



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2017 30 stp
Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Etterspørsel etter effekt og energi ved ladestasjoner for elbiler og potensialet for kostnadsreduksjon ved utjevning av effekttopper

Demand for power and energy at electric vehicle
charging stations and the potential for cost
reduction by peak shaving

Martin Elias Jonas Christiansen Juliebø
Fornybar energi

Forord

Denne oppgaven er en avsluttende del av min 2-årige mastergrad i fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), våren 2017.

Jeg vil rette en stor takk til min veileder Thomas Martinsen for tett oppfølging og gode råd og innspill i hele arbeidsprosessen. Jeg vil også takke alle andre som har bidratt til denne oppgaven, enten det er med data, støtte og tålmodighet eller gode innspill.

Eventuelle feil eller mangler er forfatterens ansvar.

15.05.2017

Martin Elias Jonas Christiansen Juliebø

Sammendrag

De siste årene har antallet elbiler i Norge steget kraftig. Dette fører til økt etterspørsel for hurtiglading, men stort effektbehov i korte tidsrom kan medføre høye effektavgifter for ladestasjonene. Potensialet for kostnadsreduksjon ved å benytte lokale energilager for utjevning av effekttopper er undersøkt ved å studere etterspørsel etter effekt og energi ved to utvalgte ladestasjoner. Bruksdata fra ladestasjonene er konvertert i Excel til en tidsserie for å vise effektuttaket over tid. Effektkurvene er deretter analysert og sammenliknet med andre funn. Resultatet viser at utjevning av effekttopper kan føre til en reduksjon i effektavgiften på ca. 1000-5700 kr per måned i vinterhalvåret, for de utvalgte ladestasjonene.

Abstract

In recent years, the number of electric cars in Norway has risen sharply. This leads to increased demand for fast charging, but high power demand in short periods can cause high power charges for charging stations. The potential for cost reduction by using a local energy storage system for peak shaving has been investigated by studying power and energy demand at two selected charging stations. Usage data from the charging stations is converted in Excel to show the power demand profiles. The power demand profiles are then analyzed and compared to other findings. The result shows that peak shaving can lead to a reduction of the power charge of approx. 1000-5700 NOK per month in winter, for the selected charging stations.

Innhold

1	Innledning.....	1
2	Bakgrunn.....	3
2.1	Registrerte elbiler i Norge.....	3
2.2	Kraftpris og nettleie.....	3
2.3	Effekt for lading.....	5
3	Tidligere studier.....	6
3.1	Etterspørsel etter effekt og energi.....	6
3.2	Kostnader og lønnsomhet for ladestasjoner.....	7
4	Metoder.....	10
4.1	Datainnhenting.....	10
4.2	Databehandling i Excel.....	10
5	Resultater.....	15
5.1	Månedsvariasjoner for lading.....	15
5.2	Effektkurver.....	16
5.2.1	Første kvartal 2016.....	16
5.2.2	Andre kvartal 2016.....	19
5.2.3	Tredje kvartal 2016.....	21
5.2.4	Fjerde kvartal 2016.....	24
5.3	Middelverdier av effekt.....	26
5.3.1	Uke 1.....	26
6	Diskusjon.....	30
6.1	Etterspørsel etter effekt og energi.....	30
6.2	Kostnader og lønnsomhet for ladestasjoner.....	32
6.3	Evaluering av metode og forslag til videre arbeid.....	33
7	Konklusjon.....	35
8	Referanser.....	36

Figurer	i
Tabeller.....	ii
Vedlegg	iii

1 Innledning

Norge på kort tid blitt det landet i verden med flest elbiler per person. Det er flere eksterne faktorer som har bidratt til dette, men en nasjonal politikk med gode insentiver for kjøpere av elbil har definitivt bidratt til denne utviklingen. Antallet elbiler passerte 100 000 i løpet av 1. kvartal 2017 (SSB 2017). I nasjonal transportplan for 2018-2029 er det også et uttalt mål at alle personbiler som selges etter 2025 skal være nullutslippsbiler (Samferdselsdepartementet 2017). Elbiler blir klassifisert som nullutslippskjøretøy, ettersom de ikke direkte bidrar til utslipp av klimagasser. Når elektrisitetsproduksjonen har lave eller ingen klimagassutslipp, som i Norge, blir også de indirekte klimagassutslippene fra bruk av elektrisitet som energibærer i transport veldig lave. I tillegg er elbiler mer energieffektive enn biler med forbrenningsmotor.

Klimagassutslipp fører til global oppvarming (IPCC 2013), og myndighetene i Norge har satt som mål å utvikle landet i retning av et lavutslippssamfunn. Ifølge SSB (2016) står veitransport i Norge for ca. 19% av det samlede klimagassutslippet. Energiforsyning bidrar med kun 2.2% av de norske utslippene. I de fleste andre land utgjør energiforsyningen en større andel av klimagassutslippene, men i Norge er det altså lite å hente her med tanke på utslippsreduksjon. For å nå klimamål er det nødvendig at Norge reduserer utslippene fra transport.

Fortsatt elektrifisering av bilparken og dermed reduksjon av klimagassutslipp krever investeringer i ladeinfrastruktur. Statsforetaket Enova gir gjennom anbudsrunder støtte til utbygging av ladestasjoner i viktige transportkorridorer (tiltakskatalog.no 2016). I følge NOBIL (2017) er det allerede 499 ladestasjoner med semi- eller hurtiglading i Norge, og utbyggingen fortsetter i høyt tempo. Trenden for elbilutvikling er biler med større batterikapasitet. Med større elbilbatteri blir ladetiden lenger hvis ladeeffekten forblir den samme. Det er derfor forventet at ladestasjoner i fremtiden vil tilby langt høyere effekt enn hva som er vanlig i dag. Dette store effektbehovet kan gi høye driftskostnader på grunn av effektavgiften og anleggsbidrag for nettutbygging. Lokale energilager kan redusere behovet for høy effekt levert fra strømmettet ved å jevne ut effekttopper. For å undersøke hvor lønnsomt dette vil være er det først nødvendig å studere etterspørsel etter effekt og energi ved ladestasjoner i dag. Derfor ønsker jeg å undersøke følgende problemstilling:

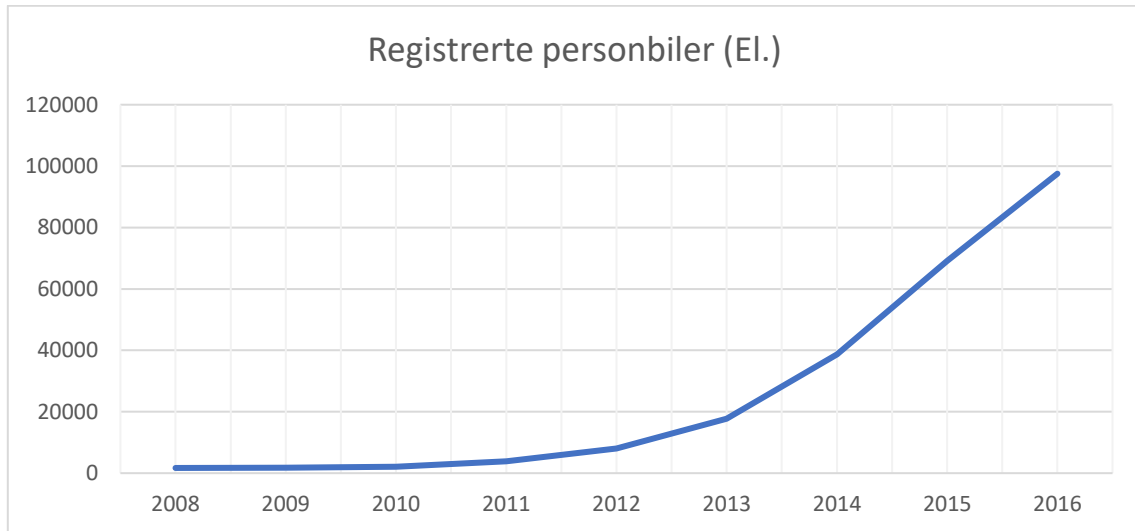
Hvordan er etterspørsel etter effekt og energi ved utvalgte ladestasjoner i dag, og hva er potensialet for utjevning av effekttopper?

Strukturen vil være som følger: Kapittel 2 inneholder bakgrunnsinformasjon om elbiler i Norge, kraftpris og nettleie, samt effekt for lading. Kapittel 3 tar for seg tidligere studier. Kapittel 4 inneholder en gjennomgang av metoden som er brukt. Kapittel 5 presenterer resultatene. Kapittel 6 og 7 inneholder henholdsvis diskusjon og konklusjon.

2 Bakgrunn

2.1 Registrerte elbiler i Norge

Før 2011 var elbiler lite utbredt i Norge, men fra 2012 begynte antallet å ta seg opp og i 2013 ble 20 000 elbiler passert. Økningen har siden holdt seg høy, og i første kvartal av 2017 var det 100 000 elbiler registrert i Norge (SSB 2017), se Figur 1.



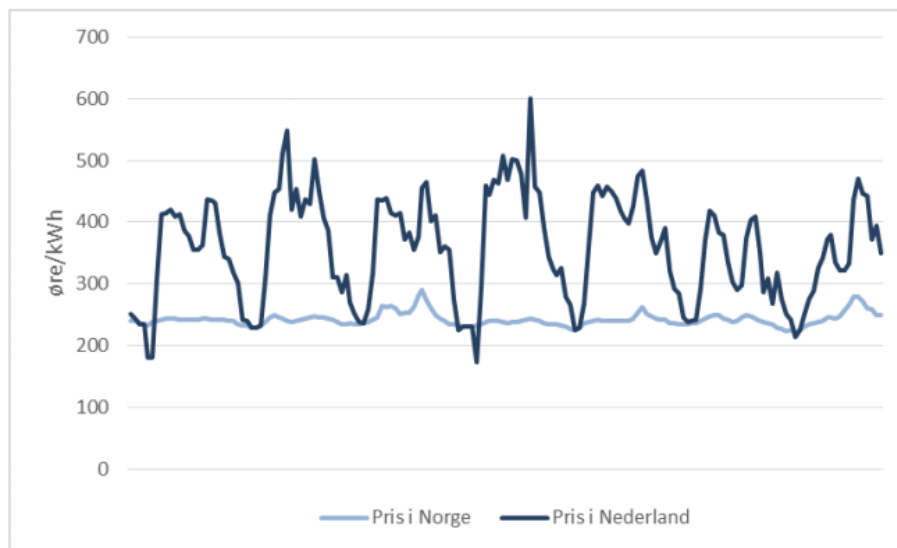
Figur 1: Registrerte el-personbiler i Norge fra 2008-2016. (SSB 2017)

2.2 Kraftpris og nettleie

Strømregningen består hovedsakelig av to deler; kraftpris som betales til kraftselger og nettleie som betales til netteier. Kunder kan velge kraftselger fritt på markedet, mens netteier er avhengig av lokalitet. Kraftprisen er avhengig av tilbud og etterspørsel. I Norge er det lite svingninger i kraftprisen gjennom døgnet, hovedsakelig på grunn av mye regulerbar vannkraft i kraftsystemet. Det kan derimot være store sesongvariasjoner og variasjoner mellom år med mye eller lite nedbør. I land som Nederland eller Tyskland er det mye termisk produksjon i kraftsystemet. Dette fører til større prisvolatilitet gjennom døgnet. Den norske prisen holder seg veldig jevn gjennom uka, i motsetning til prisen i Nederland, se Figur 2.

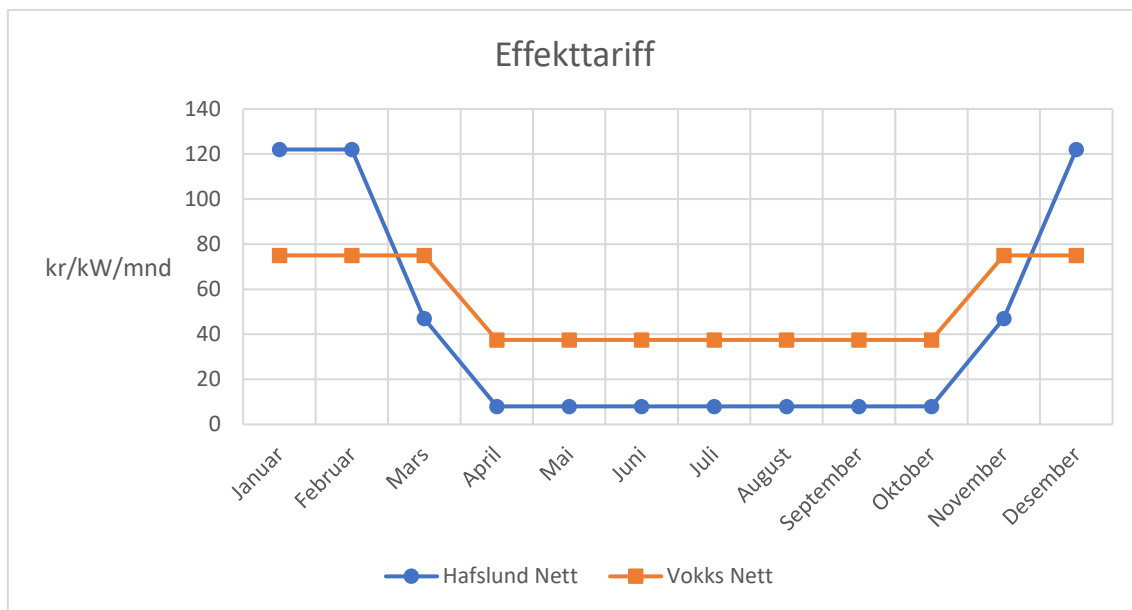
Kraft overføres mellom Norge og Europa gjennom undersjøiske kabler, men kapasiteten er begrenset. Flere kraftforbindelser mellom Norge og land som Tyskland, Storbritannia og Nederland er planlagt eller under utbygging allerede (statnett.no 2017). Dette vil medføre at prisene i Norge blir likere prisene i utlandet ved at kraft blir solgt til utlandet når prisen er høy der, noe som samtidig øker prisen i Norge. Flaskehalsen i nettet oppstår når det er begrenset utvekslingskapasitet. Når kapasiteten for kraftutveksling øker, blir effekten av denne

flaskehalsen redusert. Dette medfører at markedene tilnærmer seg hverandre i pris, ettersom den høyeste prisen i markedet bestemmer markedsprisen.



Figur 2: Sammenlikning av kraftprisen gjennom en uke for Norge og Nederland (NVE 2015)

Mens kraftprisen stort sett er den samme for privatkunder og bedrifter, kan det være større forskjeller i nettleien. For kunder uten effektavregning i Norge består nettleien gjerne av et fastledd og et påslag per kWh levert energi. For kraftkunder med krav om effektavregning inneholder også nettleien et effektledd. For kunder av Hafslund Nett, som er et nettselskap på Østlandet, avregnes effektleddet etter anleggets høyeste effektuttak per kalendermåned (hafslundnett.no 2017). Kostnaden på effektleddet kan variere kraftig og avhenger av både region og sesong (Martinsen 2016; THEMA 2016), se Figur 3.



Figur 3: Sammenlikning av effekttariff i forsyningsområdet til Hafslund og Vokks . (hafslundnett.no 2017; vokksnett.no 2017)

Nettselskapet kan også kreve anleggsbidrag fra alle nye kunder som kobles til strømmettet og eksisterende kunder som ønsker økt uttak. Anleggsbidraget beregnes ut fra hva nødvendige utbygginger eller forsterkninger i distribusjonsnettet koster.

2.3 Effekt for lading

Elbiler kan lades med forskjellig effekt. Ved lavere effekt overføres energien saktere og det tar lenger tid å lade batteriet. De fleste offentlige ladestasjonene tilbyr både hurtiglading og semihurtiglading, i tillegg til saktelading. Med hurtiglading menes lading med en effekt på inntil 40-50 kW. Semihurtiglading er lading med effekt på 22 kW. For saktelading er effekten mindre enn 12 kW. Det finnes også muligheter for superhurtiglading med ladeeffekt på inntil 120-150 kW, men dette er lite utbredt. Foreløpig er det kun biler fra Tesla som kan ta imot denne ladeeffekten (tu.no 2015). Den vanligste formen for hurtiglading i dag er ladere med effekt på inntil 50 kW (NOBIL 2017).

Den samlede effekten fra alle ladepunktene utgjør den totale effekten for ladestasjonen. Flere ladepunkter med høy effekt medfører at den totale effekten kan bli veldig høy. Et eksempel på at den samlede effekten kan bli veldig høy er et nytt anlegg fra Fortum Charge & Drive. Med sitt nye anlegg på Vulkan i Oslo kan de betjene 100 elbiler samtidig. Dette er, med unntak av to hurtigladere, riktignok semihurtiglading med en effekt på inntil 22 kW. Anlegget kan

allikevel oppgraderes til hurtiglading på alle ladeplassene med en effekt på inntil 150 kW per plass. Dette anlegget har også et batterilager på 50 kWh, som skal brukes til å jevne ut effekttopper. Anlegget er dimensjonert slik at alle uttakene kan levere 3.6 kW samtidig. Det store effektbehovet ved å ha hurtiglading på alle ladeplassene ville medført en betydelig økning i investeringskostnadene, ifølge Fortum (tu.no 2016).

3 Tidligere studier

Her følger en gjennomgang av tidligere studier som er relevante for problemstillingen. Kapittelet inkluderer to spesifikke temaer: etterspørsel etter effekt og energi, og kostnader og lønnsomhet for ladestasjoner.

3.1 Etterspørsel etter effekt og energi

Hvorvidt man har lademuligheter hjemme og på arbeid påvirker behovet for hurtiglading. Den nasjonale reisevaneundersøkelsen i Norge viser at 89% av innbyggere i kommuner med mer enn 20 000 innbyggere har tilgang på parkeringsplass i nærheten av boligen (TØI 2014a). Respondentene har ikke blitt spurt om lademuligheter på parkeringsplass, men avstand fra boligen. Av 89% oppga 84% at parkeringsplassen var på tomte. Dette er ca. 75% av alle respondentene. Selv om parkeringsplass utenfor tomte også kan ha lademuligheter, er det større sannsynlighet for at parkering på egen tomt gir ladetilgang. Blant bosatte i Oslo er det 72% som har parkering i nærheten av boligen. Det er ikke opplyst om hvor mange av disse som har parkeringen på tomte, og det kan være store forskjeller mellom bydelene. Nasjonal statistikk fra reisevaneundersøkelser i Tyskland og Storbritannia viser at blant bileiere i forstadsområder har 70% tilgang til parkering som ikke er gateparkering. I byområder faller denne andelen til under 30% (Schroeder & Traber 2012).

En rapport fra TØI (2013) hevder at tidlige brukere av elbiler typisk er mellom 30 og 50 år, majoriteten er menn og de har høy inntekt og utdanning. De bor gjerne i nærheten av byer og husstanden har mer enn en bil. Plötz et al. (2014) har i en studie fra Tyskland konkludert med mye av det samme. Der fant de at tidlige brukere er middelaldrende menn med teknisk utdanning og flere biler. I Tyskland bor derimot tidlige brukere i forstadsområder og rurale strøk. Studien fant at innbyggere i større byer var mindre villige til å kjøpe elbil. I Norge finner man den største elbilkonsentrasjonen rundt Oslo og Bergen, men i bykjernen kan man ha de

samme tendensene som i Tyskland. En annen rapport fra TØI (2014b) konkluderer med at nesten alle elbilister har lademuligheter hjemme, og kun 3% av respondentene i undersøkelsen fra 2014 oppga at de aldri ladet hjemme. I 2016 svarte 6% at de aldri ladet hjemme (TØI 2016). I følge rapportene fra TØI i 2014 og 2016 var det også en nedgang i antall elbilister som oppgav at de aldri benyttet hurtiglading, fra ca. 40% i 2014 til 30% i 2016.

