben og standardiseret | Ladestanderen skal anvende gængse, åbne og standardiserede protokoller for at understøtte interoperabilitet. Konkret skal OCPP 1.6 eller 2.0 anvendes ved forbindelse til eksternt styresystem. |
|  Dynamisk ladebegrænsning | 2.1 Ladebegrænsning | Et styresystem skal kunne anvende en ladebegrænsning , som sætter et loft over den maksimale strøm (A), som ladestanderen må anvende. |
| | 2.2 Dynamisk styring | En anmodning om ændring i ladebegrænsning, modtaget fra et eksternt styresystem, skal resultere i at ladestanderen kommunikere denne ændring til elbilen inden for 1 sekund . |

| | | |
|--|--|---|
| | 2.3 Styretrin | En ladebegrænsning skal kunne sættes i styretrin på ≤ 1 A . |
| Data og måling  | 3.1 Intern måler og målepunkter | Ladestanderen skal have en intern måler som både lagrer strøm (A) og Energi (kWh) . |
| | 3.2 MID godkendelse | Der skal anvendes en intern måler som er MID godkendt og som dermed kan anvendes til afregning ved levering af fleksibilitetsydelser. |
| | 3.3 Dataopløsning og Lagring | Ladestanderen skal kunne lagre datapunkter internt med en opløsning ≤ 1 sekund og disse skal påføres et UTC tidsstempel med en nøjagtighed på 10 ms eller bedre . |

Ovenstående krav, særligt ift interoperabilitet og cybersikkerhed skal kunne dokumenteres – gerne gennem en uvildig verifikation eller certificering.

De fremlagte anbefalinger er rettet mod ladestanderen og dennes evne til at give et betroet styresystem adgang til dynamisk ladestyring. Der findes flere former for styresystemer med forskellige opgaver og roller, som forventes at kunne anvende dynamisk ladestyring. Disse styresystemer kan enten være **lokale** og implementere forbrugsstyring eller energistyring under en afregningsmåler. Sådanne systemer er især relevante i miljøer, hvor adskillige ladestandere installeres samlet og skal dele en given kapacitet – og/eller hvor standerne er del af et større styringsmiljø med andre lokale energiresourcer. Styresystemet kan også være **eksternt** og administrere en række, geografisk spredte, ladestandere.

Eksempler på **lokal** ladestyring:

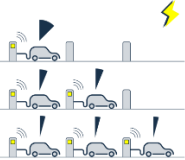

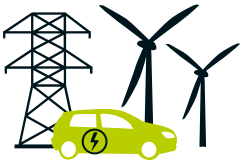
- **Forbrugsstyring**, hvor flere ladestandere er samlet under den samme elektriske tilslutning og skal dele en bestemt tilgængelig kapacitet. Denne kapacitet kan være fast eller dynamisk. Hvis den er dynamisk, deles kapaciteten med andet forbrug – og en elmåler anvendes til løbende at finde den kapacitet, som ladestanderne kollektivt har adgang til. *Dette vil typisk være aktuelt på parkeringsanlæg ved virksomheder, boligforeninger eller i p-huse.*
- **Energistyring**, hvor ladestanderne indgår i en lokal energi- og forbrugsoptimering og skal koordineres og optimeres som en del af en blandet porteføje af energiresourcer og fleksibelt forbrug. *Dette vil være aktuelt både i smart-building og smart-home miljøer, hvor især teknologier som solceller, varmepumper og stationære batterier sigter på at øge og optimere egetforbrug og energiautonomie.*

Eksempler på **eksternt** ladestyring:

- **Aggregering**, hvor en aktør med et centralt styresystem får adgang til en række geografisk spredte ladestandere med henblik på en koordineret styring, som kan anvendes til en række forskellige energi- og effekt-baserede ydelser. *Dette kan være en aggregator som efter aftale med ladestanderejeren sørger for, at en elbil oplader, når det er mest grønt og/eller billigst, eller leverer systemydelser til det overordnede elnet.*

Det forventes at der vil anvendes forskellige teknologier og standarder - alt efter om et **eksternt** eller **lokalt** styresystem anvendes.

Tabel 2 – Den smarte ladestanders forskellige anvendelsesformer

| Type | Forbrugsstyring | Energistyring | Aggregering |
|------------------------|---|---|---|
| |  |  |  |
| Anvendelsesform | Hvis flere elbiler lader side-om-side – fx på en parkingsplads – vil smarte ladestander tillade, at flere elbiler kan lade på en mindre og billigere nettilslutning ved, at den samlede ladestøm holdes under en aftalt grænse. | Smarte ladestander kan sikre, at elbiler der indgår i smarte hjem og bygninger med fx solceller, varmepumper mv. udnytter den ladefleksibilitet, som ligger i elbilerne, og at der dermed kan optimeres på det samlede energiforbrug. | Aggregeringen af smarte ladestander i et område kan sikre at elbilsopladning kan styres for at modvirke spidsbelastninger i det lokale elnet og understøtte integrationen af vedvarende energi i det samlede elnet. |

Dette dokument vil i de følgende afsnit uddybe disse krav samt fremtidige krav, som ladestander kan forventes at skulle kunne opfylde inden for de næste ti år.

2 Værdien af en smart ladestander

2.1 Indledning

Dansk Energi har opgjort værdien af "smart" opladning fra elbiler til 16 mia. kr., som er forskellen på behovet for investeringer i det lokale elnet i et scenarie, hvor 1 million elbiler oplader uden styring og et scenarie, hvor opladningen styres uden om de tidspunkter hvor elnettet er hårdt belastet af andet forbrug.

Et reduceret investeringsomfang på 16 mia. kr. frem til 2030 kan betragtes som samfundets gevinst ved smart opladning. Det svarer til en gevinst for samfundet på 16.000 kr. pr elbil, som enten kan komme alle elkunder til gode gennem lavere betaling for at bruge elnettet, eller kan komme elbilisterne til gode gennem særlige incitamenter, som belønner elbilister, der flytter deres elforbrug til tidspunkter, hvor elnettet ikke er belastet – eksempelvis lavere tilslutningsafgifter eller lavere tariffer. Dermed tilskyndes elbilisten også til at investere i intelligente ladestander, der kan styre opladningen smart.

Værdien for den enkelte elbilist er vanskeligt at opgøre, da det afhænger af mange forhold. Det vurderes dog, jf. tabel 4 nedenfor, at en elbilist der optimerer på differentierede tariffer, varierende elpriser samt deltager i balanceringsydelse vil kunne opnå en årlig gevinst på omkring 1.000 kr. ift. en elbilist, der oplader tilfældigt.