3.2 Kostnader og lønnsomhet for ladestasjoner

Ifølge Yong et al. (2015) kan økende antall elbiler ha flere negative effekter på strømmettet. Effektene kan for eksempel være større tap i strømmettet på grunn av økt kraftflyt, spesielt i perioder hvor strømforbruket i utgangspunktet er lavt, som for eksempel på natten. En annen effekt som nevnes er økte investeringskostnader for hovedstrømmettet fordi elbillading kan medføre økt effektbehov i toppplastimer. Yong et al. (2015) mener at ladestrategier kan motvirke disse negative effektene. En rapport fra NVE (2016) konkluderer med at strømmettet i Norge er klart for 1.5 millioner elbiler. Rapporten regner med at kun 10% av elbillading vil skje med hurtiglading i 2030. Det påpekes allikevel at det kan bli problemer i distribusjonsnettet. Dersom distribusjonsnettet krever oppgraderinger kan deler av kostnaden falle på utbyggere av ladestasjoner, gjennom anleggsbidraget, se kapittel 2.2.

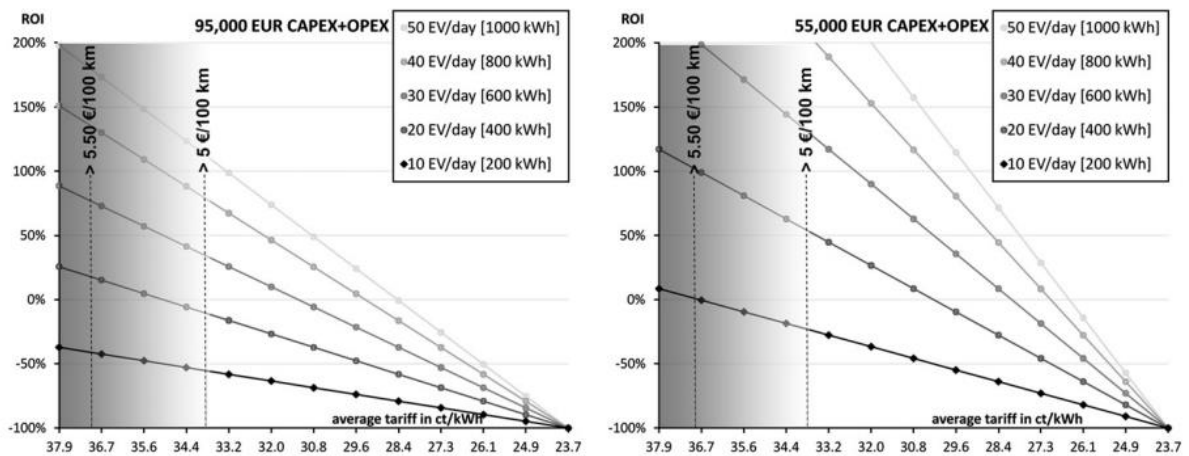
Sbordone et al. (2015) testet bruken av et lokalt energilager for å jevne ut effekttopper ved hurtiglading av en elbil. Ideen er at et batteri kan benyttes til å levere energi til elbilen, samtidig som bilen lades fra strømmettet. Effekten som er nødvendig å trekke fra strømmettet blir da redusert med effekten batteriet kan levere. Hvor stor effekt batteriet i elbilen kan motta avhenger av batteriets ladetilstand (hvor mange prosent som gjenstår). Det er vanlig at effekten som kan mottas synker med økt ladetilstand. Temperatur i batteriet påvirker også hvor høy effekt som kan mottas, hvis batteriet er kaldt vil batteriet lade saktere. Artikkelen fokuserer på om det tekniske aspektet er gjennomførbart. Litium-batterier av typen Li-polymer ble valgt for testen, og resultatet viser at systemet fungerer godt til å jevne ut effekttoppene for strømmettet. En annen studie av McPhail (2014) konkluderer også med at bruk av lokale energilager er en effektiv måte å redusere effektavgift og påvirkning på distribusjonsnettet, men at lønnsomhet er avhengig av lokale prisforhold. Martinsen (2016) omtaler en modell for å beregne lønnsomhet og optimal dimensjonering for et slikt system, og nevner at det minimale effektbehovet fra strømmettet som kan oppnås tilsvarer middeffekten for ladeeffekten pluss systemtap og supplerende forbruk i ladestasjonen. Det er allikevel et teoretisk minimum, og

avhenger av at batterilageret har stor nok kapasitet. Kostnaden for litiumbatterier vil påvirke hvorvidt det er lønnsomt med lokalt energilager ved hurtigladdestasjoner. Matteson og Williams (2015) mener at læringsraten for litiumbatterier ligger mellom 9.5% og 22%. Det er IEA som har kommet fram til 9.5%, og 22% er beregnet ved hjelp av tall på akkumulert produksjon og kostnad fra 1993-2005. Nyere tall viser at fra 2014 til 2015 falt prisen på litiumbatterier med 35% (McCrone et al. 2016), og det er forventet at prisen skal fortsette å synke.

Loisel et al. (2014) undersøker et system hvor elbiler kan levere kraft tilbake på strømmettet, såkalt vehicle to grid (V2G). Modellen som brukes er optimalisert for å minimere systemkostnader, og resultatet viser at et slikt system er lite lønnsomt for elbil-eiere. I scenariet med høy elbilvekst vil bileierne faktisk tape på ordningen. Systemkostnadene for kraftsystemet blir allikevel redusert, men dette er på grunn av større integrasjon av uregulerbar fornybar kraft, som solkraft. Dette fører til mindre bruk av gasskraft og lignitt, som er dyrere. Bruken av V2G reduserer behovet for å bruke gasskraft i topplasttimer på morgen og kveld, når solkraften ikke produserer nok. Kostnaden ved å justere produksjonsnivået for lignitt blir også redusert. Norge har ingen kullkraft og lite gasskraft, men resultatene er allikevel interessante ved å vise at batterier, i dette tilfellet elbilbatterier, er godt egnet til å balansere kraftsystemet. Dette kan også være relevant for stasjonære batterilager, som for eksempel i tilknytning med ladestasjoner for elbiler.

En artikkel av Schroeder og Traber (2012) undersøker lønnsomheten for hurtigladdestasjoner i Tyskland. De mener at kostnaden for hurtiglader med likestrøm blir 1520 Euro per kilowatt installert effekt. Omregnet til Norske kroner etter valutakurs fra 2012 på 7.74 NOK/EUR og justert for konsumprisindeks tilsvarer dette ca. 12696 NOK/kW i 2017. Årlige vedlikeholdskostnader er satt til 10% av investeringskostnaden, og levetiden til hurtigladerne er antatt å være 10 år. Kostnader forbundet med nødvendige nettoppgraderinger er inkludert, og antatt å være ca. 15000 Euro per lader. Kostnadstallene som brukes er opplyst å være kvalifisert gjetning. Det er usikkert om disse tallene er en god representasjon for kostnadene ved tilsvarende utbygging i Norge. Schroeder og Traber (2012) mener at kundene ikke vil være villig til å betale mer for drivstoff enn hva som er vanlig med en konvensjonell bil per km. De antar at grensen vil være mellom 5 og 5.5 Euro/100km, og at priser over dette vil gjøre hurtiglading lite attraktivt. Det er også tatt høyde for tidsdifferensiert pris på lading. Flat minuttpris er forøvrig vanligst for hurtiglading i Norge. Avkastningen på investeringen er beregnet i to scenarier; 95 000 og 55 000 Euro i investeringskostnader for ladestasjonen. I

beregningene antas det at hver kunde lader 20 kWh per ladeøkt, og for begge scenarier er avkastningen vist ved forskjellig prisnivå og antall kunder per dag, se Figur 4.



Figur 4: Avkastning på investering i ladestasjon . Scenario med 95 000 Euro i investeringskostnader på venstre side, 55 000 Euro på høyre side. Ladepris er vist på x-aksen og prosenvis avkastning på investeringen er vist på y-aksen. (Schroeder & Traber 2012)

Schroeder og Traber (2012) konkluderer med at det ikke er sannsynlig med lønnsomhet i en utbygging av hurtiglading i Tyskland med 2011-tall på elbilkonsentrasjon. Det foreslås at utbygging på dette stadiet av private aktører gjøres for å trekke kunder til andre mer profitable foretak, som salg av varer. De største risikofaktorene som nevnes er elbilkonsentrasjon, bruksandel på hurtiglading og konkurranse med hjemmelading.

4 Metoder

4.1 Datainnhenting

En bedrift som bygger og drifter ladestasjoner i Norge ga tilgang til bruksdata. Bruksdataene er fra to ladestasjoner; Ladestasjon 1, som er plassert i Østfold nærme E18, og Ladestasjon 2 som er plassert i Oppland nærme en riksvei. Begge ladestasjonene ligger i tettsteder. Bruksdata for begge ladestasjonene er fra 1. Januar til 31. Desember 2016. Datasettet angir starttid for ladingen, antall minutter ladingen varer og energimengde levert, se Tabell 1. Hver ladestasjon har flere ladepunkter. Jeg ønsker å se på total effekt for ladestasjonen, og det er derfor nødvendig å konvertere dataene. Netteier for ladestasjon 1 er Hafslund Nett, og for ladestasjon 2 er netteier Vokks Nett.

Tabell 1: Utdrag av bruksdata fra ladestasjon 1.

StartTime	Month	Day	Time	Volume	Unit
01.01.2016 13:41	1	1	11.00	7.30	kwh
01.01.2016 15:06	1	1	6.00	2.53	kwh
01.01.2016 18:57	1	1	64.00	24.50	kwh
02.01.2016 11:02	1	2	20.00	10.85	kwh

4.2 Databehandling i Excel

Dataene er gjennom 10 steg konvertert til en tidsserie med en oppløsning på 10 minutter og tilhørende effektuttak. Liste over stegene med stikkord:

- Steg 1 – konvertere til timer
- Steg 2 – omgjøring til tidsformat
- Steg 3 – start og sluttid og avrunding av tidspunkt
- Steg 4 – oppdeling i time og minutt
- Steg 5 – varighet for ladeøkt etter avrunding
- Steg 6 – beregning av gjennomsnittlig effekt per ladeøkt
- Steg 7 – oppretting av kolonne med tidsserie og tilhørende nummerering
- Steg 8 – korrigering av startnummer for tidsserie
- Steg 9 – oppretting av matrise med effektberegning
- Steg 10 – summering av effekt for alle ladeøkter til tidsserien

Noen av formlene inneholder ord i store bokstaver, dette er kommandoer i Excel. Fremgangsmåten er som følger:

Steg 1 er å konvertere antall minutter ladeøktene varer til antall timer med formelen:

Formel 1

$$T_i = \text{KONVERTER}(M_i; "mn"; "hr")$$

Hvor T_i er antall timer og M_i er antall minutter for ladeøkt i .

Steg 2 er å omgjøre antall timer til tidsformatet «t:mm» med formelen:

Formel 2

$$T_{mm,i} = \text{TEKST}(T_i/24; "t:mm")$$

Hvor $T_{mm,i}$ er antall timer og minutter i tidsformatet «t:mm» og T_i er antall timer ladingen varte, for ladeøkt i .

I steg 3 adderes først $T_{mm,i}$ fra Formel 2 med starttidspunktet for ladingen, $T_{s,i}$, som også er i tidsformatet til Excel, for alle ladeøkter i . Det gir sluttid, $T_{sl,i}$, for ladeøkt i . Ettersom oppløsningen jeg ønsker på tidsserien er 10 minutter må tidspunktene avrundes. Det gjør jeg med formelen:

Formel 3

$$T_{a,i} = \text{AVRUND}(T_{ss,i}/\text{TIDSVERDI}("0:10"); 0) * \text{TIDSVERDI}("0:10")$$

Hvor $T_{a,i}$ er det avrundede start- eller sluttidspunktet og $T_{ss,i}$ enten er starttidspunktet eller sluttidspunktet, for ladeøkt i .

Steg 4 er å dele opp de avrundede tidspunktene $T_{a,i}$ i to kolonner, en for time og en for minutt. Det gjøres for både start- og sluttidspunkt med Formel 4 og Formel 5:

Formel 4

$$T_{D,i} = \text{TIME}(T_{a,i})$$

Hvor $T_{D,i}$ er start- eller sluttidspunktet for ladeøkt i .

Formel 5

$$M_{a,i} = \text{MINUTT}(T_{a,i})/10$$

Hvor $M_{a,i}$ er 10-minuttersintervallet i timen ved start- eller sluttidspunkt for ladeøkt i .

Steg 5 finner varigheten for ladeøktene etter avrunding med formelen:

Formel 6

$$V_{a,i} = (T_{al,i} - T_{as,i}) * 24$$

Hvor $V_{a,i}$ er avrundet varighet for ladeøkt i. $T_{al,i}$ og $T_{as,i}$ er henholdsvis slutt- og starttidspunkt for ladeøkt i etter avrunding. For å gjøre om til antall timer ganges det med 24.

Steg 6 beregner gjennomsnittlig effekt for hver ladeøkt med formelen:

Formel 7

$$E_{f,i} = HVIS(V_{a,i} > 0; E_{n,i}/V_{a,i}; 0)$$

Hvor $E_{f,i}$ er den gjennomsnittlige effekten (kW) for ladeøkt i, $E_{n,i}$ er energien (kWh) og $V_{a,i}$ er varighet etter avrunding, for ladeøkt i.

Steg 7 er å opprette en tidsseriekolonne med tilhørende nummerering. Kolonnen med dato og tidspunkt øker med et intervall på 10 minutter for hver rad, og nummereringen øker med 1. Den gjennomsnittlige effekten $E_{L,i}$ for ladeøkt i kobles til tidsserien ved hjelp av nummereringen. Hver ladeøkt tildeles derfor et nummer for start- og sluttidspunkt, som skal korrelere med nummerering på tidsserien. Dette gjøres med formelen:

Formel 8

$$N_{SS,i} = (A_i - 1) * 360 * 24 * 6 + (B_i - 1) * 30 * 24 * 6 + (D_i - 1) * 24 * 6 + T_{D,i} * 6 + M_{a,i}$$

Hvor $N_{SS,i}$ er start- eller sluttnummer, A_i er året, B_i er måneden, D_i er dagen, $T_{D,i}$ er timen på døgnet og $M_{a,i}$ er 10-minuttersintervallet i timen, for ladeøkt i. Begrunnelsen for å trekke fra 1 på året, måneden og dagen er at alle disse starter på 1, ikke 0. Uten dette leddet ville svaret bli misvisende.

Formel 8 er basert på at hver time blir delt opp i 6 timinuttersintervaller. Ettersom ikke alle måneder har like mange dager vil nummeret for start- og sluttidspunkt etter hvert bli feil i forhold til nummereringen av tidsserien. Denne feilen korrigerer jeg ved å lage hver tidsserie mindre enn en måned, eksempelvis en uke. Steg 8 er derfor å finne korrekt startnummer på tidsserien ved å benytte følgende formel:

Formel 9

$$T_{NS} = N_{S,1} - ((D_1 - D) * 24 * 6 + T_{D,1} * 6 + M_{a,1})$$

Hvor T_{NS} er startnummer ved ønsket start på tidsserien, $N_{S,1}$ er startnummer for første ladeøkt, D_1 er dag for første ladeøkt, D er dagen for ønsket start på tidsserien, $T_{D,1}$ er timen for første

ladeøkt og $M_{a,1}$ timinuttersintervallet for første ladeøkt. Tidsserien må starte før første ladeøkt for at denne formelen skal virke etter hensikten.

Steg 9 er å lage en matrise av rader og kolonner med formelen:

Formel 10

$$E_{f,i,t} = HVIS(OG(N_t \geq N_{ST,i}; N_t \leq N_{SL,i}); E_{f,i}; 0)$$

Hvor $E_{f,i,t}$ er effekt for ladeøkt i ved tidspunkt t , N_t er nummeret i i tidsserien ved tidspunkt t , $N_{ST,i}$ er startnummeret, $N_{SL,i}$ er sluttnummeret for ladeøkt i . $E_{f,i}$ er den gjennomsnittlige effekten for ladeøkt i .

For hvert tidspunkt t i tidsseriekolonnen er det en tilhørende rad i matrisen som har n antall celler med Formel 10 for alle $i = 1, 2, 3 \dots n$, der n er antall ladeøkter for den gjeldende tidsserien. Der N_t både er større enn, eller lik $N_{ST,i}$ og mindre enn, eller lik $N_{SL,i}$ vil Excel-formelen returnere effekten $E_{L,i}$ for ladeøkten i . Hvis ikke dette kravet er oppfylt er det ingen lading i tidspunktet t , og formelen returnerer da 0, se Tabell 2 og Vedlegg 1.

Steg 10 er å summere effekt for alle ladeøktene til tidsserien med formelen:

Formel 11

$$E_{f,t} = \sum_{i=1}^n E_{f,i,t}$$

Hvor $E_{f,t}$ er det samlede effektuttaket i tidspunkt t og $E_{f,i,t}$ er effekten for ladeøkt i og tidspunkt t .

Tabell 2: Utdrag fra en tidsserie som viser deler av oppsettet i Excel. $E_{f,i}$ er den gjennomsnittlige effekten og $N_{ST,i}$ og $N_{SL,i}$ er start- og sluttnummer for ladeøkt i . N_t er nummer ved tidspunkt t og $E_{f,t}$ er det samlede effektuttaket i tidspunkt t .

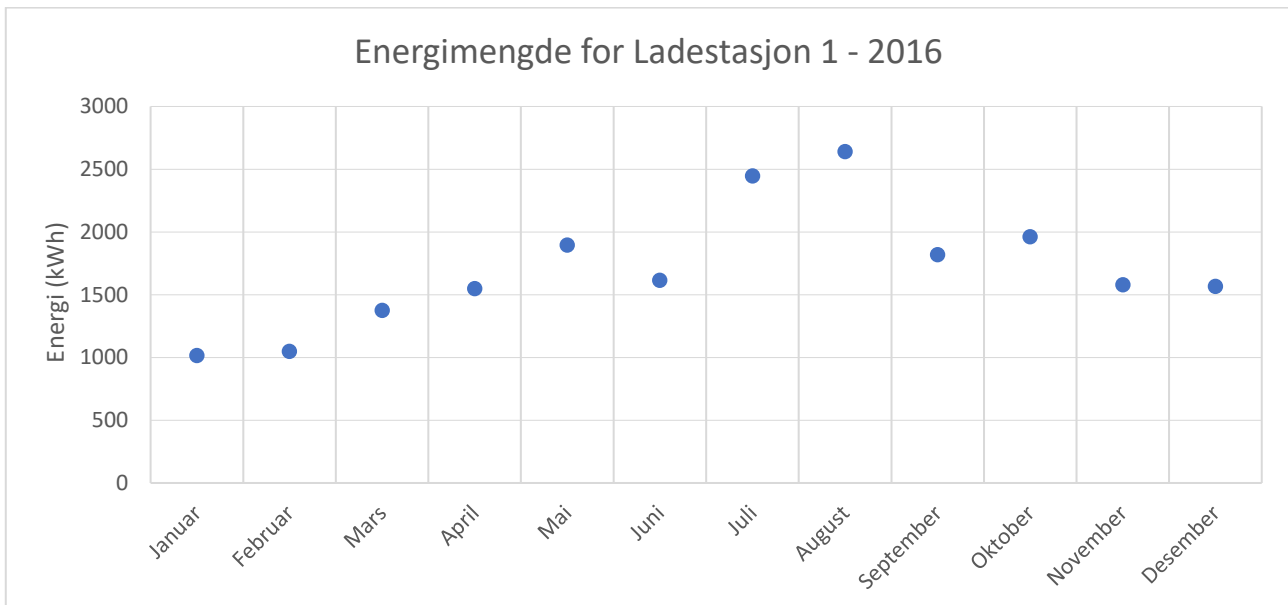
Effekt ($E_{f,i}$)	Nr. Start ($N_{ST,i}$)	Nr. Slutt ($N_{SL,i}$)	Nr. (N_t)	Tidspunkt (t)	Effekt ($E_{f,t}$)
32.80	26416	26417	26412	04.07.2016 10:00	0
39.34	26442	26443	26413	04.07.2016 10:10	0
21.39	26444	26445	26414	04.07.2016 10:20	0
35.63	26452	26454	26415	04.07.2016 10:30	0
35.40	26461	26462	26416	04.07.2016 10:40	32.8
41.16	26480	26481	26417	04.07.2016 10:50	32.8
32.66	26582	26585	26418	04.07.2016 11:00	0

5 Resultater

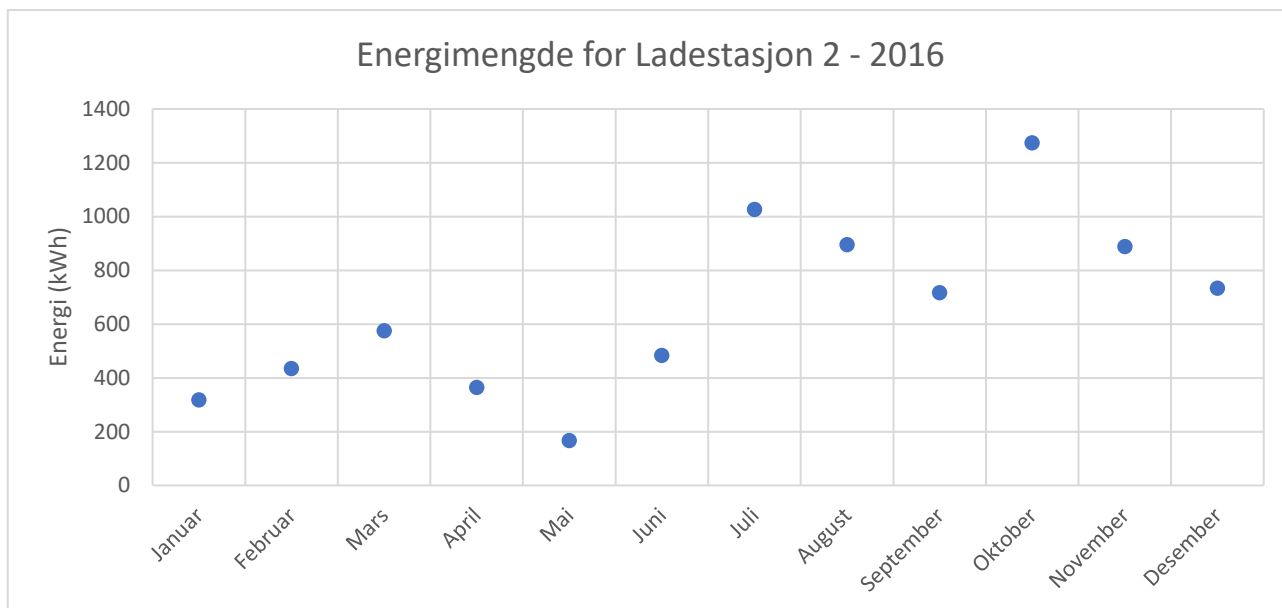
Her følger en gjennomgang av resultatene.

5.1 Månedsvariasjoner for lading

Den månedlige energimengden levert fra ladestasjon 1 og 2 er vist i henholdsvis Figur 5 og Figur 6. Den totale mengden energi levert i 2016 var 20503 kWh for ladestasjon 1. Ladestasjon 2 leverte under halvparten, med totalt 7881 kWh.



Figur 5: Månedlig energimengde levert fra ladestasjon 1 i 2016. Samlet energimengde på y-aksen og måned på x-aksen.



Figur 6: Månedlig energimengde levert fra ladestasjon 2 i 2016 . Samlet energimengde på y-aksen og måned på x-aksen.

5.2 Effektkurver

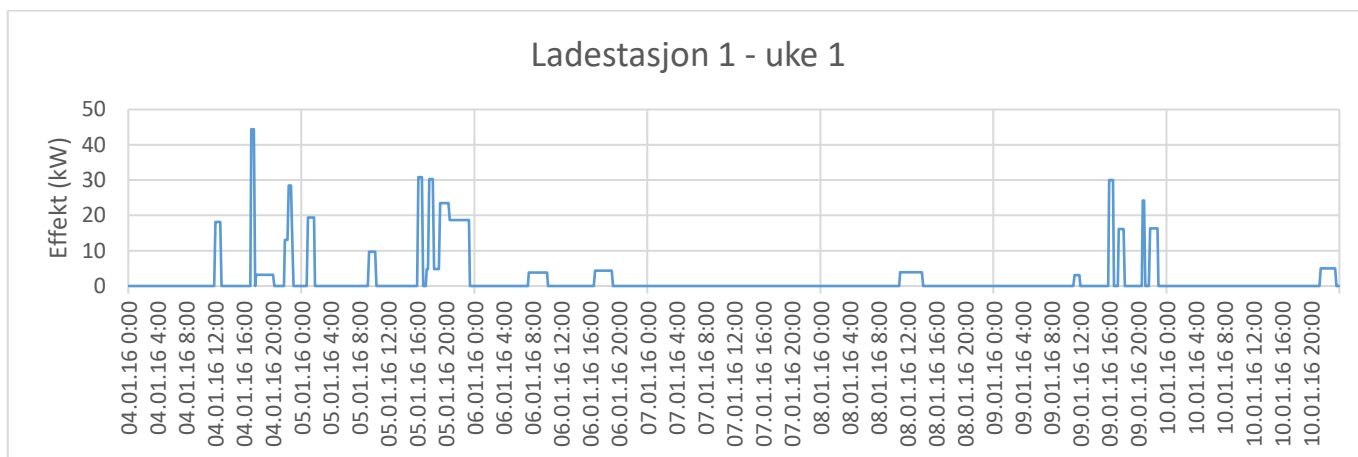
Effektkurver for ladestasjon 1 og 2 presenteres kvartalsvis. Den første fulle uken (mandag-søndag) i hver måned presenteres for begge ladestasjoner. Alle effektkurvene starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50. Effektskalaen på y-aksen er ikke den samme for alle figurer. Høyeste effekttopp per uke varierer fra under 40 kW til over 100 kW. Det er derfor lettere å lese figurene når effektskalaen er tilpasset hver enkelt uke.

Gjennomsnittlig ladetid per ladeøkt er 22.68 minutter for ladestasjon 1 og 17.64 minutter for ladestasjon 2. Snittet for ladestasjon 1 trekkes opp av uke 1, hvor gjennomsnittlig ladetid var 72 minutter. Snittet uten uke 1 er 18.2 minutter. Gjennomsnittlig energimengde levert per ladeøkt er 8.4 kWh for ladestasjon 1 og 8.09 kWh for ladestasjon 2.

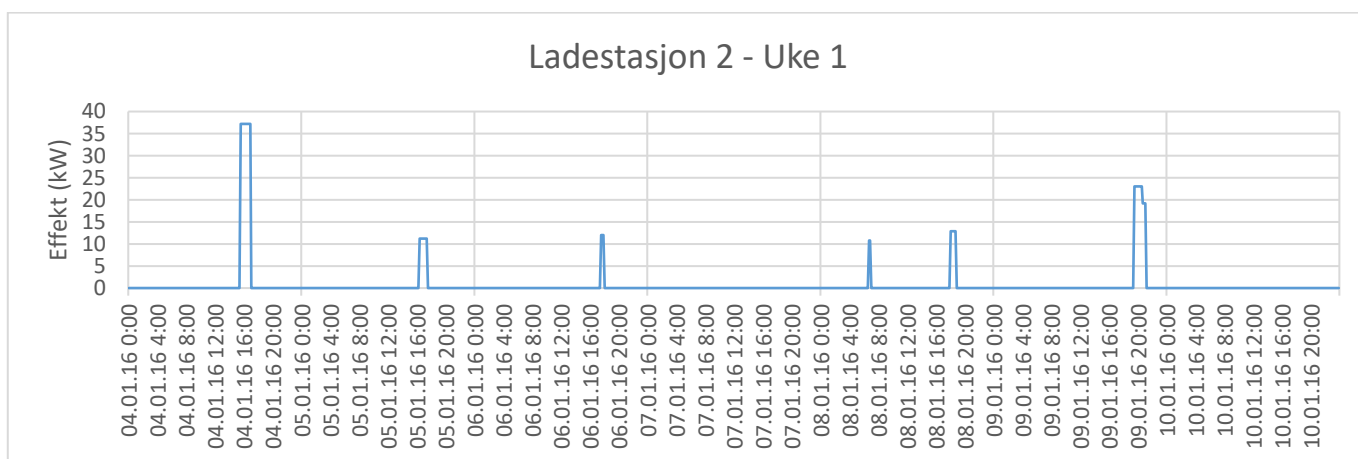
Det ble observert noen feil i datasettet som resulterte i unaturlig høy gjennomsnittlig effekt for noen ladeøkter. Disse ladeøktene viste gjennomsnittlige effekter på rundt 1000 kW. Ettersom begge ladestasjonene har et maksimalt samlet effektuttak på ca. 125 kW er disse ladeøktene tatt ut fra datasettet. Av ukene jeg har brukt ble en slik feil observert i uke 18, for ladestasjon 1. Feilen ble også funnet i to andre uker som ikke er presentert her.

5.2.1 Første kvartal 2016

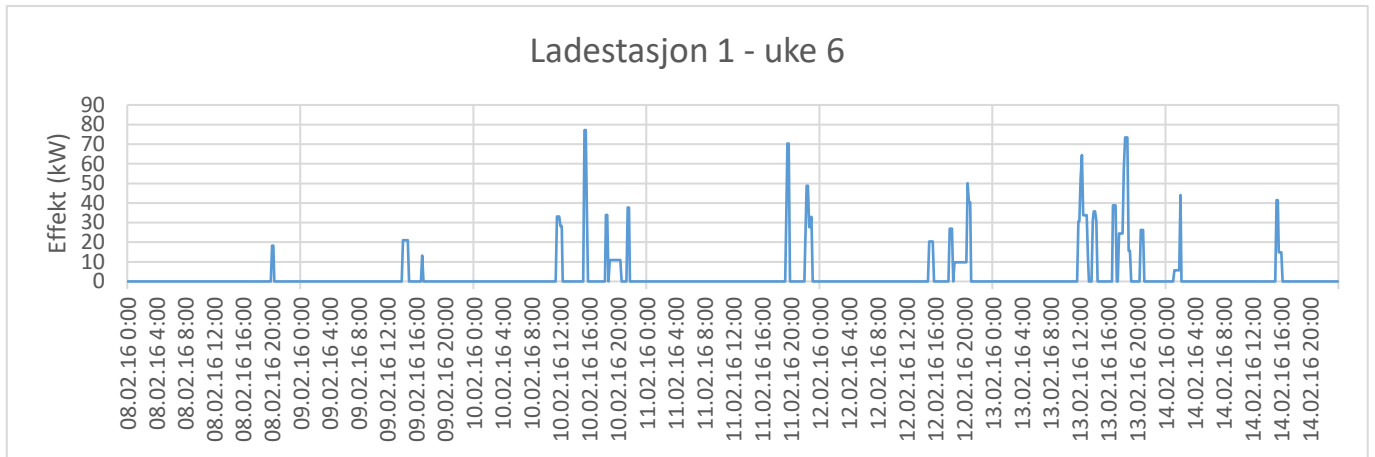
Effektkurvene fra første kvartal vises i Figur 7 til Figur 12. Allerede fra første uke er det tydelig at ladestasjon 1 blir mest brukt.



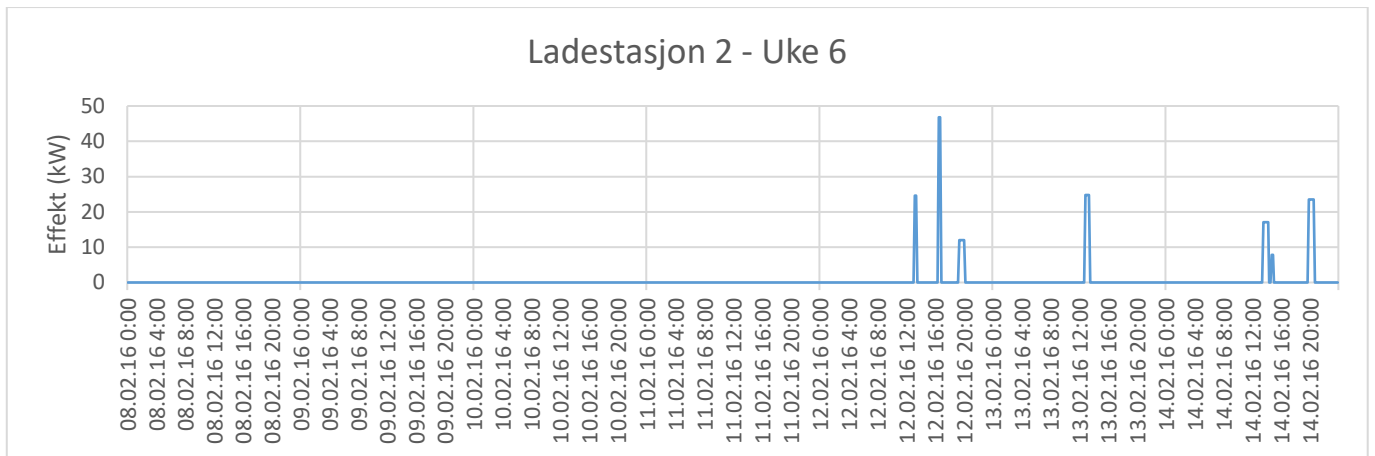
Figur 7: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 1, Januar 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



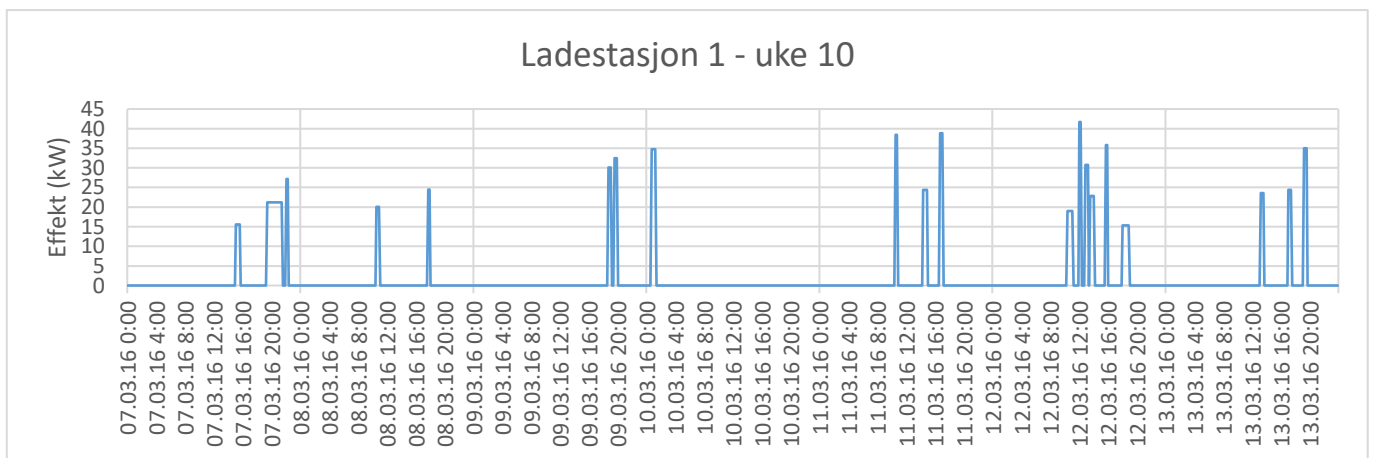
Figur 8: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 1, Januar 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



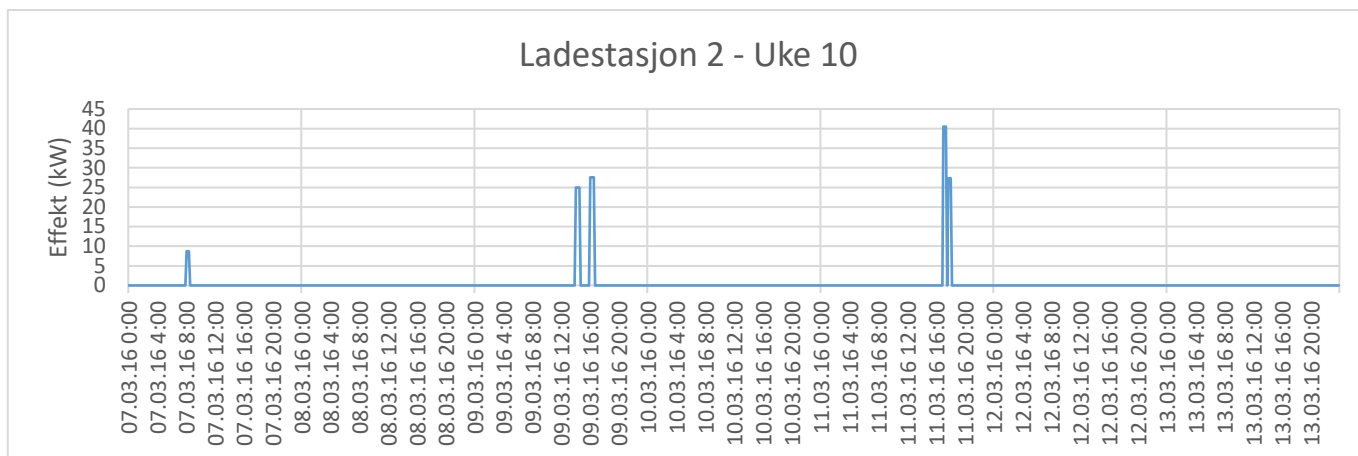
Figur 9: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 6, Februar 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



Figur 10: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 6, Februar 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