Udgiften ved smart opladning er, at der skal indkøbes en mere avanceret ladestander, end hvis det ikke skal kunne styres eksternt. Merudgiften for en smart ladestander anslås til 3.000 kr. inkl. moms, afhængig af type og producent, ift. en ikke-styrbar ladestander. Den anslåede merudgift tager udgangspunkt i den gennemsnitlige pris på 11 forskellige 11 kW ladestander fra europæiske producenter, som kan købes på det danske marked.

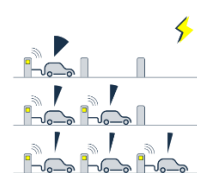
Det er også muligt at en smarte ladestander vil medføre en øget driftsudgift – fx i form af data- og operatøromkostninger. Disse eventuelle merudgifter er der ikke taget højde for her.

Med en forventet årlig gevinst fra smart styring af opladning på 1.000 kr., vil der være en samlet gevinst på ca. 5.000 kr. pr ladestander over 8 år ved at oplade smart. Det svarer til en samlet nettogevinst på 5 mia. kr., når vi har 1 mio. elbiler, se tabel 4 nedenfor.

Værdisætningen opdeles i det følgende i hhv. forbrugsstyring, energistyring og aggregering.

2.2 Forbrugsstyring

Flere ladestander er samlet under den samme elektriske tilslutning og skal dele en bestemt tilgængelig kapacitet. Denne kapacitet kan være fast eller dynamisk. Hvis den er dynamisk, deles kapaciteten med andet forbrug – og en elmåler anvendes til løbende at finde den kapacitet, som ladestanderne kollektivt har adgang til. *Dette vil typisk være aktuelt på parkeringsanlæg ved virksomheder, boligforeninger eller i p-huse.*



Tilslutningsafgift

En 11 kW ladestander skal bruge en nettilslutning med 16 ampere, som koster 16.000 kr. Ved at styre opladningen fra eksempelvis 10 ladestander, der deler en tilslutning til elnettet, kan man sikre, at den samlede opladning fra de 10 ladestanderne ikke belaster elnettet med mere end fx 100 ampere eller 10 ampere pr. ladestander. Det vil reducere tilslutningsbidraget med næsten 40 % gennem forbrugsstyring, svarende til en besparelse på 60.000 kr. for ti 11 kW ladestander.

En ladestander der kan bruges til forbrugsstyring skal kunne regulere effekten og ikke kun tænde og slukke.

2.3 Energistyring

Ladestanderne indgår i en lokal energi- og forbrugsoptimering og skal koordineres og optimeres som del af en blandet porteføje af energiresourser og fleksibelt forbrug. *Dette vil være aktuelt både i smart-building og smart-home miljøer, hvor især teknologier som solceller, varmepumper og stationære batterier sigter på at øge og optimere egetforbrug og energiautonomi, hvorved elforbrug fra nettet kan minimeres, og der kan opnås en besparelse på den samlede elpris inkl tarif, elafgift mv. Det kan også være aktuelt i forhold til at optimere forbruget fra elnettet efter differentierede nettarijfer og spotprisen på el.*

Gevinsten ved energistyring består primært i at undgå elforbrug fra elnettet. Hvor stor denne gevinst er, afhænger af produktionen, så det er vanskeligt at regne præcist på. For en elbilejer er det dog op til 5.000 kroner om året, men det vil så til gengæld kræve en stor elproduktion fra solceller og en tilsvarende fleksibilitet i forhold til at lade, når solen skinner.

2.4 Aggregering

En aktør med et centralt styresystem får adgang til en række geografisk spredte ladestander med henblik på en koordineret styring, som kan anvendes til en række forskellige energi- og effekt-baserede ydelser. *Dette kan være en aggregator, som efter aftale med ladestanderejeren sørger for, at en elbil oplader, når det er grønnest og/eller billigst, eller leverer systemydelser til det overordnede elnet og/eller lokale fleksibilitetsydelser til distributionsnettet.*

Udnyttelse af differentierede tariffer

Tarifferne til distributionsnettet bliver mere og mere differentierede for at tilskynde til at flytte forbruget til tidspunkter, hvor nettet er mindre belastet. I tabel 1 vises et tænkt forbrug, hvor elbileren primært oplader sin elbil i kogespidsen fra 17-20, fordi elbilen sluttet til når man kommer hjem efter arbejde og lader umiddelbart efter.

Desuden fremgår to yderligere profiler; 1) hvor opladningen styres efter Radius Elnets variable tariffer, som betyder, at det især om vinteren er optimalt at flytte forbruget til efter klokken 20.00, samt 2) en profil som er styret af den forventede tarifmodel 3.0, hvor det er optimalt at flytte forbruget helt til efter midnat.

Tabel 3. Fordeling af opladning over døgnet

| | 00-06 | 06-17 | 17-20 | 20-00 |
|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Ustyret opladning | 10% | 20% | 50% | 20% |
| Styret efter Radius-tarif | 10% | 20% | 20% | 50% |
| Styret efter tarifmodel 3.0 | 40% | 20% | 20% | 20% |

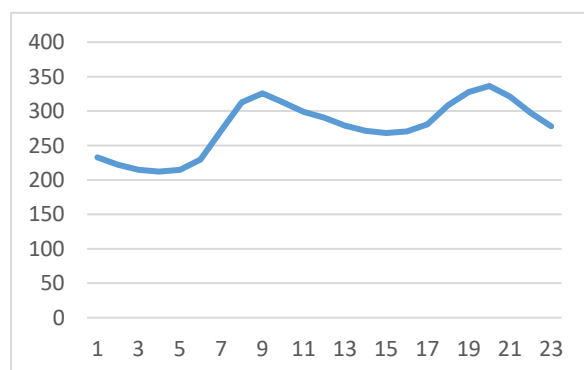
I profilen som er styret efter Radius tarifmodel spares ca. 200 kr. årligt, mens der i den ladeprofil, som er styret efter tarifmodel 3.0 spares næsten 450 kr. om året. Besparelsen afhænger af, hvor store andele af forbruget der kan flyttes til de billige timer. Hvis der kan flyttes mere end i profilerne i tabel 3 er besparelsen naturligvis også større.