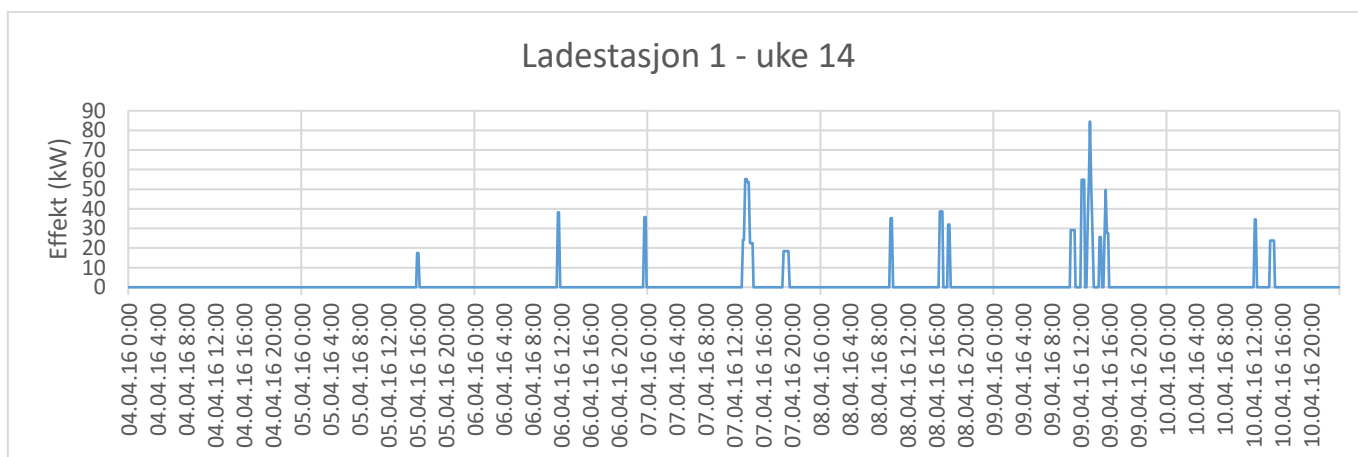
Figur 11: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 10, Mars 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



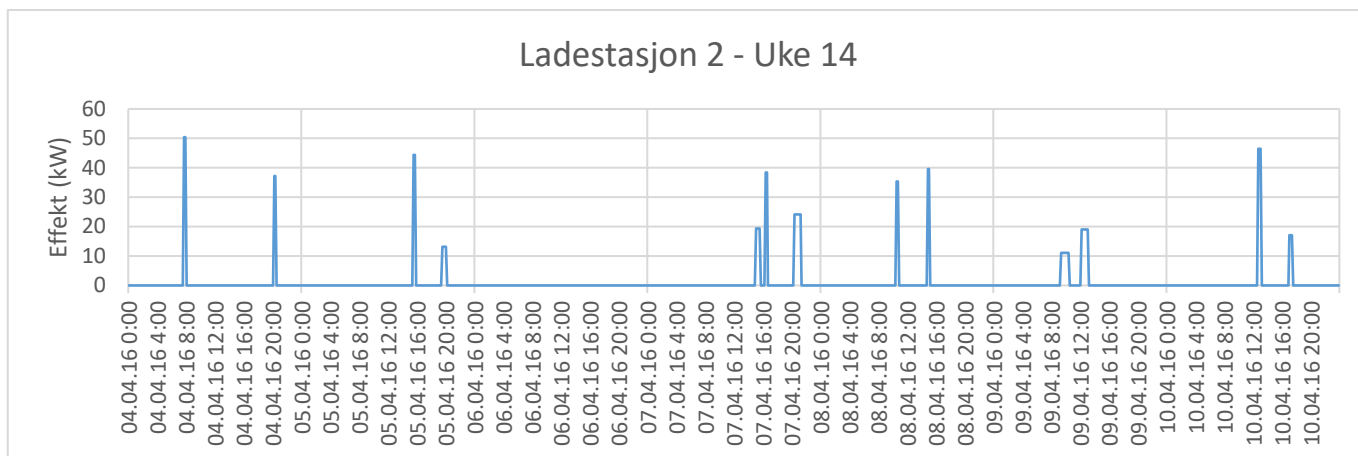
Figur 12: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 10, Mars 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.

5.2.2 Andre kvartal 2016

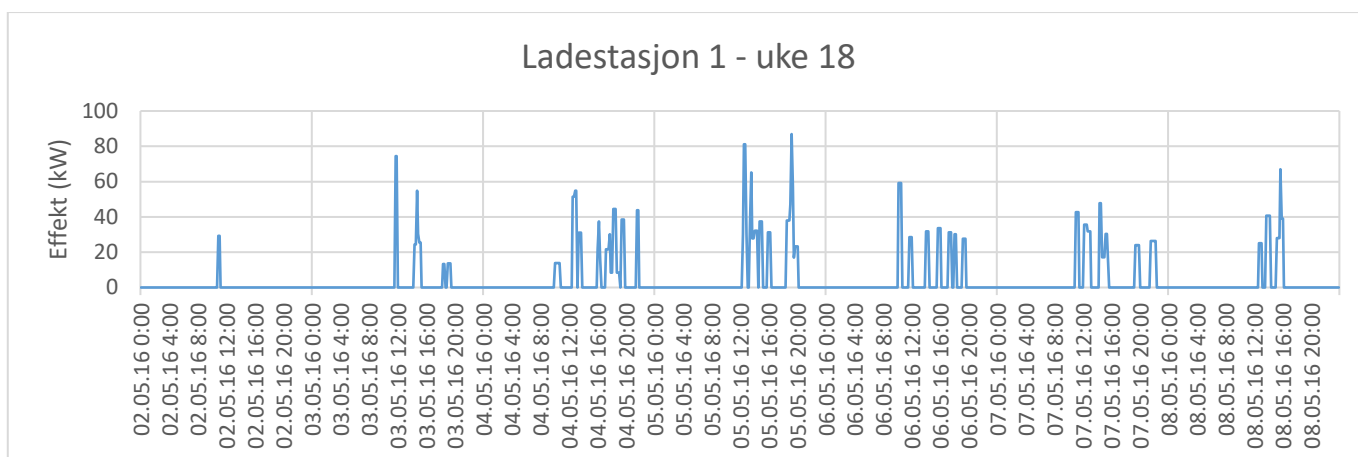
Effektkurvene fra andre kvartal vises i Figur 13 til Figur 18.



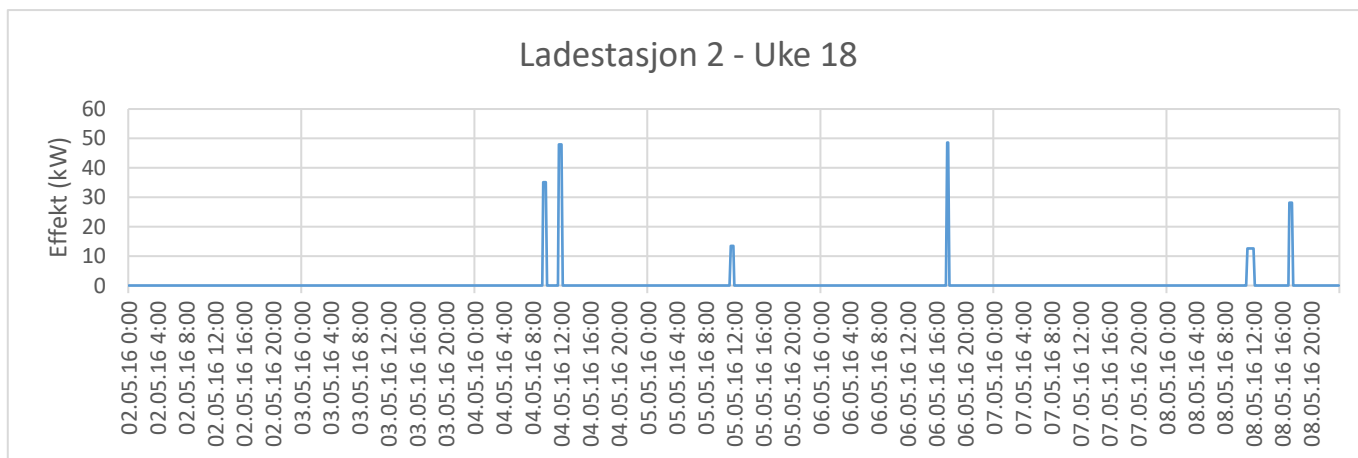
Figur 13: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 14, April 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



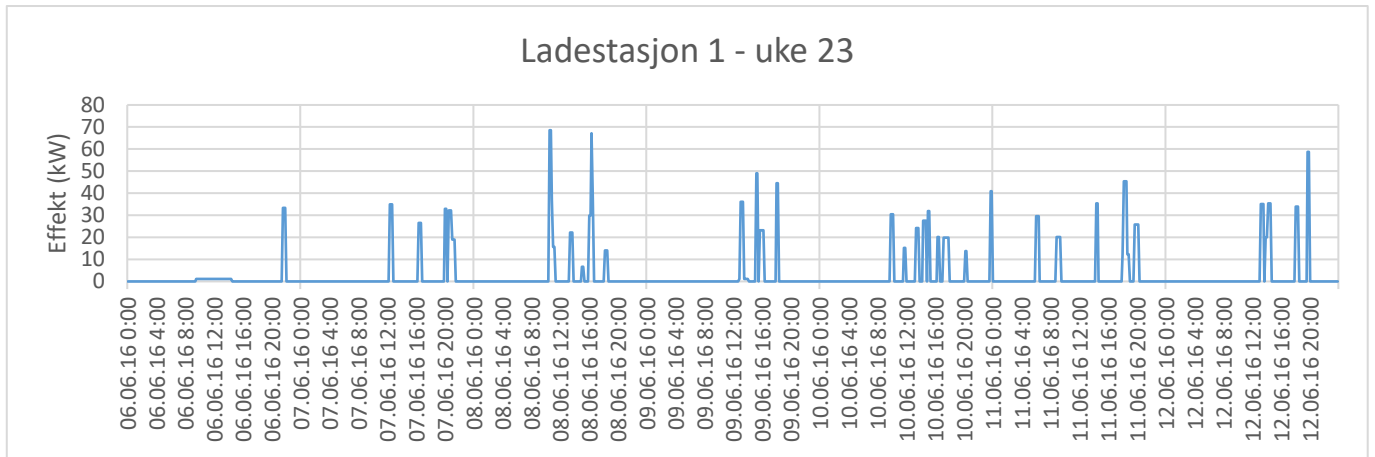
Figur 14: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 14, April 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



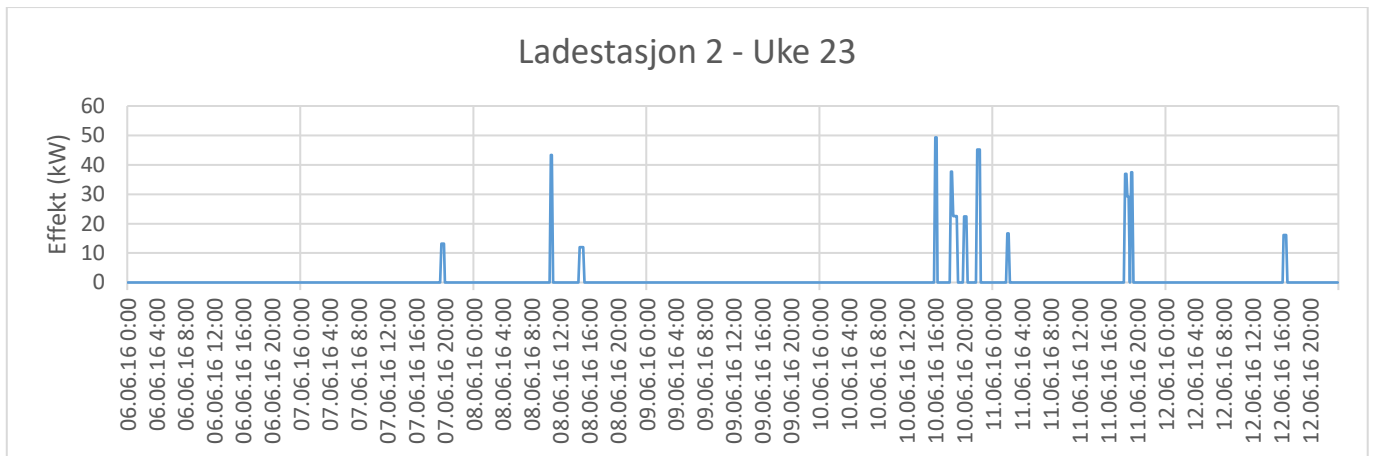
Figur 15: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 18, Mai 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



Figur 16: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 18, Mai 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



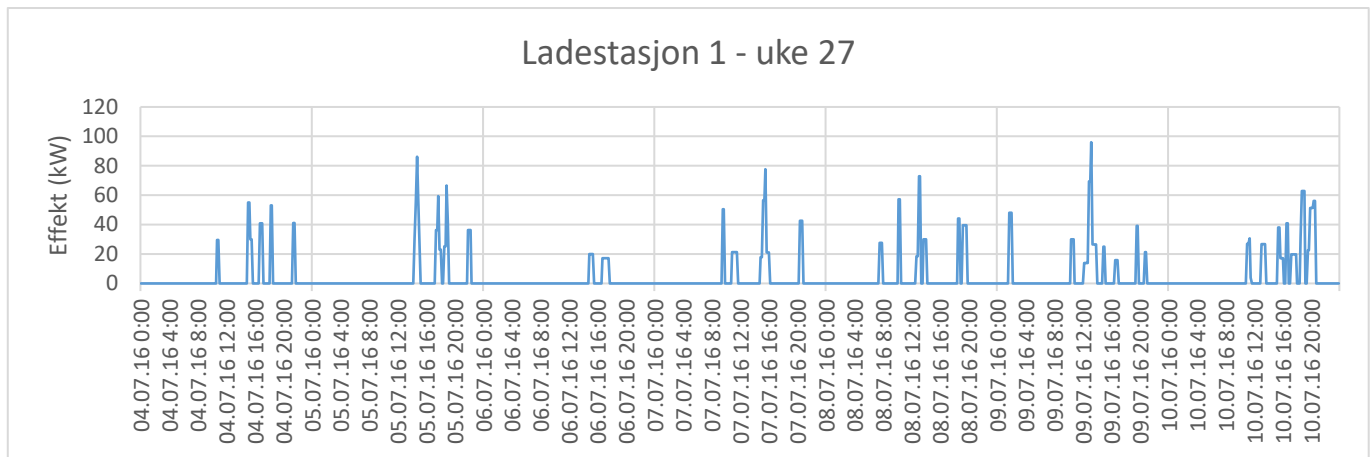
Figur 17: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 23, Juni 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



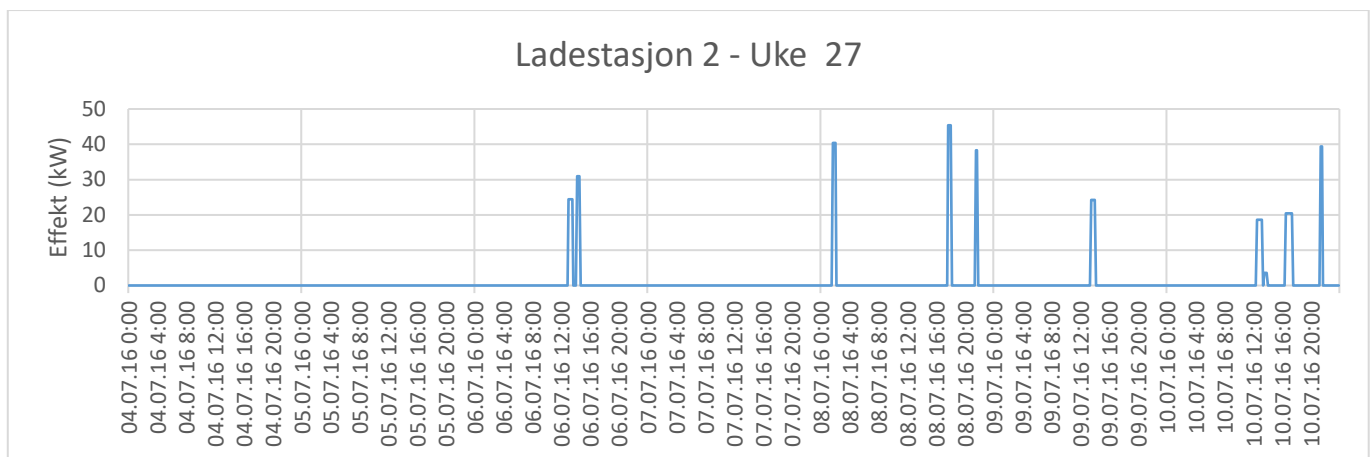
Figur 18: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 23, Juni 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.

5.2.3 Tredje kvartal 2016

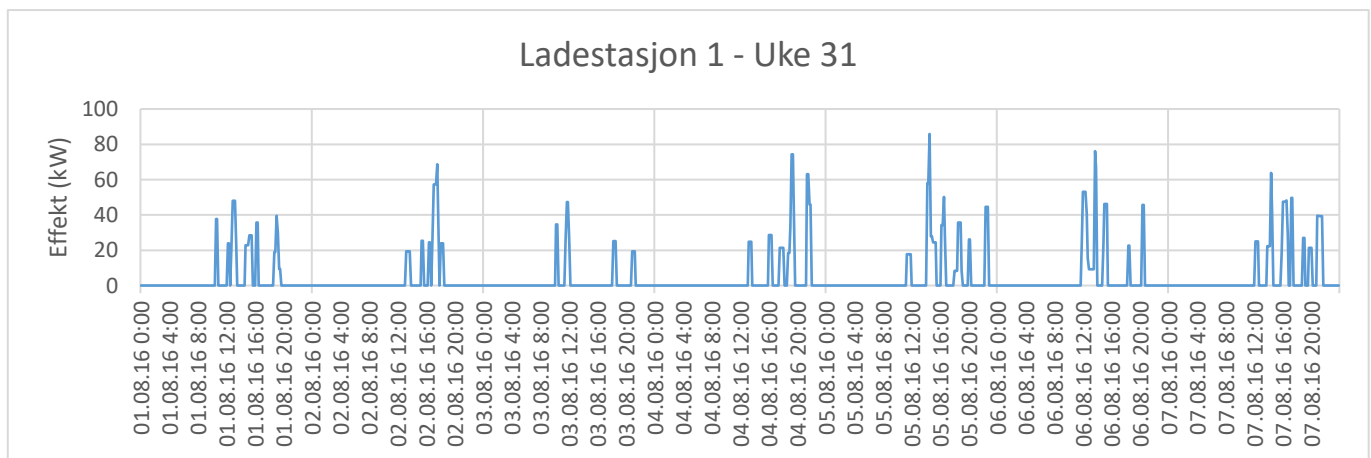
Effektkurvene fra tredje kvartal vises i Figur 19 til Figur 24.



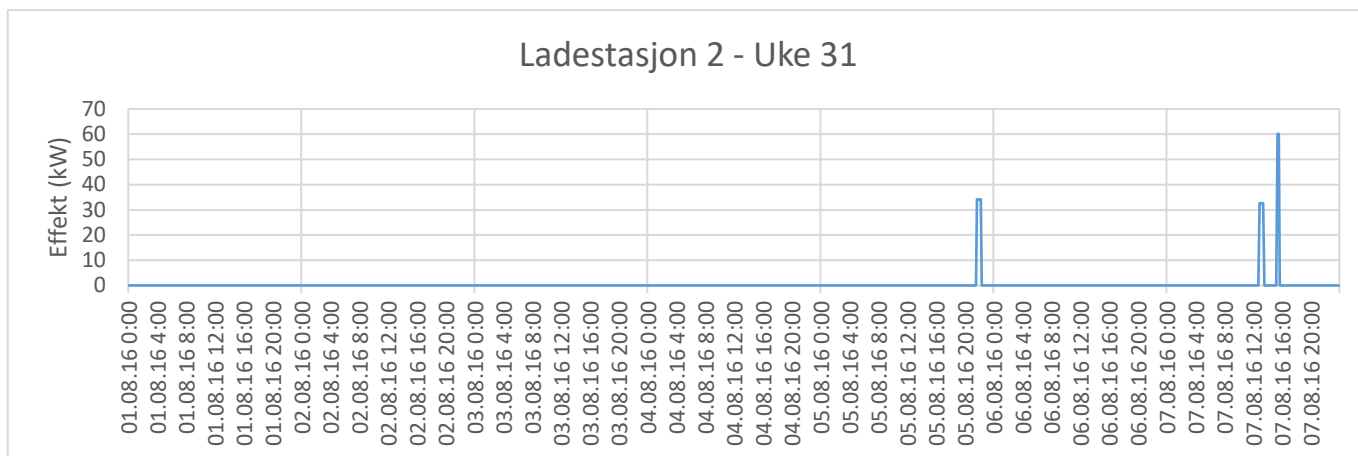
Figur 19: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 27, Juli 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



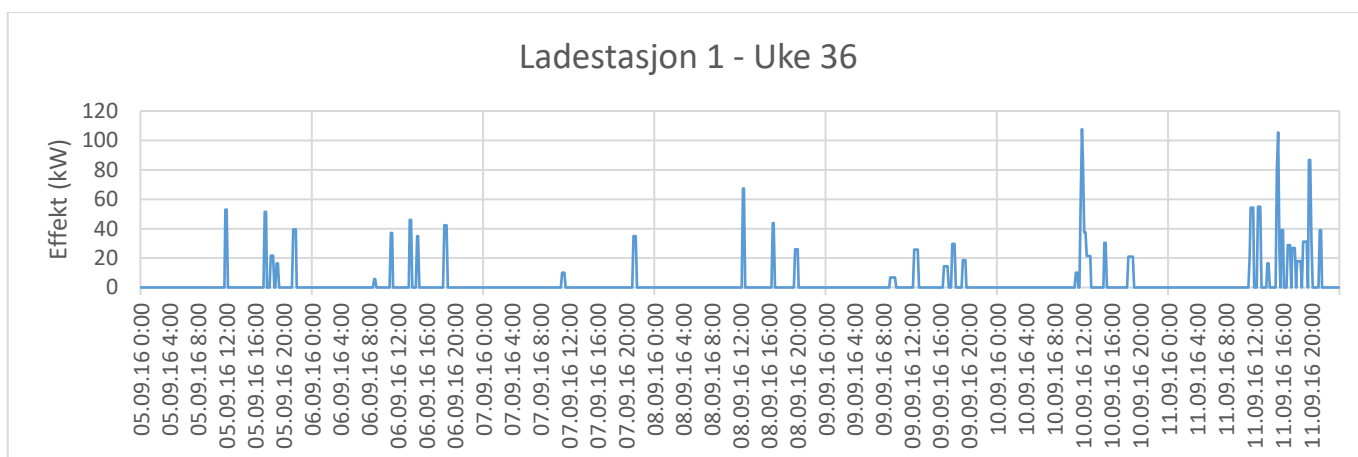
Figur 20: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 27, Juli 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



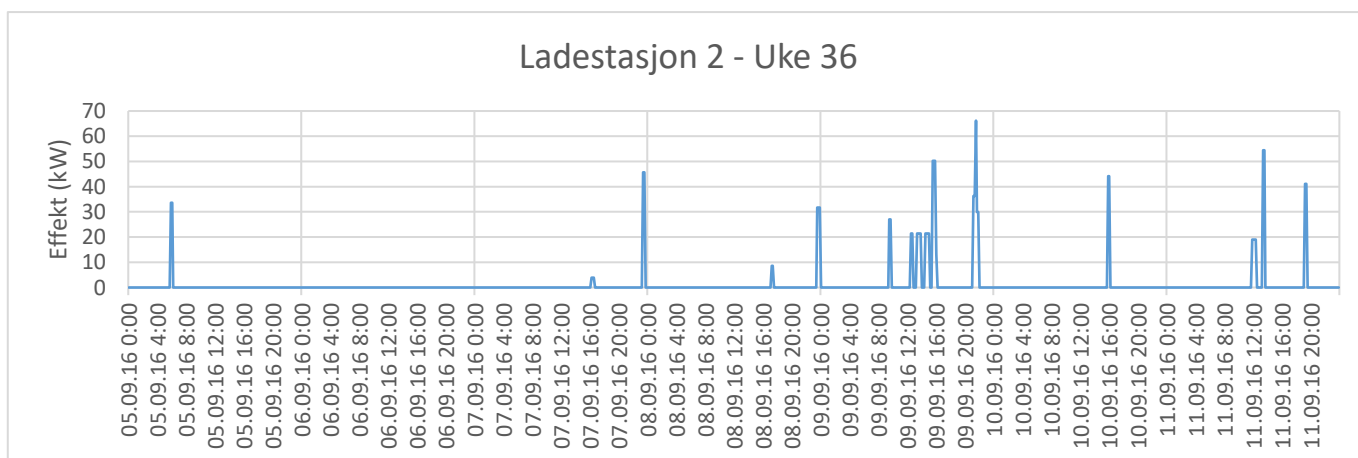
Figur 21: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 31, August 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



Figur 22: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 31, August 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



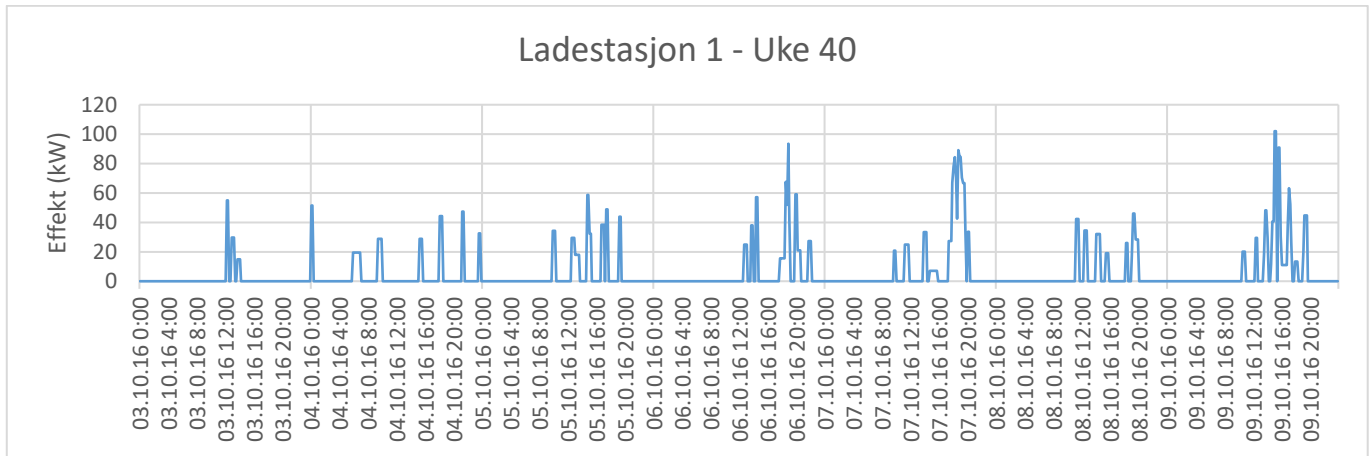
Figur 23: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 36, September 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



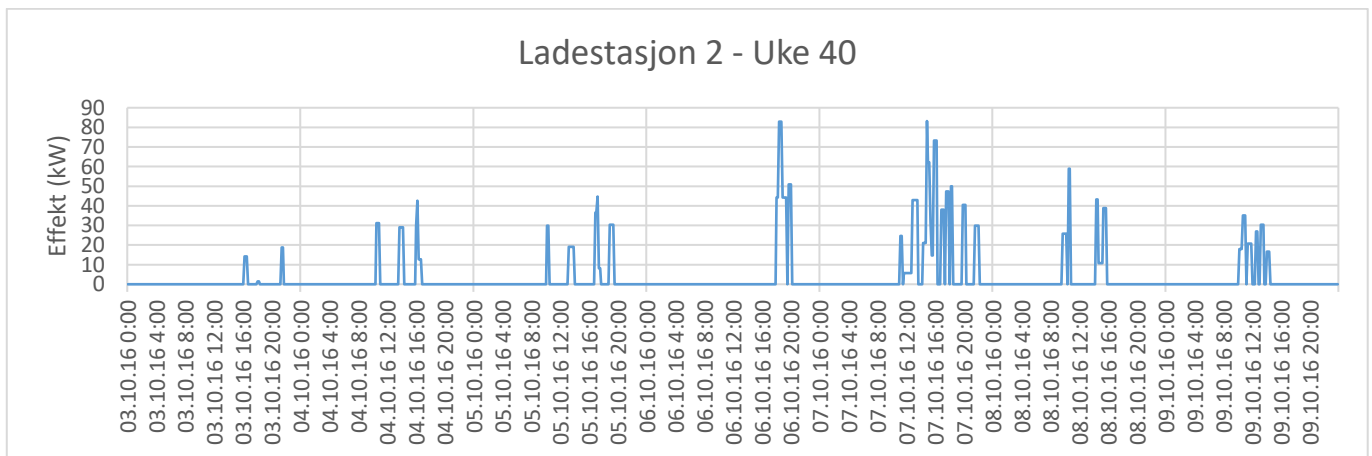
Figur 24: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 36, September 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.

5.2.4 Fjerde kvartal 2016

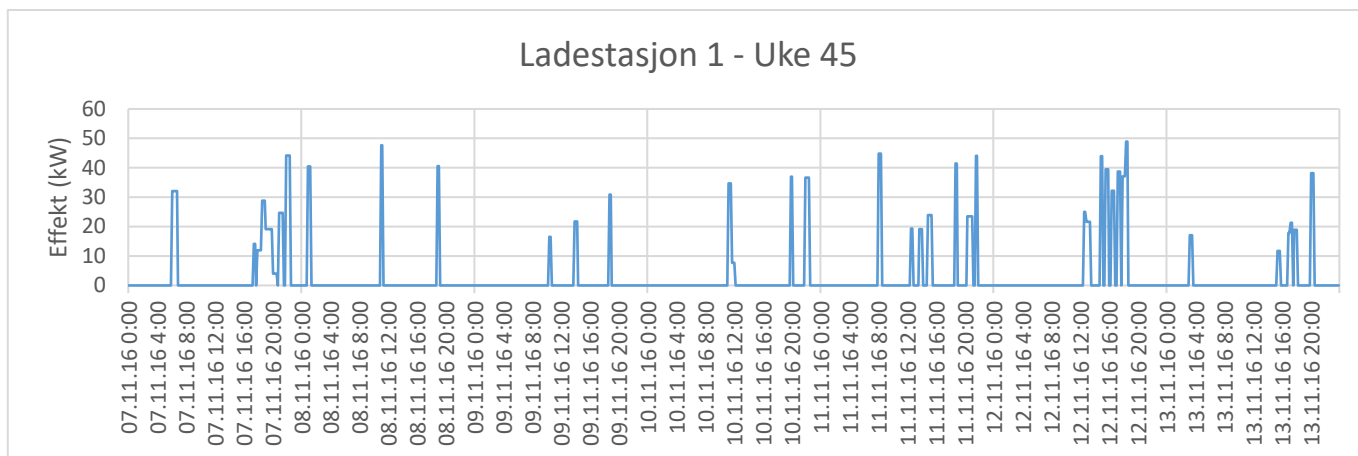
Effektkurvene fra fjerde kvartal vises i Figur 25 til Figur 30.



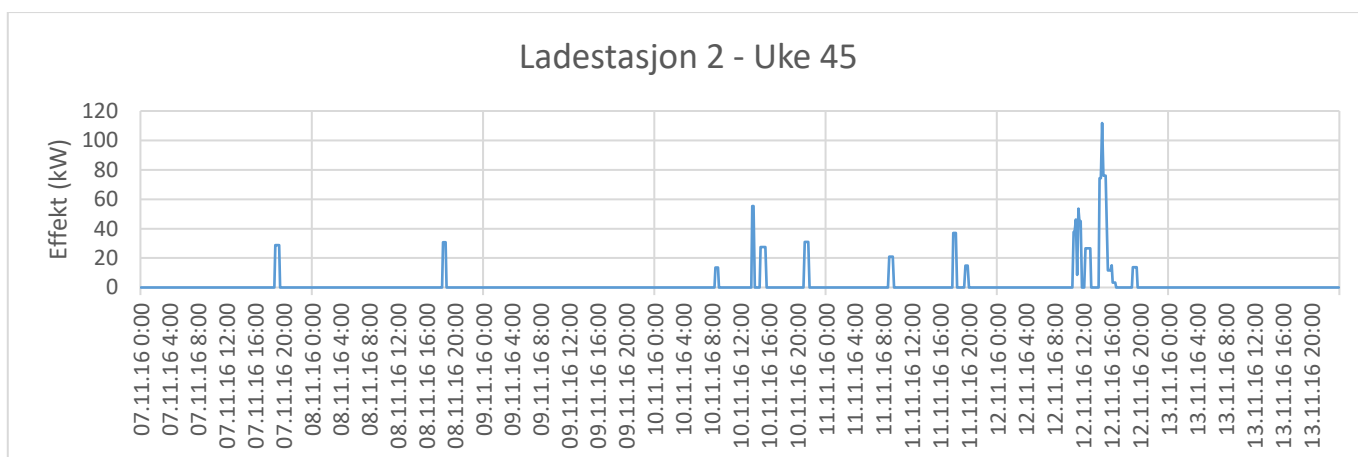
Figur 25: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 40, Oktober 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



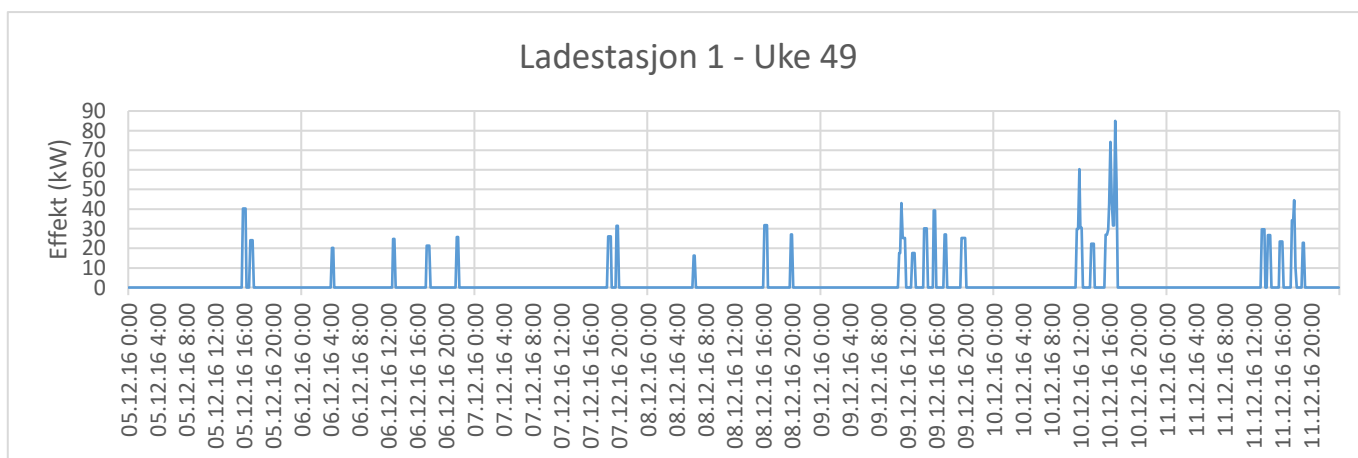
Figur 26: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 40, Oktober 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



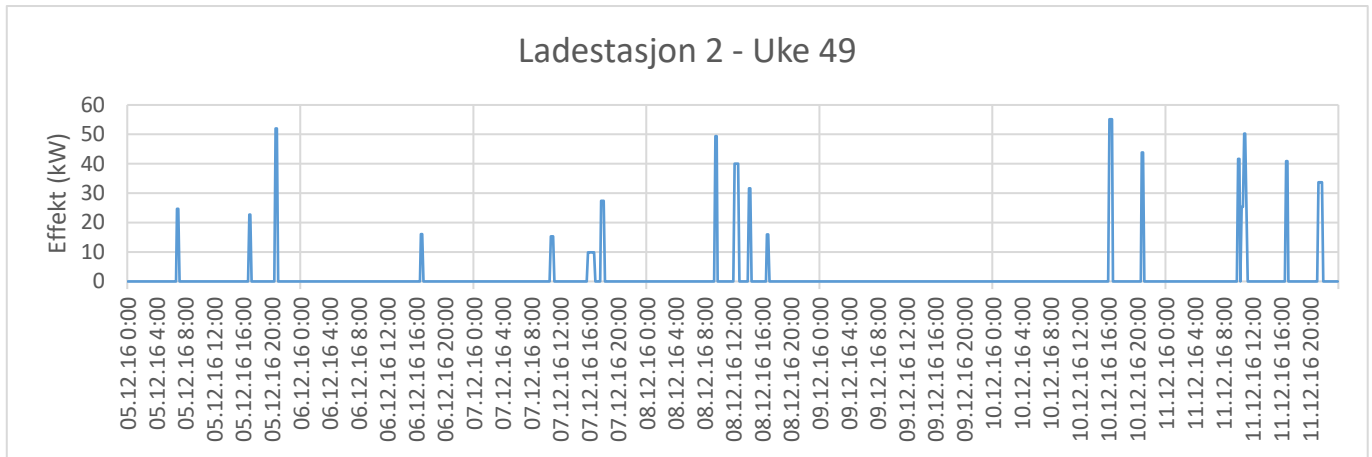
Figur 27: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 45, November 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



Figur 28: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 45, November 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



Figur 29: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 49, Desember 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.



Figur 30: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 49, Desember 2016 . Samlet effekt på y-aksen og tid på x-aksen. Effektkurven starter mandag kl. 00:00 og slutter søndag kl. 23:50, og har en oppløsning på 10 minutter.