Variierende elpriser

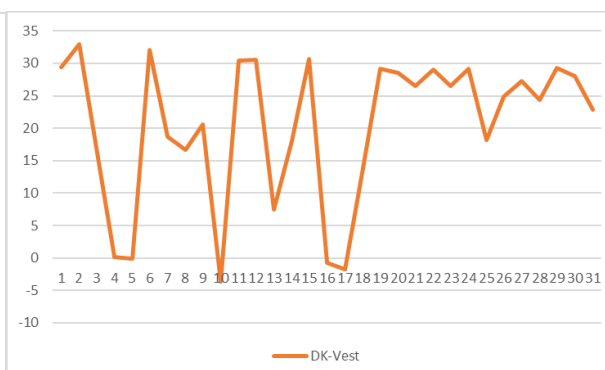
Elprisen varierer over døgnet, som det fremgår af figur 2. Prisen følger nogenlunde forbruget og er derfor dyrest i kogespidserne morgen og aften. Figur 2 viser den gennemsnitlige pris i 2019 pr. time, men som det fremgår af figur 3 er der stor variation fra dag til dag. I figur 3 ses elprisen i den første time fra midnat til klokken 1 for alle dage fra den 1. til den 31. marts 2019. Nogle dage er prisen negativ, mens prisen andre dage er over 30 øre pr. kWh.

Den store variation gør, at det er muligt at spare ca. 300 kr. årligt, hvis man flytter sit forbrug fra kogespidsen til om natten.

Figur 2. Elprisen i 2019 pr time (kr./MWh)



Figur 3. Elpris den 1. time i marts 2019



For at udnytte at elprisen varierer fra dag til dag kræves en aktiv styring af ladestanderen, så opladningen planlægges efter elprisen. Det vil kunne give en årlig besparelse på 5-600 kr.

Frekvensregulering og V2G

Elbiler kan levere forskellige ydelser til elsystemet og elnettet, og værdien af disse ydelser afhænger af, hvor ofte elbilen er tilsluttet ladestanderen, og om ladestanderen kan levere el tilbage til nettet (V2G). True Energy har et fungerende produkt kaldet "Big battery", som leverer balanceringsydelser til Energinet. True Energy oplyser på hjemmesiden, at man kan forvente at få 400 kr. om året, hvis bilen er tilsluttet hver anden nat. Insero har vurderet, at potentialet er helt op til 3.500 kr. pr. år.

CO2 besparelser

DTU og TOMORROW har beregnet en årlig besparelse på ca. 110 kg CO2 per elbil per år ved brug af CO2-baseret opladning sammenlignet med ikke-styret opladning. Dette er beregnet ud fra et simpelt brugsmønster for en elbilist. Ofte vil elprisen være lav, når der er meget VE i elnettet, så lavt CO2-udslip og lav pris er i et vist omfang sammenfaldende.

2.5 Værdien af intelligent opladning

Samfundsværdien af en intelligent ladestander i 2030 er potentielt ca. 16.000 kr. frem mod 2030, hvis man kun medregner gevinsterne for eldistributionsnettet, men hertil kommer gevinsten ved bedre udnyttelse af VE, dvs. balancering af elsystemet, samt værdien af lavere CO2-udledninger fra elforbruget i elbilerne.

En del af disse gevinster vil tilfalde elbilisten gennem lavere elpriser, nettariffer, lavere tilslutningsafgift sfa. kapacitetsoptimering. Hertil kommer potentielle gevinster via operatøren fra levering af aggregerede systemydelser og evt. fleksibilitetsydelser til det lokale distributionsnet. Disse betalingsstrømme kan indgå i elbilistens aflønning for at være fleksibel. Den samlede betaling til en enkelt elbilist kan ikke opgøres entydigt, da det afhænger af lokale forhold, og omfanget af aggregerede ydelser og da opladningen ikke kan styres efter alle mål samtidigt. Eksempelvis kan elprisen i visse (ekstreme) situationer være høj på tidspunkter, hvor elnettariiffen er lav, fx ved lav VE-produktion i spidslastperioder, og derfor kan man ikke nødvendigvis styre efter begge formål samtidigt.

Tabel 4. Oversigt over potentielle gevinster ved smart opladning af elbiler

| | Gevinst pr. smart lade stander som styres | Noter |
|--------------------------------------|--|--|
| Samfundsøkonomisk gevinst | 16.000 kr. pr. ladestander | Iflg. Dansk Energis rapport "Er elnettet klar til elbilerne?" ⁴ kan investeringerne i elnettet potentielt reduceres med 16 mia. kr. frem mod 2030, hvis 1 million elbiler lader fleksibelt sammenlignet med en situation, hvor opladningen sker ustyret. Det svarer til |

⁴ Se https://www.danskeenergi.dk/sites/danskeenergi.dk/files/media/dokumenter/2019-05/Er_elnettet_klar_til_elbilerne_Analyse_af_effekt-og_investeringsbehov_i_eldistributionsnettet.pdf

| | | |
|--|--|--|
| | | 16.000 kr. pr. elbil, hvis 85 pct. af den samlede opladning sker fleksibelt. |
| Forbrugsstyring m. reduceret tilslutningsafgift (A) | 6.000 kr. pr. ladestander (11 kW) | I en boligforening hvor der skal etableres ny nettilslutning til et antal ladestander vil der kunne spares halvdelen af tilslutningsafgiften, hvis ladestanderne kan deles om tilslutningen, dvs. hvis det samlede ampere-behov kan reduceres. |
| Energistyring (B) | Op til 5.000 kr. pr. år | En husstand med solceller og elbil vil kunne spare op til 2,2 kr./kWh ved at oplade bilen når der er egenproduktion fra solcellerne. Er der fuld samtidighed mellem egenproduktion og opladning, er besparelsen op til 5.000 kr./år afhængigt af kørselsforbruget. |
| Differentierede tariffer (B+C) | 250-400 kr. pr. år | Ved at reducere andelen af opladningen fra 50% til 20% i kogespidsen for Radiuskunder kan der spares 250 kr. pr år. Med endnu mere differentierede tariffer kan øge besparelsen til 400 kr./år |
| Variierende elpriser (B+C) | Op til 600 kr. pr. år | For at udnytte, at elprisen varierer fra time til time, kræves en aktiv styring af ladestanderen, så opladningen planlægges efter elprisen. Det vil kunne give en årlig besparelse på 5-600 kr. pr år. |
| Balanceringsydelse (C) | 400 kr. pr. år (større potentiale ved V2G) | True Energy oplyser på deres hjemmeside, at deltagelse i balanceringsydelsen Big Battery kan give en årlig gevinst på ca. 400 kr. |

Den gennemsnitlige merudgift for en smart ladestander anslås til 3.000 kr. inkl. moms i indkøbs- og etableringsomkostning, afhængig af type og producent. Den anslåede merudgift tager udgangspunkt i den gennemsnitlige pris på 11 forskellige 11 kW ladestander fra europæiske producenter, som kan købes på det danske marked.

Med udgangspunkt i en merpris på 3.000 kr. og en forventet årlig gevinst fra smart styring af opladning på 1.000 kr., jf. tabel 4, vil der være en samlet gevinst på ca. 5.000 kr. over 8 år ved at oplade smart, jf. tabel 5.