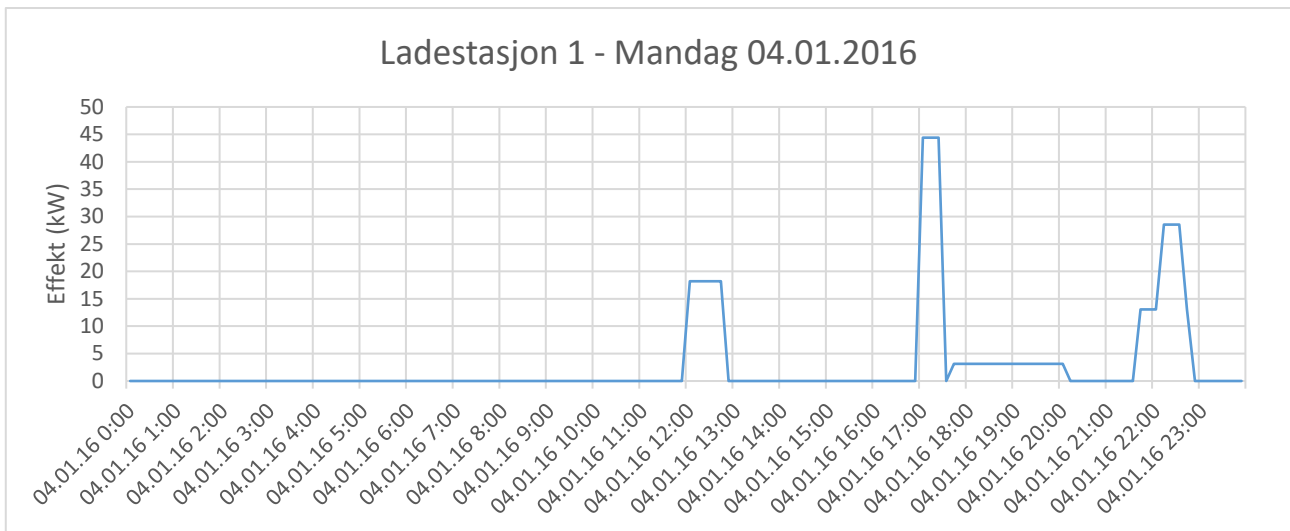
5.3 Middelerverdier av effekt

For å undersøke potensialet for reduksjon av effektavgiften har jeg sett nærmere på effektkurven for døgnet med høyest topplasttime, ved utvalgte uker. Ukene jeg har valgt å analysere er i vinterhalvåret, ettersom effektavgiften er høyest da, se Figur 3. For ladestasjon 1, som ligger i Hafslund netts forsyningsområde, er effektavgiften 122 kr/kW/mnd. Ladestasjon 2 ligger i Vokks netts forsyningsområde og effektavgiften er 75 kr/kW/mnd. For begge ladestasjonene presenterer jeg døgnet med høyest topplasttime for tre uker; uke 1 i januar, uke 6 i februar og uke 49 i desember.

Jeg sammenligner middeffekten i topplasttiden med den høyeste middeffekten over 24 timer i samme uke. Døgnet med høyest middeffekt er ikke alltid det samme som døgnet hvor topplasttiden for uka inntreffer. Dette er opplyst for de ukene det gjelder. Tap i ladestasjonen og andre komponenter som trekker strøm er ikke medberegnet.

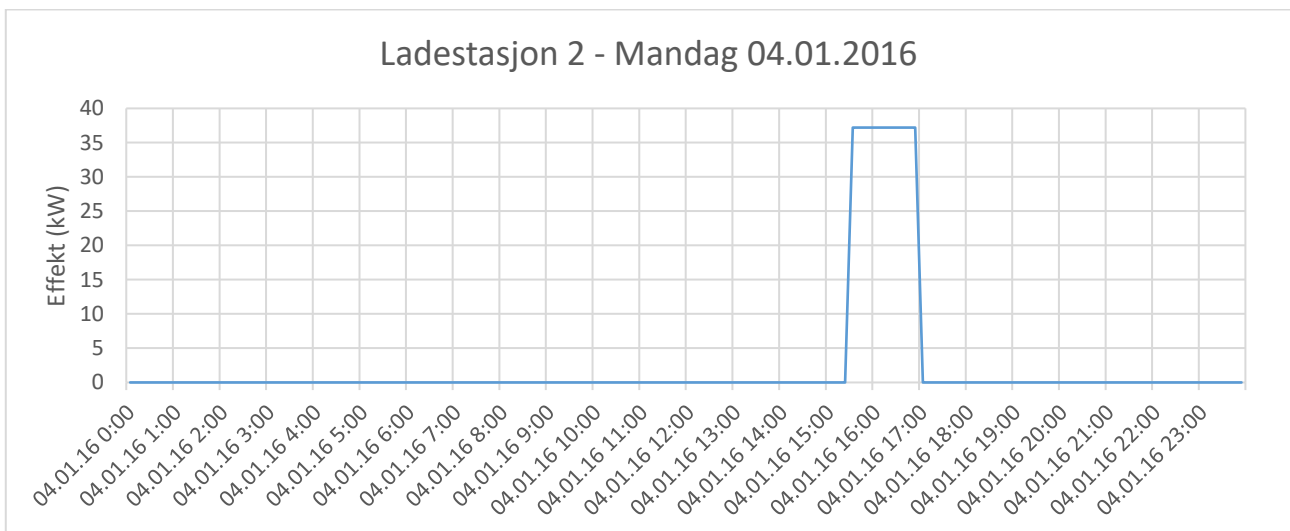
5.3.1 Uke 1

Mandag 04.01.2016 var middeffekten for hele døgnet 2.84 kW, for ladestasjon 1. I topplasttiden fra kl. 17:00 til 18:00 var derimot middeffekten 23.25 kW, se Figur 31. Døgnet med høyest middeffekt denne uka var tirsdag, med 6.65 kW. Dette er den laveste topplasten som teoretisk kan nås. Det vil i så fall utgjøre en besparelse på 2025 kr i effektavgift for januar.



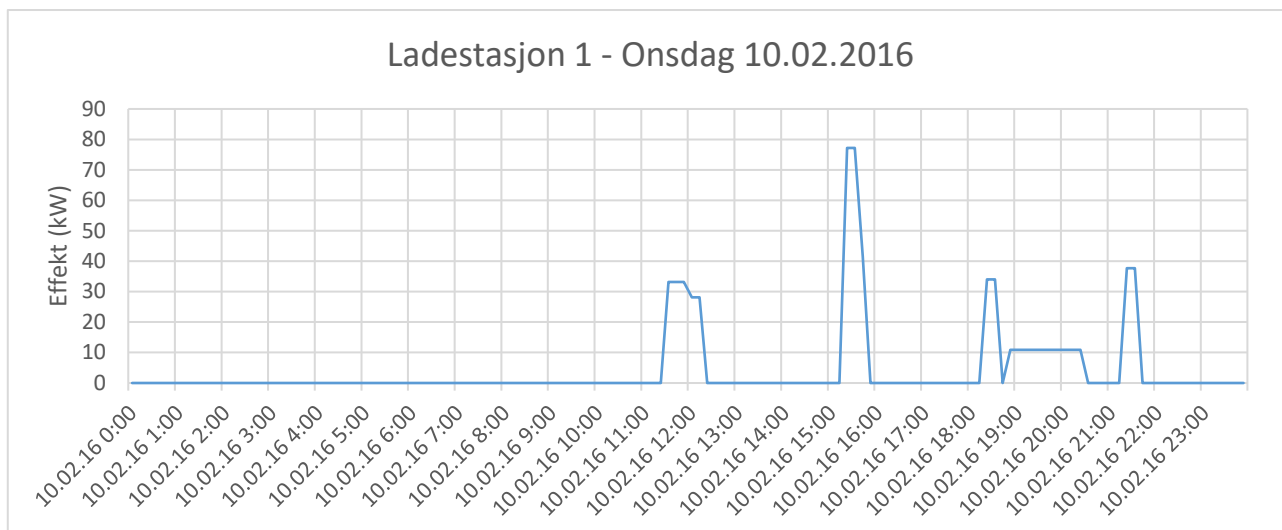
Figur 31: Effektkurve for ladestasjon 1 ett døgn i uke 1, Januar 2016.

I uke 1 var døgnet med høyest topplasttime mandag for begge ladestasjoner. For ladestasjon 2 var midleffekten 2.33 kW og midleffekt i topplasttiden 37.20 kW, se Figur 32. Potensiell besparelse på effektavgiften blir 2615 kr for ladestasjon 2 i januar.



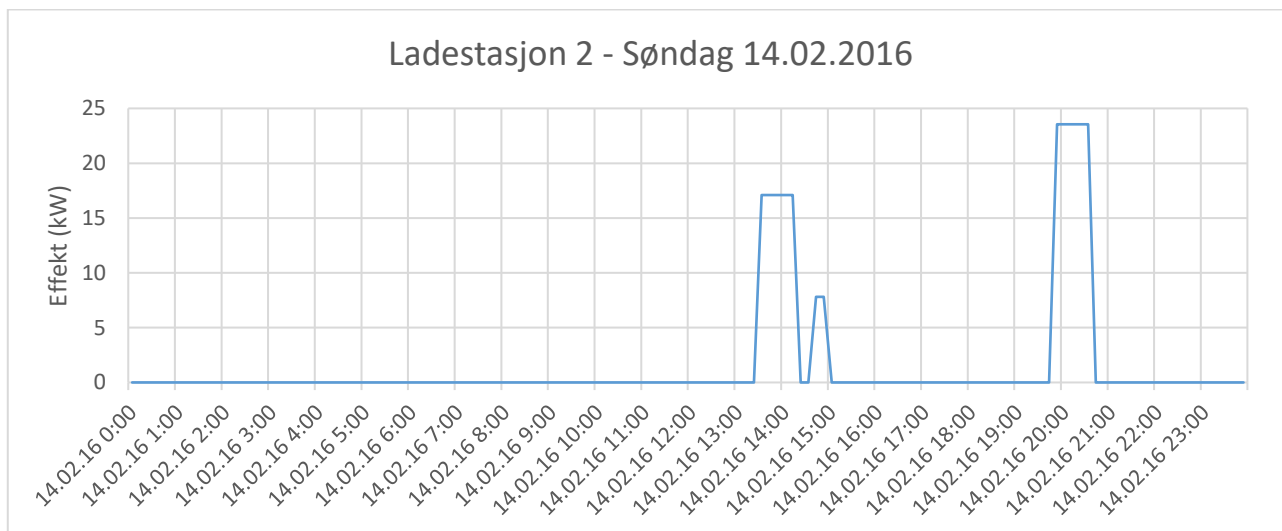
Figur 32: Effektkurve for ladestasjon 2 ett døgn i uke 1, Januar 2016.

I uke 6 var onsdag døgnet med den høyeste topplasttiden ved ladestasjon 1. Midleffekten for døgnet var 4.2 kW og for topplasttiden var det 32.65 kW, se Figur 33. Døgnet med høyest midleffekt var lørdag, med 7.38 kW. Potensiell besparelse på effektavgiften blir 3082 kr for ladestasjon 1 i februar.



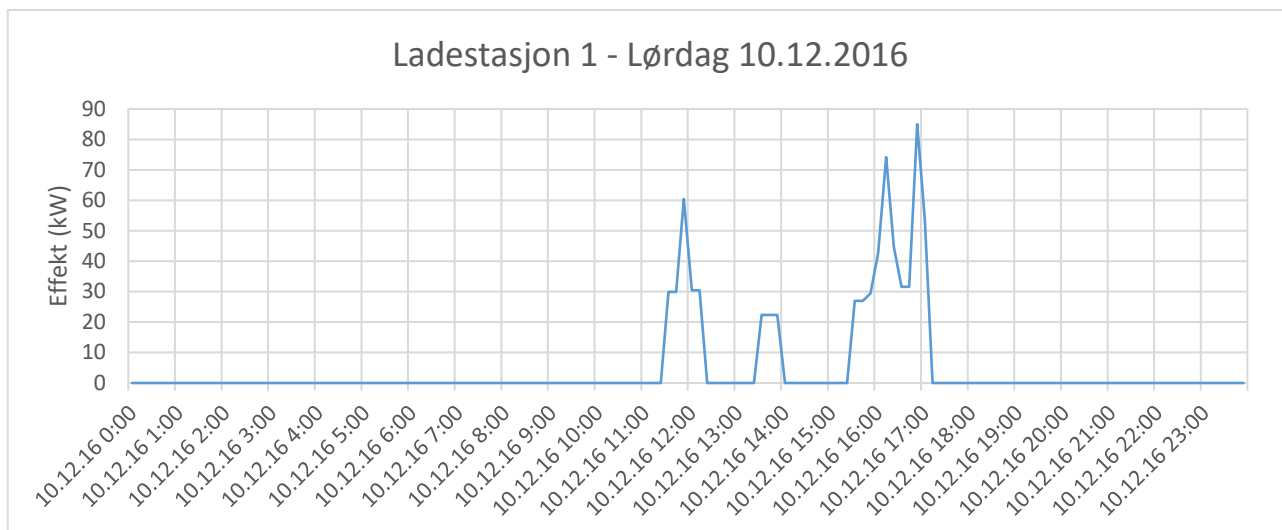
Figur 33: Effektkurve for ladestasjon 1 ett døgn i uke 6, Februar 2016.

I uke 6 var søndag døgnet med den høyeste topplasttiden ved ladestasjon 2. Middeffekten for døgnet var 1.52 kW og for topplasttiden var det 15.7 kW, se Figur 34. Potensiell besparelse på effektavgiften blir 1063 kr for ladestasjon 2 i februar.



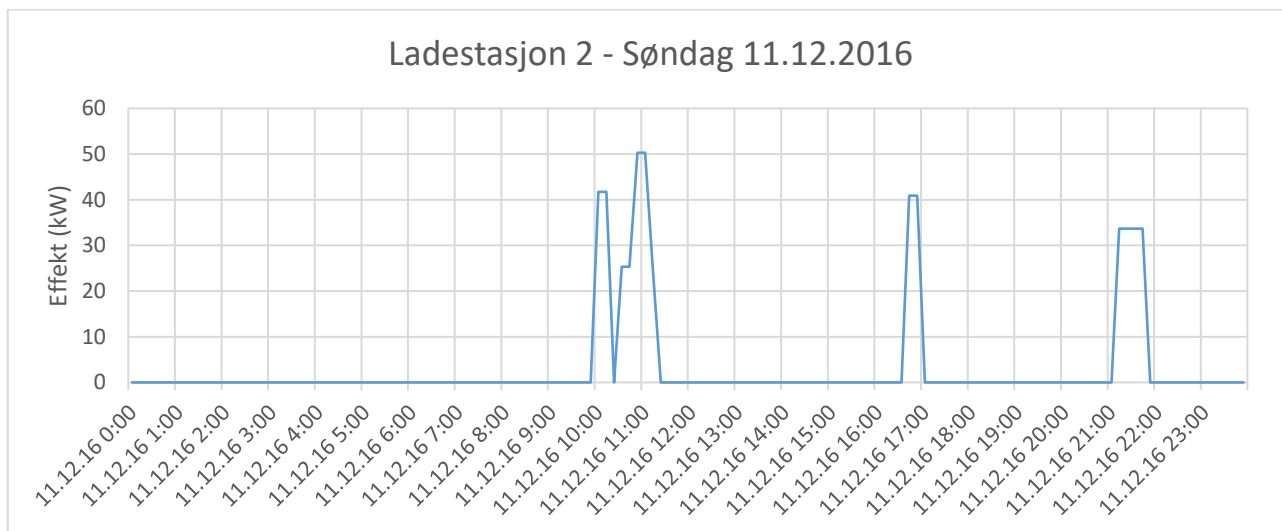
Figur 34: Effektkurve for ladestasjon 2 ett døgn i uke 6, Februar 2016.

I uke 49 var lørdag døgnet med den høyeste topplasttiden ved ladestasjon 1. Middeffekten for døgnet var 4.82 kW og for topplasttiden var middeffekten 51.61 kW, se Figur 35. Den potensielle besparelsen på effektavgiften blir derfor 5708 kr for ladestasjon 1 i desember.



Figur 35: Effektkurve for ladestasjon 1 ett døgn i uke 49, Desember 2016.

For ladestasjon 2 var søndag døgnet med den høyeste topplasttiden i uke 49. Middeffekten for døgnet var 3.31 kW og for topplasttiden var middeffekten 30.72 kW, se Figur 36. Potensiell besparelse på effektavgiften blir 2055 kr for ladestasjon 2 i desember.



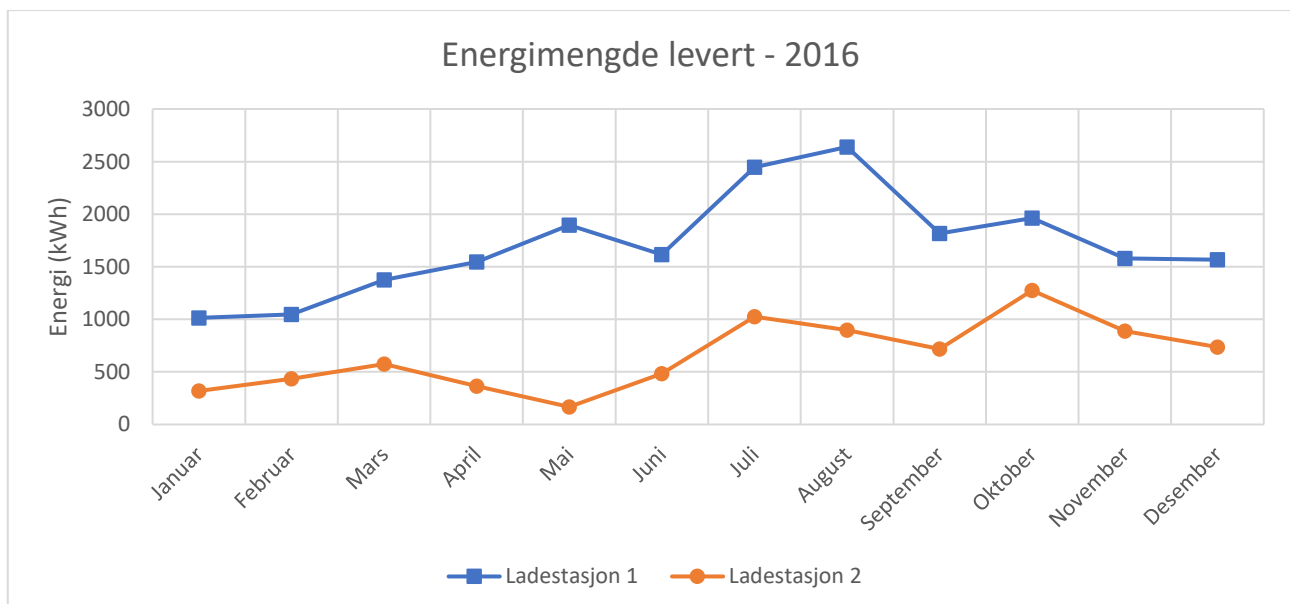
Figur 36: Effektkurve for ladestasjon 2 ett døgn i uke 49, Desember 2016.

6 Diskusjon

Diskusjonen inneholder tre deler; etterspørsel etter effekt og energi, kostnader og lønnsomhet for ladestasjoner, og evaluering av metode og forslag til videre arbeid.

6.1 Etterspørsel etter effekt og energi

Resultatene viser at det kan være store forskjeller i etterspørsel ved forskjellige ladestasjoner. Ladestasjon 1 leverte mer enn dobbelt så mye energi i 2016, enn ladestasjon 2. I Østfold er det registrert mer enn dobbelt så mange elbiler som det er i Oppland, og forskjellen i etterspørsel kan være et resultat av dette. Mellom månedene er det også variasjoner, men for mange av månedene er endringen lik for begge ladestasjonene, se Figur 37. Fra januar til mars øker den leverte energimengden for begge ladestasjonene, mens fra mars til juni er den månedlige endringen i levert energi nesten helt motsatt mellom de to ladestasjonene. Fra juni til juli øker mengden for begge stasjoner igjen, mens det kommer et nytt avvik fra juli til august. Resten av året er endringene like for begge stasjonene. Hvor stor økning eller nedgang det er mellom månedene varierer også for de to stasjonene. Økningen fra september til oktober er for eksempel mye større for ladestasjon 2, mens økningen fra juni til juli er større for ladestasjon 1.



Figur 37: Sammenlikning av energimengde levert i 2016 for ladestasjon 1 og 2.

For ladestasjon 1 er det ladeøkter stort sett alle dager i uka, men det kan se ut som aktiviteten er noe større mot slutten av uka. Av ukene jeg har undersøkt er ofte mandag en dag med lite lading, men også onsdag kommer ut som dagen med minst lading noen av ukene. For ladestasjon 2 er trenden med mest lading mot slutten av uka noe tydeligere, se Figur 10, Figur 18, Figur 20, Figur 22, Figur 24 og Figur 26. Ladestasjon 2 ligger nærme populære hytteområder, og det kan være en mulig forklaring, men det ikke mulig å si noe med sikkerhet.

Lading på ettermiddagen og kvelden er vanligst for begge ladestasjonene, noe som stemmer bra med antagelser gjort av NVE (2016) om bruk av hurtiglading. Gjennomsnittlig varighet for ladeøktene er ganske lik på de to stasjonene, med 22.68 minutter for ladestasjon 1 og 17.64 minutter for ladestasjon 2. Det samme gjelder for energimengden levert per ladeøkt, som er gjennomsnittlig 8.4 kWh og 8.09 kWh for henholdsvis ladestasjon 1 og 2. I beregningene til Schroeder og Traber (2012) antas det at hver kunde lader 20 kWh per ladeøkt. Det stemmer altså dårlig med ladestasjonene jeg har undersøkt.

Det ser ut til at levert energimengde har en økende trend gjennom året for begge ladestasjonene, men uten å sammenlikne med flere år er det vanskelig å avgjøre om det er fordi bruken av hurtiglading går opp, eller om det er på grunn av sesongvariasjoner. En mulig forklaring på hvorfor bruken av hurtiglading kan ha gått opp de siste årene, som observert av TØI (2016), er at en større andel av de tidlige elbileierne hadde tilgang til lading hjemme, mens det etter hvert har blitt vanligere med elbil også blant folk som ikke har tilgang til lading hjemme. For ladestasjonene jeg har undersøkt er akkurat dette lite sannsynlig ettersom begge er plassert i tettsteder, hvor det er mindre vanlig å ikke ha tilgang til privat parkering. En annen forklaring kan være at elbilistene har blitt mer komfortable med å bruke elbilen til lengre reiser som krever bruk av hurtiglading. Elbilforeningen gjennomfører årlig en undersøkelse blant sine medlemmer. Der har de sett en økning i antall respondenter som oppgir å bruke elbilen til feriereiser, sier Petter Haugneland, kommunikasjonsleder i Norsk Elbilforening: «Med litt erfaring, tør stadig flere å dra på langtur. Samtidig skjer en stor utbygging av hurtigladestasjoner over hele landet. Det gjør at «rekkeviddeangst» blir stadig mindre vanlig» (tv2.no 2016). Undersøkelsen har blitt gjennomført siden 2012 (Haugneland & Kvisle 2013). For ladestasjon 1 er juli og august månedene med størst energimengde levert. For ladestasjon 2 er det juli og oktober. Juli og august er sommermånedene hvor mange drar på ferie, og høstferien er i oktober. Dette kan tyde på at resultatene fra undersøkelsen til Norsk Elbilforening stemmer.

6.2 Kostnader og lønnsomhet for ladestasjoner

Resultatene viser at potensialet for reduksjon i effektavgiften ligger mellom ca. 1000-5700 kr per måned ved utvalgte uker på vinterstid. For uke 6 i februar og uke 49 i desember er potensialet størst ved ladestasjon 1. Denne stasjonen har høyest effektavgift på vinteren, men også størst differanse mellom middeleffekt i toppplasttiden og middeleffekt for 24 timer. Unntaket her er uke 1 i januar, hvor differansen for ladestasjon 2 var større. I min gjennomgang av tidligere studier fant jeg ingen eksakte tall å sammenlikne disse funnene med, men jeg fant at flere studier har konkludert med at lokale energilager er effektive for å redusere effekttopper som oppstår ved hurtiglading (McPhail 2014; Sbordone et al. 2015). Jeg antar derfor at det samme vil være sant for ladestasjonene jeg har undersøkt. Å redusere toppplasteffekten til middeleffekten er altså teoretisk mulig, men vil ikke nødvendigvis være det mest lønnsomme alternativet, som nevnt av Martinsen (2016). Lønnsomhet avhenger av effektprisen, batterikostnad og levetid på energilageret. Både vedlikehold av energilageret og kapasitetstap i batteriets levetid må også tas med i beregningene.

Når det gjelder reduksjon i anleggsbidraget er det flere ting som er viktig å nevne. Selv om man dimensjonerer energilageret for å ta imot de aller fleste effekttoppene vil det mest sannsynlig være ulønnsomt å dimensjonere så stort at absolutt alle effekttopper kan tas. Dersom mange elbiler skal lade samtidig og det for eksempel oppstår ladekø kan energilageret bli tømt. Alternativet da er enten å redusere effekten for alle ladepunkter, eller å øke effekten fra strømmettet. Det spørres om ladeaktører er villige til å risikere misfornøyde kunder som ikke får den effekten de betaler for, spesielt siden minuttpris for lading er det vanligste i Norge.

Yong et al. (2015) nevner at økende antall elbiler kan ha flere negative effekter på strømmettet. Mine funn kan tyde på at ladestasjoner bidrar lite til økt tap i strømmettet på grunn av større kraftflyt på natten, ettersom nattlading virker å være lite populært. Funnene tyder derimot på at effektbehov for strømmettet i toppplasttimer kan bli økt, spesielt på ettermiddagen. Yong et al. (2015) mener at ladestrategier kan motvirke disse negative effektene, men jeg mener at dersom lokale energilager blir brukt til å redusere effekten som trekkes fra strømmettet kan man oppnå det samme resultatet, uten at elbilistene trenger å lade på ugunstige tidspunkt. Lokale energilager kan også brukes på samme måte som Loisel et al. (2014) mener man kan benytte elbiler som leverer strøm tilbake på nettet. For spesielt ladestasjon 2 er det ofte lange perioder mellom hver ladeøkt, og denne tiden kan brukes til å lagre energi når prisen er lav, for så å selge tilbake til strømmettet når prisen stiger. En andel av energilagingskapasiteten kan åpnes opp

for slik bruk og muligens øke lønnsomheten for systemet. Det er i så fall avhengig av at elprisen varierer nok til å utløse en profit.

Schroeder og Traber (2012) bruker kvalifisert gjetning om kostnadstall for å vurdere lønnsomheten for hurtigladedere. Ettersom studien er fra 2012 og tallene allerede da var usikre blir det risikabelt å trekke for mange slutninger om lønnsomhet i dag, også med tanke på at studien er gjennomført i Tyskland, ikke Norge. Ettersom jeg ikke har funnet andre studier som ser på lønnsomhet for hurtigladestasjoner i Norge, velger jeg å ikke gjøre lønnsomhetsberegninger basert på funnene mine, grunnet mangel på pålitelige tall. Jeg vil allikevel poengtere at markedet for ladestasjoner fortsatt er i endring og mye avhenger av hvor raskt elbilbestanden vokser. En rapport fra THEMA (2016) inneholder følgende sitat fra et transportselskap: «På hurtiglading som er lite i bruk kan det hende at vi ligger på 8-9 kr per kWh. Jo oftere man lader, desto flere kWh å fordele kostnadene på. Du skal ikke ha så mye bruk før det synker».

6.3 Evaluering av metode og forslag til videre arbeid

Total energi levert kan enkelt beregnes fra ladedataene og har liten usikkerhet, mens det introduseres usikkerhet i de konverterte dataene. Dette er på grunn av tidsoppløsningen, som er på 10 minutter. Med høyere oppløsning på tidsserien ville usikkerheten blitt mindre. Ettersom ladedataene kun inneholder varighet og energi levert for hver ladeøkt kommer ikke effektkurven ved hver ladeøkt fram. Det kan være misvisende å kun bruke gjennomsnittlig effekt ettersom hurtiglading for elbiler vanligvis starter med høy effekt som deretter synker etter hvert som batteriet lades. Samtidig bruker nettselskapet gjennomsnittlig effekt i topplasttiden når effektavgiften skal beregnes, så beregningene jeg har gjort burde allikevel reflektere nivået på effektavgiften godt.

Ved å benytte en modell som er omtalt av Martinsen (2016) kan man beregne lønnsomhet for et system med lokalt energilager. Da er det først nødvendig å konvertere data til en tidsserie med høyere oppløsning enn den jeg har benyttet her. Tidsserien burde også lages for et fullstendig år, og helst lenger. Metoden som er brukt her må da forbedres, med tanke på feilen som oppstår med Formel 8 i kapittel 4.2. Det ville også vært interessant å sammenligne resultatene med mer bynære ladestasjoner.

7 Konklusjon

Ved å konvertere bruksdata fra to utvalgte ladestasjoner har jeg studert etterspørsel etter effekt og energi, samt potensialet for utjevning av effekttopper. På grunn av begrenset tid og problemer med konverteringsprosessen er det kun analysert én uke per måned i datasettet fra 2016. Det ble funnet både likheter og forskjeller i bruken av de to ladestasjonene. Ladestasjon 1 blir brukt over dobbelt så mye som ladestasjon 2, og dette har sannsynligvis noe å gjøre med elbilkonsentrasjonen i nærområdet. Lading på ettermiddag og kveld er vanligst for begge ladestasjonene, og det ser ut til å være større etterspørsel mot slutten av uka, spesielt for ladestasjon 2. Om bruken av hurtiglading øker i løpet av året er usikkert, det kan være sesongvariasjoner ved ladestasjonene som først blir tydelige ved å analysere mer enn ett år. Undersøkelse blant elbilister viser allikevel at flere velger å bruke elbilen til feriereiser enn tidligere år.

Lokale energilager kan brukes til å jevne ut effekttoppene som oppstår ved lading, og dermed redusere effektavgiften for ladestasjonen. Ved å beregne middeffekt per døgn og i topplastimen for de utvalgte ukene har jeg kommet fram til at potensialet for å redusere effektavgiften er mellom 1000-5700 kr per måned i desember-februar. Ladestasjon 1 skilte seg ut her med større differanse mellom middeffekt per døgn og i topplastimen for de utvalgte ukene. Ladestasjon 1 har også den høyeste effektavgiften på vinteren, med 122 kr/kW/mnd. Potensialet for å redusere effektavgiften er altså reelt, men lønnsomheten av et lokalt energilager for utjevning av effekttopper er ikke beregnet her. Det blir nødvendig med videre studier for å bestemme lønnsomheten.

8 Referanser

- hafslundnett.no. (2017). *Priser på nettleie - Bedrift*. Tilgjengelig fra: https://www.hafslundnett.no/priser/nettleiepriser_bedrift/15558 (lest 08.05.2017).
- Haugneland, P. & Kvisle, H. H. (2013). Norwegian electric car user experiences. *International Journal of Automotive Technology and Management*, 15 (2): 194-221.
- IPCC. (2013). The physical science basis. Contribution of working group I to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. *K., Tignor, M., Allen, SK, Boschung, J., Nauels, A., Xia, Y., Bex, V., Midgley, PM, Eds*: 1535.
- Loisel, R., Pasaoglu, G. & Thiel, C. (2014). Large-scale deployment of electric vehicles in Germany by 2030: An analysis of grid-to-vehicle and vehicle-to-grid concepts. *Energy Policy*, 65: 432-443.
- Martinsen, T. (2016, 14-15 June 2016). *A business model for an EV charging station with battery energy storage*. CIRED Workshop 2016. 1-4 s.
- Matteson, S. & Williams, E. (2015). Learning dependent subsidies for lithium-ion electric vehicle batteries. *Technological Forecasting and Social Change*, 92: 322-331.
- McCrone, A., Usher, E., d'Estais, F., Moslener, U. & Grüning, C. (2016). *Global trends in renewable energy investment 2016*. (Frankfurt School UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance). Tilgjengelig fra: fs-unesp-centre.org/publications/global-trends-renewable-energy-investment-2016 (lest 11.05.2017).
- McPhail, D. (2014). Evaluation of ground energy storage assisted electric vehicle DC fast charger for demand charge reduction and providing demand response. *Renewable Energy*, 67: 103-108.
- NOBIL. (2017). *Ladestasjoner i Norge*. Tilgjengelig fra: <http://info.nobil.no/> (lest 04.05.2017).
- NVE. (2015). *Det norske kraftsystemet*. Tilgjengelig fra: http://www.uio.no/studier/emner/sv/oekonomi/ECON3010/v15/3010_mars_2015.pdf (lest 08.11.2016).
- NVE. (2016). *Hva betyr elbiler for strømmettet?* NVE Rapport (74/2016): Skotland, C. H., Eggum, E., Dag. S.
- Plötz, P., Schneider, U., Globisch, J. & Dütschke, E. (2014). Who will buy electric vehicles? Identifying early adopters in Germany. *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 67: 96-109.
- Samferdselsdepartementet. (2017). *Nasjonal transportplan 2018-2029*. Meld. St. 33. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-33-20162017/id2546287/> (lest 04.05.2017).
- Sbordone, D., Bertini, I., Di Pietra, B., Falvo, M. C., Genovese, A. & Martirano, L. (2015). EV fast charging stations and energy storage technologies: A real implementation in the smart micro grid paradigm. *Electric Power Systems Research*, 120: 96-108.
- Schroeder, A. & Traber, T. (2012). The economics of fast charging infrastructure for electric vehicles. *Energy Policy*, 43: 136-144.
- SSB. (2016). *Utslipp av klimagasser, 1990-2015, endelige tall*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/klimagassn/> (lest 20.11.2016).
- SSB. (2017). *Registrerte kjøretøy, 2016*. Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/statistikker/bilreg> (lest 04.05.2017).
- statnett.no. (2017). *Nettutvikling mot utlandet*. Tilgjengelig fra: <http://statnett.no/Nettutvikling/Mellomlandsforbindelser/> (lest 05.05.2017).
- THEMA. (2016). *Erfaringer med nettilknytning av elektrisk transport*. THEMA Notat 2016-03: THEMA Consulting Group. Tilgjengelig fra: <http://www.thema.no/wp>

- [content/uploads/2016/09/THEMA_N-2016-03_Nettilknytning-av-elektrisk-transport_endelig.pdf](#) (lest 29.04.2017).
- tiltakskatalog.no. (2016). *Ladestasjoner for elbiler*. Tilgjengelig fra: <http://www.tiltakskatalog.no/c-4-6.htm> (lest 10.05.2017).
- tu.no. (2015). *Slik fungerer de forskjellige ladepluggene til elbil*. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/artikler/slik-fungerer-de-forskjellige-ladepluggene-til-elbil/223939> (lest 20.11.2016).
- tu.no. (2016). *Slik blir Norges mest avanserte ladeplass*. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/artikler/slik-blir-norges-mest-avanserte-ladeplass/365976> (lest 08.12.2016).
- tv2.no. (2016). «*Elbil-sykdommen*» er i ferd med å bli kurert. Tilgjengelig fra: <http://www.tv2.no/a/8477703/> (lest 11.05.2017).
- TØI. (2013). *Attitudes, ownership and use of Electric Vehicles—a review of literature*. TØI rapport (1261/2013): Hjorthol, Randi.
- TØI. (2014a). *Den nasjonale reisevaneundersøkelsen 2013/14—nøkkelrapport*. TØI rapport (1383/2014): Hjorthol, R., Engebretsen, Ø., Uteng, T.
- TØI. (2014b). *Electric Vehicles—environmental, economic and practical aspects - As seen by current and potential users*. TØI Rapport (1329/2014): Figenbaum, E., Kolbenstvedt, M., Elvebakk, B. Tilgjengelig fra: <https://www.toi.no/forstesiden/hvem-er-alle-disse-elbilistene-article32646-4.html> (lest 17.01.2017).
- TØI. (2016). *Learning from Norwegian Battery Electric and Plug-in Hybrid Vehicle users – Results from a survey of vehicle owners*. TØI Rapport (1492/2016): Figenbaum, E., Kolbenstvedt, M. Tilgjengelig fra: <https://www.toi.no/publikasjoner/lardommer-fra-brukere-av-elbiler-og-ladbare-hybridbiler-resultater-fra-en-sporreundersokelse-blant-bileiere-article33868-8.html> (lest 10.02.2017).
- vokksnett.no. (2017). *Nettleie*. Tilgjengelig fra: <http://www.vokksnett.no/nettleie/> (lest 07.05.2017).
- Yong, J. Y., Ramachandaramurthy, V. K., Tan, K. M. & Mithulananthan, N. (2015). A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49: 365-385.