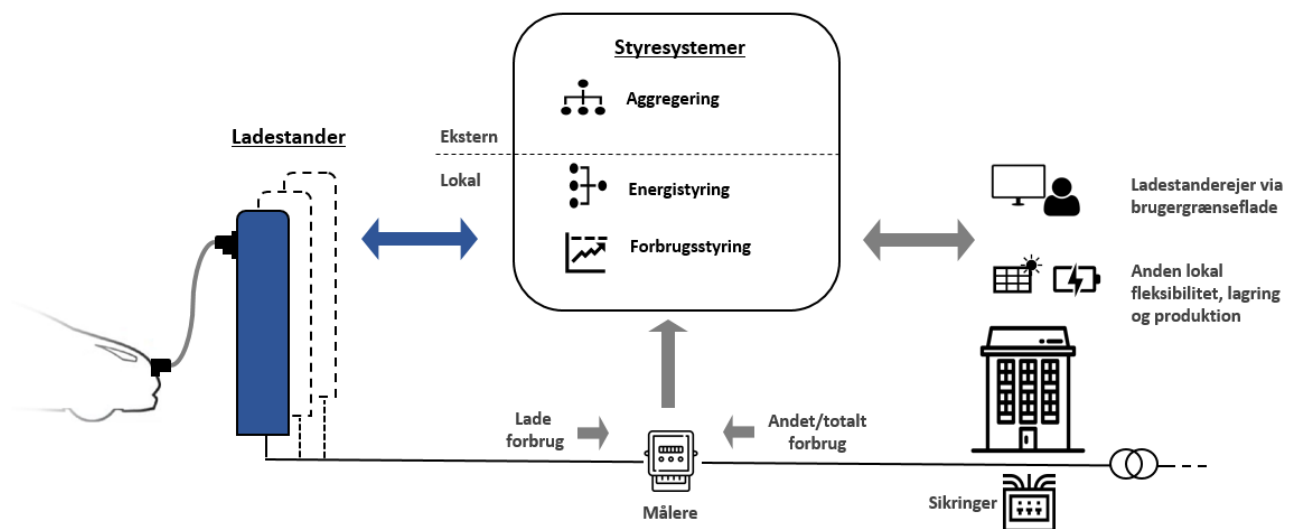
Tabel 5. Eksempel på driftsøkonomi for elbilist i 8 år

| | Elbilist med intelligent ladestander | Elbilist med "dum" ladestander |
|---------------------------------|---|---------------------------------------|
| Etableringsudgifter | | |
| Etablering af ladestander | 10.000 kr. | 10.000 kr. |
| Merpris for intelligent stander | 3.000 kr. | 0 kr. |
| Etablering og stander i alt | 13.000 kr. | 10.000 kr. |
| Løbende udgifter i 8 år | | |

| | | |
|---|-------------------|-------------------|
| El i 8 år med 2.500 kWh/år a 1,2 kr./kWh | 24.000 kr. | 24.000 kr. |
| Gevinst fra intelligent opladning, 1.000 kr./år | 8.000 kr. | 0 kr. |
| Løbende udgifter i alt | 16.000 kr. | 24.000 kr. |
| Samlede udgifter i 8 år | 29.000 kr. | 34.000 kr. |

3 Anbefalinger til krav til den smarte ladestander

De fremlagte anbefalinger er rettet mod ladestanderen og dennes evne til at give et betroet styresystem adgang til dynamisk ladestyring, og vil blive præciseret i nærværende kapitel.



Figur 4- Miljø, ladestander og styresystemer- dokumentets afgrænsning markeret med blå

3.1 Afgrænsning og definitioner

Nærværende krav er som nævnt rettet mod ladestanderen og dennes styrbarhed (illustreret i blåt på figuren ovenfor). Det er forsøgt at definere overordnede krav, som ikke er baseret på hvilket specifikt styresystem, som er anvendt.

Dette dokument gør brug af følgende begreber og termer:

| | |
|--------------------------|---|
| Styresystem | Et betroet tredjepartssystem (computer/kontroller) som af ladestanderens ejer er blevet bemyndiget til at tilgå ladestanderen med henblik på dynamisk ladebegrænsning. |
| Brugergrænseflade | Et værktøj som giver ejeren af ladestanderen mulighed for at aktivere og indstille tidforskudt opladning samt giver adgang til målerdata. |
| Dynamisk ladebegrænsning | Mulighed for dynamisk at sætte en øvre grænse for den anvendte ladestrøm. Ved 'dynamisk' forstås at ændringer kan foretages løbende, under elbilens ladeforløb, og at disse ændringer gennemføres hurtigt. |
| Kommunikationsenhed | Den computer/ det indlejrede system i ladestanderen som gennem en trådløs eller kablet forbindelse, og åbne kommunikationsstandarder, skaber grænsefladen til det betroede tredjepartssystem og ladestanderejeren. |
| Måler | Ladestanderens interne måler som kan foretage effekt og energimålinger. |
| Smart ladestander | En ladestander med en standardiseret og sikker kommunikation gennem internettet, som foretager MID-godkendte strøm og effektmåling i høj opløsning og som giver mulighed for styring af ladestrømmen hurtigt og i niveauer. |
| Styrettrin | Den givne trinstørrelse med hvilket en ladebegrænsning kan sættes. |
| Styringsnøjagtighed | Forskellen mellem effektmålinger og det angivne setpunkt/ladeloft – dvs hvor langt ligger bilens faktiske ladeeffekt fra det ønskede. |
| Styringspræcision | Forskellen mellem de enkelte effektmålinger – dvs hvor meget svinger/variere den anvendte ladeeffekt over tid. |

3.2 Kommunikation og cybersikkerhed

Den anvendte kommunikation mellem ladestander og betroet tredjepartssystem skal understøtte interoperabilitet og sikkerhed.

3.2.1 Forbundet ladestander

Ladestaderen skal være forbundet til internettet gennem en enten trådet eller trådløs forbindelse. Denne forbindelse skal sikre at et betroet styresystem kan tilgå ladestanderen med henblik på adgang til data og aktivering af ladebegrænsning.

3.2.2 Cybersikkerhed

En ladestander med forbindelse til internettet skal til en hver tid sikres for uautoriseret brug, ved implementering af industriudbredte sikkerhedsstandarder.

De grundlæggende hensyn til sikkerhed kan indeles som følger:

1. Hensyn til bruger og data
2. Hensyn til elnettet og udstyr

Hensyn til bruger og data

Gennem udvikling af ladestander og brugergrænseflade skal der tages hensyn til sikring af bruger og brugerdata, så uautoriseret adgang til en ladestander ikke giver adgang til brugerdata, samt at alt kommunikation mellem en ladestander, et eksternt styresystem og en brugergrænseflade benytter end-to-end kryptering som f.eks. secure hypertext transfer protocol (HTTPS) eller secure WebSocket (WSS) som begge benytter TLS kryptering og Public Key Infrastructure (PKI)

De grundlæggende sikkerhedsattributter; fortrolighed, dataintegritet og tilgængelighed skal sikres af sikkerhedsteknologi og mekanismer i ladestander og i forbindelse med de anvendte kommunikationsstandarder.

Følgende elementer skal beskyttes ifm. dynamisk ladestyring af ladestanderne:

- Kommunikation og data sendt til og fra ladestander
- Data lagret i ladestander
- Grænseflade til styring/konfiguration af ladestander

Hensyn til elnettet og udstyr

En aggregeret portefølje af ladestander tilsluttet elnettet kan opfattes som kritisk infrastruktur, derfor bør sikkerhedskrav til en ladestander være højere end ved almindelige forbrugsgenstande. Sikkerhedskrav skal vurderes ift. den risiko de indebærer imens der tages forbehold for omkostninger og brugervenlighed.

Der bør implementeres mekanismer til drift af ladestanderne som sikrer og som minimum understøtter følgende:

- Firmware og firmwareopdateringer
- Sikker opstart
- Sikring mod uautoriseret forsøg på styring

Denne sikkerhed kan til dels opnås ved implementering af "security whitepaper"⁵ til OCPP 1.6 eller ved brug af sikkerhedsprofiler under OCPP 2.0.1

Der bør tilstræbes "end-to-end security" – gerne i kombination med IEC/ISO 15118 hvis denne anvendes mellem elbil og ladestander.

3.2.3 Åben og standardiseret

Anvendelsen af gængse og åbne kommunikationsstandarder sikrer, at et vilkårligt tredjepartssystem kan tilgå en ladestander og nyttiggøre dets ladebegrænsning.

⁵ <https://www.openchargealliance.org/news/enhanced-security-for-ocpp-16/>

Standarden IEC61851-Annex A anvendes allerede af stort set alle elbiler på markedet til simpel kommunikation med ladestander.

Det sættes som krav at **OCPP benyttes** for at opnå interoperabilitet for styring gennem et **eksternt system**. OCPP er valgt da protokollen for nærværende er den eneste udbredte og åbne kommunikationsprotokol som kan forbinde ladestander og eksternt styresystem. Det er dog muligt at der i fremtiden vil komme nye protokoller og kommunikationsstandarder som kan erstatte OCPP.

Der sættes ikke krav til hvilken protokol som benyttes for tilslutning med lokalt styresystem.

3.3 Dynamisk ladebegrænsning

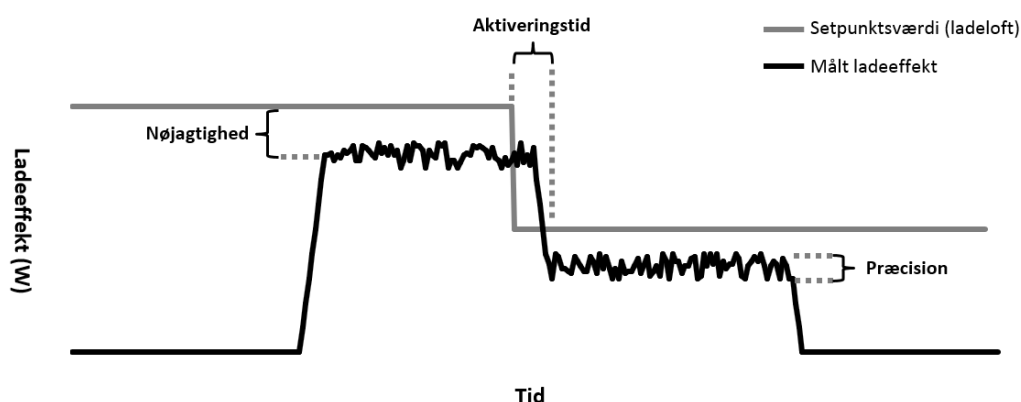
3.3.1 Ladebegrænsning

Det overordnede formål med den dynamiske ladebegrænsning er at holde den anvendte ladeeffekt under en given værdi (et loft) ved at anvende de mekanismer som IEC 61850-Annex A standarden giver mulighed for. Det vil sige at ladepunktet sender et signal via ladekablet til elbilen så er forpligtet til at reagere på dette.

Figur 5. illustrerer den ønskede adfærd hvor den målte ladeeffekt, med en kort aktiveringstid og en god nøjagtighed og præcision, skal kunne tilpasse sig en given ladebegrænsning.

For ladebegrænsning ved vekselstrømsladestander, hvor selve laderen befinder sig i elbilen, vil disse parametre dog i høj grad afgøres af elbilens interne batteristyringssystem – hvorfor der ikke direkte kan stilles krav til ladestanderen ift disse.

Ladestanderens ansvar er dermed blot hurtigt at kommunikere en ladebegrænsning videre ned mod elbilen.



Figur 5- illustration af dynamisk ladeloft

3.3.2 Dynamisk styring

For at ladebegrænsningen skal være dynamisk kræver det at ladestanderen inden for ét sekund, efter modtagelse af en ladebegrænsning fra et styresystem, kommunikere denne ændring til den tilsluttede elbil gennem den kommunikationsmetode som beskrives i IEC 61850-Annex A.

3.3.3 Styretrin

Et setpunkt (loft) for strøm (A) skal kunne sættes med en opløsning på maksimalt **1 ampere**.

For en ladestander som understøtter 16 ampere per fase (et eller trefaset opladning), skal opladning dermed kunne sættes i trin på f.eks. 15 A, 14 A osv. per fase.

3.4 Data og måling

Ladestanderen skal kunne måle og lagre data som efterfølgende kan anvendes til dokumentation for forbrug og levering af fleksibilitet/ydelser. Behov hvor en aggregator har brug for realtidsmålinger, som del af sin styring er ikke dækket her – men kan blive mere relevant i fremtiden.

NOTE: AC ladestandere har i dag kun meget begrænsede muligheder for at modtage data fra det elektrisk køretøj – i stedet vil det meste data stamme fra standerens interne måler. Også det vil ændre sig i fremtiden.

3.4.1 Intern måler og målepunkter

Data indhentes fra ladestanderens kommunikationsgrænseflade med det elektriske køretøj samt fra dens interne måler.

Fra elektrisk køretøj:

- **Tilslutningstilstand**, [Sandt/Falsk] hvorvidt en elbil er tilsluttet og er klar til opladning

Fra måler

- **Strømstyrke**, [Ampere] elektrisk strømstyrke gennem måleren.
- **Energi**, [kWh] (sum) energimåling.
Anbefalet – men ikke krav
- **Spænding**, [Volt] tilført elektrisk spænding til måleren.
- **Frekvens**, [Hz] frekvensen af den strøm, der tilføres måleren.

Det er således ikke nok, at måleren alene måler energi (kWh), hvis man også gerne vil måle effekten ift. at sige noget om kapaciteten i elnettet, da skal man kunne måle spændingen. Eller hvis man vil måle reaktionstid (ift. fx frekvensregulering), da skal man kunne måle frekvensen.

3.4.2 MID godkendelse

Det Europæiske Måleinstrumentdirektiv (MID) beskriver godkendelsesproceduren for måleinstrumenter – derunder også elmålere.

Brugen af MID kan sikre at de målere som anvendes i ladestandere er pålidelige og præcise nok til både at dokumentere levering af fleksibilitetsydelser og kan bruges som en del af den endelige afregning – men også for at kunne dokumentere leveringen af effekt-baserede ydelser (feks frekvensregulering).

Dermed sætter vi som krav at en smart ladestander skal indeholde en måler som opfylder MID bekendtgørelsen⁶.

3.4.3 Dataopløsning og lagring

Ladestanderen skal kunne lagre datapunkter med en **opløsning ≤ 1 sekund** og disse skal påføres et **UTC tidsstempel med en nøjagtighed på 10 ms eller bedre**.

Vi anbefaler at data jævnligt overføres til et sikret datalager – gerne **mindst én gang dagligt**.

I tilfælde af fejl og udfald på ladestanderen, som vil forhindre data i at blive overført, anbefales det at data for **minimum 1 uge** kan gemmes lokalt på ladestanderen.

4 Forslag til krav til smarte ladestandere på længere sigt

Det kan inden 2030 blive aktuelt at opstille flere krav for ladestandere. Disse krav kan inkludere:

- **Dynamisk ladestyring** – angivelse af setpunkt for aktiv ladeeffekt (ikke blot ladebegrænsning).
- **Bidirektional styring (V2G)** – mulighed for afladning af batteri
- **Rampefunktion** – definere raten med hvilken ladeeffekten ændres (kW/Sekund) [for produktionsanlæg taler man om minutter....]
- **Randomiseret forsinkelsefunktion** – tidforskydelser af ændring i effekt for at imødekomme ubalancer
- **Effektfaktorregulering** – regulering af reaktiv effekt proportionelt med den aktive ladeeffekt
- **Q-regulering** - regulering af reaktiv effekt uafhængigt af den aktive ladeeffekt
- **Automatisk Spændingsregulering** - regulering af reaktiv effekt som funktion af spænding [hvor kommer det fra....]

Der kan også stilles skærpede krav til styringsopløsning, -nøjagtighed, -præcision og aktiveringstid.

Bidirektional ladestyring kan understøttes af standarderne ISO/IEC 15118 (fremtidig udgave), CHAdeMO 1.1 samt fremtidige revisioner af CHAdeMO v2.0.

Nye standarder og mulighed for styring forventes at give adgang til datapunkter som vil styrke mulighederne for dynamisk ladestyring. Dette inkludere

Fra elektrisk køretøj:

- **State of Charge (% / kWh)**, Aktuel kapacitet i elbilens batteri
- **Identifikation af bil (VIN)**, En identifikation af køretøjet som er tilsluttet ladestanderen

Fra måler

- **Reaktiv effekt (VAR)**, Reaktiv effekt import/eksport
- **Bidirektional strømmåling (I)**, Leveret/aftaget effekt

Disse data punkter vil i fremtiden kunne implementeres gennem ISO/IEC 15118, CHAdeMO 2.0 og OCPP 1.6/OCPP 2.0.

⁶ <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=185048>

5 Gældende krav til ladestandere og installationer i dag

5.1 Krav til nettilslutning af forbrugsinstallationer til lavspændingsnettet

Ladestanderen skal opfylde krav til forbrugsinstallationer tilsluttet lavspændingsnettet, jf. [Vejledning for nettilslutning af forbrugsinstallationer til lavspændingsnettet](#).

Det handler bl.a. om, at de elektriske installationer til ladestanderne skal udføres, så de er sikre og overholder kravene i installationsbekendtgørelsen (Bekendtgørelse om sikkerhed for udførelse og drift af elektriske installationer nr. 1082 af 12/07/2016). En ladestander er netop en fast installation, der skal kunne holde til langvarig opladning af elbiler. Et såkaldt mormorkabel (et kabel som giver mulighed for at tilslutte elbilen til en almindelig husholdnings-stikkontakt) er normalt ikke tilstrækkeligt, da det ikke er garanteret at den bagvedliggende installation er egnet til langvarig opladning. Der henvises til Sikkerhedsstyrelsens krav til elinstallationerne og til den europæiske standardserie for elektriske installationer HD 60364, kapitel 722.

De tekniske krav til installation kan inkludere (eksempler taget fra virksomheden CLEVER's vejledning):

- Kablet skal være et 90-graders, 5x4 mm² PVC eller XLPE-kabel til en 11 kWh-installation (16 ampere), og der skal være ført nok kabel frem, til at vores elektriker selv kan forkorte det, når han installerer ladeboksen.
- Er kablet længere end 35 meter, målt fra din eltavle og ud til placeringen af ladeboksen, så skal du op i et 5x6mm² kabel.
- Kablet fra eltavlen til ladeboksen må ikke forsyne andet end ladeboksen – fx andre stikkontakter, lyskilder eller hårde hvidevarer.
- Der skal være opsat enRCD 30 mA (type A) plus 16A sikring eller et 16A kombirelæ foran kablet.

5.2 Markedsforskrift D1/D2 og MID godkendte målere

Såfremt operatørmålinger skal kunne indgå direkte i elmarkedet (jf. pilotprojektet med Clever og DataHub, se kapitel 8) bør det sikres, at måleren overholder alle krav i markedsforskrift D1/D2.

MID godkendte målere som skal bruges til afregning og datahub er beskrevet i "Krav om egenkontrol af måleres løbende målerrigtighed" (BEK582 af 28. maj 2018).

5.3 Implementering af en ny rolle i elmarkedet som aggregator

Efter det nye eldirektiv (Clean Energy Package) skal der implementeres nationale regler, som tillader og fremmer aggregering, senest den 1. januar 2020. Ifølge eldirektivet skal enhver kunde have mulighed for at vælge aggregator uafhængigt af kundens eksisterende elleverandør.

En aggregator er en kommerciel aktør, som styrer og puljer forbrugerens/egenproducenters forbrug og/eller produktion med henblik på at tilbyde fleksibilitet i elmarkedet eller potentielt til afhjælpning af flaskehalse i elnettet. Ideen er, at en aggregator med sin særlige teknologiske eller brugeradfærdsmæssige kompetence kan levere ændringer i en porteføljes forbrugs- og/eller produktionsprofil og omsætte disse ændringer til levering af system- eller flaskehalsydelse til TSO og DSO.

Der kan grundlæggende identificeres to alternative konfigurationer af aggregatorrollen:

1. Aggregering uden krav om samtidig el-levering
2. Aggregering med krav om samtidig el-levering

Model 2 har den fordel, at hvis der ikke stilles krav om samtidig el-levering, vil der introduceres en række asymmetrier og kompleksiteter i håndteringen af balanceansvaret og -afregningen mellem de aktører, der henholdsvis ville være ansvarlige for el-leverancen og den fleksibilitet, der samtidigt leveres af en kundes aggregator.

For at undgå disse problemstillinger og sikre en operationel og robust implementering af aggregatorrollen på kortere sigt vil det være en fordel med en løsning, hvor der stilles krav om, at en aggregator skal indgå aftale med eller selv optræde i rollen som elleverandør for den volumen, aggregatoren råder over, for at kunne levere fleksibilitet i elmarkedet, dvs. nr. 2 ovenfor. Denne model med samtidigt ansvar for el-levering og aggregering er i realiteten den model, der pt. testes i pilotprojektet, jf. kapitel 6.

Det forventes desuden, at der fortsat vil blive arbejdet videre med at afdække mulighederne for en model, der ikke nødvendigvis forudsætter samtidig ansvar for el-levering og aggregering. En sådan alternativ model skal i givet fald bygge på en aftale mellem de berørte, kommercielle aktører, så der ikke overvæltet balanceomkostninger mellem forskellige aktører ved aktivering af fleksibilitet, fx mellem kundens aggregator til kundens elleverandør, som i dette tilfælde vil have ansvaret for den samlede leverance, herunder også balanceansvaret for denne leverance.

Energistyrelsen har givet udtryk for, at de pt. arbejder videre med model nr. 2, men også at de afsøger en nærmere afklaring af det juridiske råderum i direktivet, inden modellen implementeres i elforsyningslov og markedsforskrifter senest 1. januar 2021.

5.4 Eldirektivet

Der er fastsat krav til intelligente målersystemer i **eldirektivets artikel 20**. Kravene er skrevet med henblik på afregningsmålesystemer.

Kravene i artikel 20 er:

a) de intelligente målersystemer skal måle det faktiske elektricitetsforbrug nøjagtigt og skal kunne give slutkunder oplysninger om det faktiske forbrugstidspunkt. Validerede data for hidtidigt forbrug skal gøres let og sikkert tilgængelige og synlige for slutkunder på anmodning uden yderligere omkostninger. Ikkevaliderede næsten realtid forbrugsdata skal også gøres let og sikkert tilgængelige for slutkunder uden yderligere omkostninger gennem en standardiseret grænseflade eller gennem fjernadgang med henblik på at støtte automatiserede energieffektivitetsprogrammer, fleksibelt elforbrug og andre ydelser

b) sikkerheden i forbindelse med de intelligente målersystemer og datakommunikation skal være i overensstemmelse med relevante EU-regler om sikkerhed, idet der tages behørigt hensyn til de bedste tilgængelige teknikker til sikring af den højest mulige grad af cybersikkerhedsbeskyttelse under hensyntagen til omkostningerne og proportionalitetsprincippet

c) slutkunderne skal sikres beskyttelse af privatlivets fred, og beskyttelsen af deres data skal være i overensstemmelse med relevante EU-regler om databeskyttelse og privatlivets fred

d) måleroperatører skal sikre, at målerne eller -systemerne hos aktive kunder, der kan registrere elektricitet, der leveres til nettet fra kundens installation

e) hvis slutkunder anmoder herom skal data om den elektricitet, de leverer til nettet, og data om deres elektricitetsforbrug i overensstemmelse med de gennemførelsesretsakter, der vedtages i henhold til artikel 24, stilles til rådighed for dem via en standardiseret kommunikationsgrænseflade eller via fjernadgang eller for tredjemand, der handler på deres vegne, i en letforståelig form, der giver dem mulighed for at sammenligne tilbud på et ensartet grundlag

f) passende rådgivning og oplysninger skal gives til slutkunder før eller på det tidspunkt, hvor intelligente målere installeres, navnlig om alle deres muligheder med hensyn til måleraflysning og overvågning af energiforbruget samt om indsamling og behandling af personoplysninger i overensstemmelse med gældende EU-regler om databeskyttelse

g) intelligente målersystemer skal give slutkunderne mulighed for at få foretaget afmåling og afregning med samme tidsopløsning som for afregning af ubalancer på det nationale marked.

Med henblik på første afsnit, litra e), skal det ligeledes være muligt for slutkunder at hente deres målerdata eller overføre dem til en anden part uden ekstra omkostninger og i overensstemmelse med deres ret til dataportabilitet i henhold til EU-regler om databeskyttelse.

5.5 AFI direktivet

Af direktiv 2014/94/EU af 22. oktober 2014 (det såkaldte AFI direktiv) fremgår det af stk. 29, at medlemsstaterne bør sigte på at undersøge de tekniske og økonomiske muligheder for at opnå synergi med udbygningsplanerne for intelligente målersystemer [...], herunder at virksomheder der ejer og driver elnettet bør ved udviklingen af deres opgaver samarbejde på et ikke diskriminerende grundlag med operatører af ladestander ved at give dem de nødvendige oplysninger med henblik på effektiv adgang til og brug af systemet.

Standarder ift. til stikforbindelser (Type 2 som er beskrevet i EN 62196-2), som kan udstyres med mekanisk lukningsmekanisme samtidig med at TYPE 2-kompatibiliteten opretholdes.

For højeffektjævnstrømsladestander gælder, at de som minimum skal være udstyret med stikforbindelse til det kombinerede opladningssystem Combo 2 (beskrevet i standarden EN 62196-3).

5.6 Nuværende implementering gennem standarder

Styring via et ladeloft er for nærværende understøttet via IEC 61851-1:2017 Annex A eller CHAdeMO 1.1 (eller nyere) mellem ladestander og bil – og OCPP 1.6/2.0 mellem ladestander og tredjepartssystem.

IEC 61851-1:2017 Annex A eller CHAdeMO 1.1 (eller nyere) gælder allerede i dag, hvorimod OCPP 1.6/2.0 bliver anvendt til ekstern styring, men er endnu ikke standardiseret.

En elbils ladetilstand kan måles ved brug af IEC 61851-1:2017 Annex A mellem ladestander og bil.

Datapunkter kan indhentes ved brug af OCPP 1.6 og OCPP 2.0 mellem ladestander og betroet styresystem.

5.7 Andre lande

I Storbritannien indføres i 2020 en ny lov for smart ladeinfrastruktur "The Electric Vehicles (Smart Charge Points) Regulations 2020". Denne lov vil definere de overordnede krav for alle ladestander solgt i Storbritannien. Samtidig henvises der til en ny standard, som udvikles af British Standards Institution (BSI) i samarbejde med industrien, og som vil gå mere i dybden med tekniske krav.

Operational requirements

- 9.—(1) A private charge point must be configured in a way which—
- (a) ensures that when it responds to information received by it by adjusting the rate of electricity flowing through it, it operates with a random delay of up to [x] minutes; and
 - (b) permits the user of the charge point to override the random delay.

6 Test – tredjepartsmåling til separat afregning i elmarkedet

6.1 Pilottest med serielle operatørmålinger

Dansk Energi og Energinet gennemfører pt. en pilottest med serielle operatørmålinger. Formålet med pilottesten er at undersøge mulighederne for billiggørelse af operatørmålinger på fx nye fleksible forbrugsenheder som elbiler og husstandsvarmepumper ved brug af gængse data- og kommunikationsflow mellem markedets aktører via DataHub.

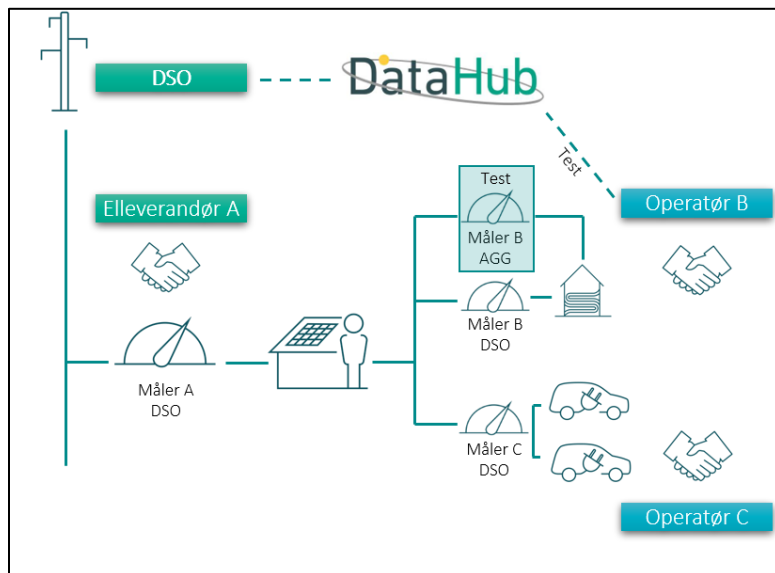
En seriel elmåling fra netselskabet skal i dag efterleve nøjagtig samme krav som måling fra den foranstående hovedmåler som fx udtagning til stikprøvekontrol, have et højt beredskab ift. fejlretning samt manglende data. Dette er omkostningstungt for operatørerne og deres forretningsmodel. Derfor testes pt. om:

1. Apparaturmålinger monteret fx i selve forbrugsapparaterne er et validt alternativ til en seriel måler fra netselskabet til separat afregning af fx ladeforbrug eller varmepumpeforbrug.
2. Nogle nationale tekniske krav evt. kan lempes, når der er tale om målinger, der foretages efter en foranstående hovedmåler, som netselskabet fortsat har ansvaret for.
3. Eksisterende kommunikations- og IT-processer i markedet, herunder DataHub evt. bør udvikles for at understøtte nyttiggørelsen af operatørmålinger i elmarkedet.

Testen er relevant for nærværende anbefalinger, eftersom der helt konkret arbejdes for at etablere en operationel model for at nyttiggøre målinger fra ladestandere i elmarkedet, herunder til validering af fleksibilitetsydelse.

Testen forventes gennemført i løbet af sommeren 2020 og evalueres i det tidlige efterår mhp. at formulere konkrete forslag til markedsforskrifter i elmarkedet.

Opsætningen for testen er illustreret i figuren herunder.



Pt. deltager Clever i testen som ladestanderoperatør og NeoGrid Technologies som varmepumpeoperatør med hver et antal fysiske målepunkter.

Præmisserne for pilottesten og for efterfølgende implementering er følgende:

1. Netselskabet vil fortsat opretholde fuld service og ansvar for installationen hos elkunden, herunder for den samlede, validerede måling af totalforbruget (produktionen) på installationen. Opsætningen sikrer, at netselskabets måleansvar for hovedmålingen samt tilslutningsansvar for installationen er uændret.
2. De deltagende operatører skal dokumentere, at anvendt måleudstyr er godkendt efter MID-direktivet.

Disse præmisser er nødvendige for evt. senere at kunne få operationaliseret opsætningen i elmarkedet indenfor gældende lovkrav og regler for måleansvaret i elmarkedet, tilslutningskrav og grundlæggende tekniske krav til måleudstyr i EU.

For at pilottesten kan dokumentere validiteten af operatørmålinger er det nødvendigt, at:

3. Et antal deltagende løsninger/operatører allerede har installeret en seriel elmåler fra netselskabet. Derfor vil der i testperioden være tale om dobbeltmåling, idet den bagved liggende måling både vil blive udført af netselskab (se tegning). Dette vil styrke testen og den efterfølgende operationalisering i form af definition til elmålingi serie.
4. Operatøren i testen sender sine data til DataHub efter almindeligt gældende regler og forskrifter.

Operatørerne i pilottesten vil også blive oprettet som måleoperatør i elmarkedet, hvilket kræver særskilt GLN-nummer og godkendt aktørtest jf. vilkår for Måleoperatører i DataHub⁷.

⁷ <https://energinet.dk/-/media/376F26FCDB5748AEB4BAA5E1E3444214.pdf>

6.2 Proces

Tidsplanen er for pilotprojektet er:

- *Pilotprojekt – september 2020*
- *Dialog med myndigheder – tværgående myndighedskoordinering igangsættes august 2020*
- *Tilpasning af markedsforskrifter – 4. kvartal 2020*

Pilotprojekt flugter med Energistyrelsens tilgang til implementering af aggregatormodel baseret på måling. Implementering af elmarkedsdirektivet 1.1.2021

Dette er ikke nødvendigvis eneste aggregatormodel – også åbenhed overfor andre modeller i takt med, at der opnås erfaringer med aktivering, ubalancer, profiler og markedsdesign.