Figurer

Figur 1: Registrerte el-personbiler i Norge fra 2008-2016.....	3
Figur 2: Sammenlikning av kraftprisen gjennom en uke for Norge og Nederland (NVE 2015)4	
Figur 3: Sammenlikning av effekttariff i forsyningsområdet til Hafslund og Vokks	5
Figur 4: Avkastning på investering i ladestasjon	9
Figur 5: Månedlig energimengde levert fra ladestasjon 1 i 2016.....	15
Figur 6: Månedlig energimengde levert fra ladestasjon 2 i 2016.....	16
Figur 7: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 1, Januar 2016	17
Figur 8: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 1, Januar 2016	17
Figur 9: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 6, Februar 2016	18
Figur 10: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 6, Februar 2016	18
Figur 11: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 10, Mars 2016	18
Figur 12: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 10, Mars 2016	19
Figur 13: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 14, April 2016	19
Figur 14: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 14, April 2016	20
Figur 15: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 18, Mai 2016	20
Figur 16: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 18, Mai 2016	20
Figur 17: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 23, Juni 2016.....	21
Figur 18: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 23, Juni 2016	21
Figur 19: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 27, Juli 2016.....	22
Figur 20: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 27, Juli 2016.....	22
Figur 21: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 31, August 2016	22
Figur 22: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 31, August 2016	23
Figur 23: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 36, September 2016.....	23
Figur 24: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 36, September 2016.....	23
Figur 25: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 40, Oktober 2016.....	24
Figur 26: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 40, Oktober 2016.....	24
Figur 27: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 45, November 2016.....	25
Figur 28: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 45, November 2016.....	25
Figur 29: Effektkurve for ladestasjon 1 i uke 49, Desember 2016	25
Figur 30: Effektkurve for ladestasjon 2 i uke 49, Desember 2016	26
Figur 31: Effektkurve for ladestasjon 1 ett døgn i uke 1, Januar 2016.	27
Figur 32: Effektkurve for ladestasjon 2 ett døgn i uke 1, Januar 2016.	27

Figur 33: Effektkurve for ladestasjon 1 ett døgn i uke 6, Februar 2016.	28
Figur 34: Effektkurve for ladestasjon 2 ett døgn i uke 6, Februar 2016.	28
Figur 35: Effektkurve for ladestasjon 1 ett døgn i uke 49, Desember 2016.	29
Figur 36: Effektkurve for ladestasjon 2 ett døgn i uke 49, Desember 2016.	29
Figur 37: Sammenlikning av energimengde levert i 2016 for ladestasjon 1 og 2.....	30

Tabeller

Tabell 1: Utdrag av bruksdata fra ladestasjon 1.....	10
Tabell 2: Utdrag fra en tidsserie som viser deler av oppsettet i Excel.	14

Vedlegg

Vedlegg 1 – Utdrag fra oppsettet i Excel med formelvisning

År	Kl. Start	Måned	Dag	Device	Min	Energi
1	42373.498287037	1	4	Fortum Ørje 55	42	12.12
1	42373.7053587963	1	4	Fortum Ørje 56	25	14.8
1	42373.7377546296	1	4	Fortum Ørje 370	1	0.01
1	42373.7382291667	1	4	Fortum Ørje 370	139	7.34
1	42373.9012962963	1	4	Fortum Ørje 55	66	13.06
1	42373.9260300926	1	4	Fortum Ørje 370	14	5.15
1	42374.0372685185	1	5	Fortum Ørje 55	50	16.15
1	42374.3854166667	1	5	Fortum Ørje 370	58	8.05
1	42374.6750810185	1	5	Fortum Ørje 56	28	15.43
1	42374.7247337963	1	5	Fortum Ørje 370	177	14.54
1	42374.733125	1	5	Fortum Ørje 55	34	12.72
1	42374.7977430556	1	5	Fortum Ørje 370	239	74.65
1	42375.3113194444	1	6	Fortum Ørje 370	154	9.42
1	42375.6975231481	1	6	Fortum Ørje 370	139	10.14
1	42377.4603703704	1	8	Fortum Ørje 370	178	11.71
1	42377.7487847222	1	8	Fortum Ørje 56	6	4.02
1	42378.4672800926	1	9	Fortum Ørje 370	38	2.06
1	42378.6636226852	1	9	Fortum Ørje 56	30	15
1	42378.724525463	1	9	Fortum Ørje 370	38	10.78
1	42378.8622222222	1	9	Fortum Ørje 56	10	4.03
1	42378.8915625	1	9	Fortum Ørje 370	6	0
1	42378.9013078704	1	9	Fortum Ørje 370	65	16.36
1	42379.8866319444	1	10	Fortum Ørje 370	120	9.96

Time (start)	Minutt (start)	Time (slutt)	Minutt (slutt)	varighet avr.
=TIME(P2)	=MINUTT(P2)/10	=TIME(Q2)	=MINUTT(Q2)/10	=(Q2-P2)*24
=TIME(P3)	=MINUTT(P3)/10	=TIME(Q3)	=MINUTT(Q3)/10	=(Q3-P3)*24
=TIME(P4)	=MINUTT(P4)/10	=TIME(Q4)	=MINUTT(Q4)/10	=(Q4-P4)*24
=TIME(P5)	=MINUTT(P5)/10	=TIME(Q5)	=MINUTT(Q5)/10	=(Q5-P5)*24
=TIME(P6)	=MINUTT(P6)/10	=TIME(Q6)	=MINUTT(Q6)/10	=(Q6-P6)*24
=TIME(P7)	=MINUTT(P7)/10	=TIME(Q7)	=MINUTT(Q7)/10	=(Q7-P7)*24
=TIME(P8)	=MINUTT(P8)/10	=TIME(Q8)	=MINUTT(Q8)/10	=(Q8-P8)*24
=TIME(P9)	=MINUTT(P9)/10	=TIME(Q9)	=MINUTT(Q9)/10	=(Q9-P9)*24
=TIME(P10)	=MINUTT(P10)/10	=TIME(Q10)	=MINUTT(Q10)/10	=(Q10-P10)*24
=TIME(P11)	=MINUTT(P11)/10	=TIME(Q11)	=MINUTT(Q11)/10	=(Q11-P11)*24
=TIME(P12)	=MINUTT(P12)/10	=TIME(Q12)	=MINUTT(Q12)/10	=(Q12-P12)*24
=TIME(P13)	=MINUTT(P13)/10	=TIME(Q13)	=MINUTT(Q13)/10	=(Q13-P13)*24
=TIME(P14)	=MINUTT(P14)/10	=TIME(Q14)	=MINUTT(Q14)/10	=(Q14-P14)*24
=TIME(P15)	=MINUTT(P15)/10	=TIME(Q15)	=MINUTT(Q15)/10	=(Q15-P15)*24
=TIME(P16)	=MINUTT(P16)/10	=TIME(Q16)	=MINUTT(Q16)/10	=(Q16-P16)*24
=TIME(P17)	=MINUTT(P17)/10	=TIME(Q17)	=MINUTT(Q17)/10	=(Q17-P17)*24
=TIME(P18)	=MINUTT(P18)/10	=TIME(Q18)	=MINUTT(Q18)/10	=(Q18-P18)*24
=TIME(P19)	=MINUTT(P19)/10	=TIME(Q19)	=MINUTT(Q19)/10	=(Q19-P19)*24
=TIME(P20)	=MINUTT(P20)/10	=TIME(Q20)	=MINUTT(Q20)/10	=(Q20-P20)*24
=TIME(P21)	=MINUTT(P21)/10	=TIME(Q21)	=MINUTT(Q21)/10	=(Q21-P21)*24
=TIME(P22)	=MINUTT(P22)/10	=TIME(Q22)	=MINUTT(Q22)/10	=(Q22-P22)*24
=TIME(P23)	=MINUTT(P23)/10	=TIME(Q23)	=MINUTT(Q23)/10	=(Q23-P23)*24
=TIME(P24)	=MINUTT(P24)/10	=TIME(Q24)	=MINUTT(Q24)/10	=(Q24-P24)*24

Kl. Slutt	Kl. Slutt	Tid (timer)	Tid (tmm)	Effekt	
=B2+S2	=AVRUND(B2/7)DSV=AVRUND(O2/7)IDS=KONVERTER(G2,"mn","mn")=TEKST(R2/24;"t:mm")			=HVIS(N2>0;H2/N2;0)	KW
=B3+S3	=AVRUND(B3/7)DSV=AVRUND(O3/7)IDS=KONVERTER(G3,"mn","mn")=TEKST(R3/24;"t:mm")			=HVIS(N3>0;H3/N3;0)	KW
=B4+S4	=AVRUND(B4/7)DSV=AVRUND(O4/7)IDS=KONVERTER(G4,"mn","mn")=TEKST(R4/24;"t:mm")			=HVIS(N4>0;H4/N4;0)	KW
=B5+S5	=AVRUND(B5/7)DSV=AVRUND(O5/7)IDS=KONVERTER(G5,"mn","mn")=TEKST(R5/24;"t:mm")			=HVIS(N5>0;H5/N5;0)	KW
=B6+S6	=AVRUND(B6/7)DSV=AVRUND(O6/7)IDS=KONVERTER(G6,"mn","mn")=TEKST(R6/24;"t:mm")			=HVIS(N6>0;H6/N6;0)	KW
=B7+S7	=AVRUND(B7/7)DSV=AVRUND(O7/7)IDS=KONVERTER(G7,"mn","mn")=TEKST(R7/24;"t:mm")			=HVIS(N7>0;H7/N7;0)	KW
=B8+S8	=AVRUND(B8/7)DSV=AVRUND(O8/7)IDS=KONVERTER(G8,"mn","mn")=TEKST(R8/24;"t:mm")			=HVIS(N8>0;H8/N8;0)	KW
=B9+S9	=AVRUND(B9/7)DSV=AVRUND(O9/7)IDS=KONVERTER(G9,"mn","mn")=TEKST(R9/24;"t:mm")			=HVIS(N9>0;H9/N9;0)	KW
=B10+S10	=AVRUND(B10/7)IDS=AVRUND(O10/7)IDS=KONVERTER(G10,"mn","mn")=TEKST(R10/24;"t:mm")			=HVIS(N10>0;H10/N10;0)	KW
=B11+S11	=AVRUND(B11/7)IDS=AVRUND(O11/7)IDS=KONVERTER(G11,"mn","mn")=TEKST(R11/24;"t:mm")			=HVIS(N11>0;H11/N11;0)	KW
=B12+S12	=AVRUND(B12/7)IDS=AVRUND(O12/7)IDS=KONVERTER(G12,"mn","mn")=TEKST(R12/24;"t:mm")			=HVIS(N12>0;H12/N12;0)	KW
=B13+S13	=AVRUND(B13/7)IDS=AVRUND(O13/7)IDS=KONVERTER(G13,"mn","mn")=TEKST(R13/24;"t:mm")			=HVIS(N13>0;H13/N13;0)	KW
=B14+S14	=AVRUND(B14/7)IDS=AVRUND(O14/7)IDS=KONVERTER(G14,"mn","mn")=TEKST(R14/24;"t:mm")			=HVIS(N14>0;H14/N14;0)	KW
=B15+S15	=AVRUND(B15/7)IDS=AVRUND(O15/7)IDS=KONVERTER(G15,"mn","mn")=TEKST(R15/24;"t:mm")			=HVIS(N15>0;H15/N15;0)	KW
=B16+S16	=AVRUND(B16/7)IDS=AVRUND(O16/7)IDS=KONVERTER(G16,"mn","mn")=TEKST(R16/24;"t:mm")			=HVIS(N16>0;H16/N16;0)	KW
=B17+S17	=AVRUND(B17/7)IDS=AVRUND(O17/7)IDS=KONVERTER(G17,"mn","mn")=TEKST(R17/24;"t:mm")			=HVIS(N17>0;H17/N17;0)	KW
=B18+S18	=AVRUND(B18/7)IDS=AVRUND(O18/7)IDS=KONVERTER(G18,"mn","mn")=TEKST(R18/24;"t:mm")			=HVIS(N18>0;H18/N18;0)	KW
=B19+S19	=AVRUND(B19/7)IDS=AVRUND(O19/7)IDS=KONVERTER(G19,"mn","mn")=TEKST(R19/24;"t:mm")			=HVIS(N19>0;H19/N19;0)	KW
=B20+S20	=AVRUND(B20/7)IDS=AVRUND(O20/7)IDS=KONVERTER(G20,"mn","mn")=TEKST(R20/24;"t:mm")			=HVIS(N20>0;H20/N20;0)	KW
=B21+S21	=AVRUND(B21/7)IDS=AVRUND(O21/7)IDS=KONVERTER(G21,"mn","mn")=TEKST(R21/24;"t:mm")			=HVIS(N21>0;H21/N21;0)	KW
=B22+S22	=AVRUND(B22/7)IDS=AVRUND(O22/7)IDS=KONVERTER(G22,"mn","mn")=TEKST(R22/24;"t:mm")			=HVIS(N22>0;H22/N22;0)	KW
=B23+S23	=AVRUND(B23/7)IDS=AVRUND(O23/7)IDS=KONVERTER(G23,"mn","mn")=TEKST(R23/24;"t:mm")			=HVIS(N23>0;H23/N23;0)	KW
=B24+S24	=AVRUND(B24/7)IDS=AVRUND(O24/7)IDS=KONVERTER(G24,"mn","mn")=TEKST(R24/24;"t:mm")			=HVIS(N24>0;H24/N24;0)	KW

Nr. (Start)	Nr. (slutt)	Nr.	Tidspunkt	Effekt (kW)
=(A2-1)*360*24*6+(C2=(A2-1)*360*24*6+(C=V2-(0*24*6+12*6+0)			42373	=SUMMER(AA2:AW2)
=(A3-1)*360*24*6+(C3=(A3-1)*360*24*6+(C=X2+1			42373.0069444444	=SUMMER(AA3:AW3)
=(A4-1)*360*24*6+(C4=(A4-1)*360*24*6+(C=X3+1			42373.0138888889	=SUMMER(AA4:AW4)
=(A5-1)*360*24*6+(C5=(A5-1)*360*24*6+(C=X4+1			42373.0208333333	=SUMMER(AA5:AW5)
=(A6-1)*360*24*6+(C6=(A6-1)*360*24*6+(C=X5+1			42373.0277777778	=SUMMER(AA6:AW6)
=(A7-1)*360*24*6+(C7=(A7-1)*360*24*6+(C=X6+1			42373.0347222222	=SUMMER(AA7:AW7)
=(A8-1)*360*24*6+(C8=(A8-1)*360*24*6+(C=X7+1			42373.0416666667	=SUMMER(AA8:AW8)
=(A9-1)*360*24*6+(C9=(A9-1)*360*24*6+(C=X8+1			42373.0486111111	=SUMMER(AA9:AW9)
=(A10-1)*360*24*6+(C=(A10-1)*360*24*6+(C=X9+1			42373.0555555556	=SUMMER(AA10:AW10)
=(A11-1)*360*24*6+(C=(A11-1)*360*24*6+(C=X10+1			42373.0625	=SUMMER(AA11:AW11)
=(A12-1)*360*24*6+(C=(A12-1)*360*24*6+(C=X11+1			42373.0694444444	=SUMMER(AA12:AW12)
=(A13-1)*360*24*6+(C=(A13-1)*360*24*6+(C=X12+1			42373.0763888889	=SUMMER(AA13:AW13)
=(A14-1)*360*24*6+(C=(A14-1)*360*24*6+(C=X13+1			42373.0833333333	=SUMMER(AA14:AW14)
=(A15-1)*360*24*6+(C=(A15-1)*360*24*6+(C=X14+1			42373.0902777778	=SUMMER(AA15:AW15)
=(A16-1)*360*24*6+(C=(A16-1)*360*24*6+(C=X15+1			42373.0972222222	=SUMMER(AA16:AW16)
=(A17-1)*360*24*6+(C=(A17-1)*360*24*6+(C=X16+1			42373.1041666667	=SUMMER(AA17:AW17)
=(A18-1)*360*24*6+(C=(A18-1)*360*24*6+(C=X17+1			42373.1111111111	=SUMMER(AA18:AW18)
=(A19-1)*360*24*6+(C=(A19-1)*360*24*6+(C=X18+1			42373.1180555556	=SUMMER(AA19:AW19)
=(A20-1)*360*24*6+(C=(A20-1)*360*24*6+(C=X19+1			42373.125	=SUMMER(AA20:AW20)
=(A21-1)*360*24*6+(C=(A21-1)*360*24*6+(C=X20+1			42373.1319444444	=SUMMER(AA21:AW21)
=(A22-1)*360*24*6+(C=(A22-1)*360*24*6+(C=X21+1			42373.1388888889	=SUMMER(AA22:AW22)
=(A23-1)*360*24*6+(C=(A23-1)*360*24*6+(C=X22+1			42373.1458333333	=SUMMER(AA23:AW23)
=(A24-1)*360*24*6+(C=(A24-1)*360*24*6+(C=X23+1			42373.1527777778	=SUMMER(AA24:AW24)
			42373.1597222222	=SUMMER(AA25:AW25)
			42373.1666666667	=SUMMER(AA26:AW26)

22
=HVIS(OG(\$X2>=\$V\$22,\$X2<=HVIS(OG(\$X2>=\$V\$23,\$X2<=HVIS(OG(\$X2>=\$V\$24,\$X2<=HVIS(OG(\$X3>=\$V\$22,\$X3<=HVIS(OG(\$X3>=\$V\$23,\$X3<=HVIS(OG(\$X3>=\$V\$24,\$X3<=HVIS(OG(\$X4>=\$V\$22,\$X4<=HVIS(OG(\$X4>=\$V\$23,\$X4<=HVIS(OG(\$X4>=\$V\$24,\$X4<=HVIS(OG(\$X5>=\$V\$22,\$X5<=HVIS(OG(\$X5>=\$V\$23,\$X5<=HVIS(OG(\$X5>=\$V\$24,\$X5<=HVIS(OG(\$X6>=\$V\$22,\$X6<=HVIS(OG(\$X6>=\$V\$23,\$X6<=HVIS(OG(\$X6>=\$V\$24,\$X6<=HVIS(OG(\$X7>=\$V\$22,\$X7<=HVIS(OG(\$X7>=\$V\$23,\$X7<=HVIS(OG(\$X7>=\$V\$24,\$X7<=HVIS(OG(\$X8>=\$V\$22,\$X8<=HVIS(OG(\$X8>=\$V\$23,\$X8<=HVIS(OG(\$X8>=\$V\$24,\$X8<=HVIS(OG(\$X9>=\$V\$22,\$X9<=HVIS(OG(\$X9>=\$V\$23,\$X9<=HVIS(OG(\$X9>=\$V\$24,\$X9<=HVIS(OG(\$X10>=\$V\$22,\$X10<=HVIS(OG(\$X10>=\$V\$23,\$X10<=HVIS(OG(\$X10>=\$V\$24,\$X10<=HVIS(OG(\$X11>=\$V\$22,\$X11<=HVIS(OG(\$X11>=\$V\$23,\$X11<=HVIS(OG(\$X11>=\$V\$24,\$X11<=HVIS(OG(\$X12>=\$V\$22,\$X12<=HVIS(OG(\$X12>=\$V\$23,\$X12<=HVIS(OG(\$X12>=\$V\$24,\$X12<=HVIS(OG(\$X13>=\$V\$22,\$X13<=HVIS(OG(\$X13>=\$V\$23,\$X13<=HVIS(OG(\$X13>=\$V\$24,\$X13<=HVIS(OG(\$X14>=\$V\$22,\$X14<=HVIS(OG(\$X14>=\$V\$23,\$X14<=HVIS(OG(\$X14>=\$V\$24,\$X14<=HVIS(OG(\$X15>=\$V\$22,\$X15<=HVIS(OG(\$X15>=\$V\$23,\$X15<=HVIS(OG(\$X15>=\$V\$24,\$X15<=HVIS(OG(\$X16>=\$V\$22,\$X16<=HVIS(OG(\$X16>=\$V\$23,\$X16<=HVIS(OG(\$X16>=\$V\$24,\$X16<=HVIS(OG(\$X17>=\$V\$22,\$X17<=HVIS(OG(\$X17>=\$V\$23,\$X17<=HVIS(OG(\$X17>=\$V\$24,\$X17<=HVIS(OG(\$X18>=\$V\$22,\$X18<=HVIS(OG(\$X18>=\$V\$23,\$X18<=HVIS(OG(\$X18>=\$V\$24,\$X18<=HVIS(OG(\$X19>=\$V\$22,\$X19<=HVIS(OG(\$X19>=\$V\$23,\$X19<=HVIS(OG(\$X19>=\$V\$24,\$X19<=HVIS(OG(\$X20>=\$V\$22,\$X20<=HVIS(OG(\$X20>=\$V\$23,\$X20<=HVIS(OG(\$X20>=\$V\$24,\$X20<=HVIS(OG(\$X21>=\$V\$22,\$X21<=HVIS(OG(\$X21>=\$V\$23,\$X21<=HVIS(OG(\$X21>=\$V\$24,\$X21<=HVIS(OG(\$X22>=\$V\$22,\$X22<=HVIS(OG(\$X22>=\$V\$23,\$X22<=HVIS(OG(\$X22>=\$V\$24,\$X22<=HVIS(OG(\$X23>=\$V\$22,\$X23<=HVIS(OG(\$X23>=\$V\$23,\$X23<=HVIS(OG(\$X23>=\$V\$24,\$X23<=HVIS(OG(\$X24>=\$V\$22,\$X24<=HVIS(OG(\$X24>=\$V\$23,\$X24<=HVIS(OG(\$X24>=\$V\$24,\$X24<=HVIS(OG(\$X25>=\$V\$22,\$X25<=HVIS(OG(\$X25>=\$V\$23,\$X25<=HVIS(OG(\$X25>=\$V\$24,\$X25<=HVIS(OG(\$X26>=\$V\$22,\$X26<=HVIS(OG(\$X26>=\$V\$23,\$X26<=HVIS(OG(\$X26>=\$V\$24,\$X26<



Norges miljø- og biovitenskapelig universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway