



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2020 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Elbil som ressurs i hjemmet: et studie av effekten på nettariff og elbilbatteriets levetid

A study of the effect on power tariffs and battery lifetime when using electric vehicles as a resource in private households

Joacim Alexander Løvseth Sagvolden

Fornybar energi

Forord

Med denne oppgaven avslutter jeg mastergraden i fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU).

Oppgaven har handlet om bruk av elbil som en ressurs i private husholdninger hvor man kan kutte effekttopper og flytte energi via elbilens batteri fra tidspunkter hvor det tradisjonelt er høy belastning på strømmettet til tidspunkter hvor kapasiteten er bedre. Personlig er ikke elbiler et tema jeg brenner for, men oppgaven ble valgt fordi jeg har stor interesse for nye og spennende løsninger på problemstillinger innen energi.

Å jobbe på en oppgave av dette omfanget på egen hånd har vært en stor utfordring, men også veldig lærerikt.

Jeg vil først og fremst rette en stor takk til min veileder, Thomas Martinsen, som med sine solide råd og konstruktive innspill har vært uvurderlig i arbeidet med oppgaven. Jeg ønsker også å takke Hafslund Nett som har bidratt med datagrunnlaget for oppgaven. Jeg vil til slutt takke mamma og pappa for deres støtte gjennom mange års studier.

Sammendrag

Distribusjonsnettets antas å kunne få kapasitetsproblemer etterhvert som elektrifiseringen av samfunnet øker. I denne sammenheng vil det være behov for å investere i å utbygge og øke kapasiteten i strømmettet. Som et forsøk på å senke effektuttaket i topplasttimene foreslår NVE innføring av effektbaserte nettariffer som skal føre til at det blir dyrere å ha et høyt effektuttak. I denne masteroppgaven undersøkes det hvordan elbiler kan brukes til å redusere belastningen på strømmettet ved å benytte elbilen til å flytte energi i hjemmet fra topplasttimer til tidspunkter hvor kapasiteten er større og hvordan tiltaket påvirker de foreslåtte modellene for nettariffene og levetiden til elbilens batteri.

Det finnes at investeringskostnadene som er relatert til å bruke elbil i hjemmet på denne måten ligger på omtrent 4708 kr/år. Den potensielle innsparingen varierer fra modell til modell, men ligger på omtrent 200 – 600 kr/år i tilfellet hvor man hele tiden lader opp hjemme slik at det i utgangspunktet ikke lønner seg. Dersom det lar seg gjøre å lade gratis ved for eksempel arbeidsplassen vil innsparingen øke til i overkant av 3000 kr/år. Dette er likevel ikke nok til å gi gevinst, slik at alternative nettariffer bør vurderes.

Det vises hvordan elbilens totale batterikapasitet kan påvirke lønnsomheten av tiltaket. Det er sett på elbil med 75 kWh og 40 kWh batterikapasitet. Det finnes at i tilfellet hvor det lades hjemme er mengden energi som kan flyttes såpass lav at batterikapasiteten spiller liten rolle, mens i tilfellet der man kan lade borte begrenses mulighetsrommet i stor grad av batterikapasiteten. I tillegg degraderes batteriet raskere for elbiler med lav batterikapasitet og når utladningsdybden øker, noe som blant annet kan føre til at elbilen må byttes etter få år.

Det konkluderes med at et slikt tiltak ikke er lønnsomt under de foreslåtte tariffmodellene og at modeller som legger mer til rette for at man kan gjennomføre tiltak bør vurderes sammen med eventuelt en støtteordning.

Abstract

The distribution grid is expected to become capacity constrained as a result of the increased electrification of society. In this regard it would be necessary to upgrade in the power grid in order to increase capacity, something that is quite costly. In an attempt to counteract this capacity constraint, the Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE) proposes the use of power tariffs which will make it more expensive to have a high power consumption. This master's thesis investigates how electric vehicles (EV) can be used to reduce the capacity constraint by using the EV to move energy in households from peak load hours to hours where the grid capacity is more available and how this measure affects the power tariffs and the EV battery lifetime.

It is found that the investment costs related to using the EV in such a way is 4708 NOK/year. Furthermore, the potential gains vary from model to model, but is found to be in the range 200 – 600 NOK/year in the case where all battery recharging is done at home such that the measure is not economically beneficial. In the case where it is possible to recharge the car for free at a charging station other than home the potential gains reach upwards of 3000 NOK/year. However, given the investment costs this is still not economically beneficial such that different tariff structures should be considered.

It is shown how the EV's battery capacity can influence the economic benefits. An EV with a battery capacity of 75 kWh and 40 kWh has been considered. It is found that in the case where the recharging is performed exclusively at home the amount of energy moved is so small that battery capacity is more or less negligent, while in the case where recharging is done at another site the space of opportunity is quickly limited by the battery capacity. Furthermore, the battery degrades faster for EVs with a small battery capacity and when the depth of discharge increases. This could lead to having to replace the EV after just a few years.

It is concluded that such a measure is not economically beneficial given the proposed power tariffs and that tariff models that are better designed for providing incentives for performing various measures as well as various economic programs should be considered.

Innholdsfortegnelse

1. Innledning	11
2. Energi og effekt.....	12
2.1 Hva er forskjellen?	12
2.2 Hvorfor er det viktig å skille mellom disse? Et forenklet eksempel	12
3. Effekttariff.....	13
3.1 Kort om effekttariffens historie.....	13
3.2 Bakgrunn for effekttariff.....	13
3.3 Tre modeller i den nye nettleien	15
3.3.1 Målt effekt	15
3.3.2 Abonnert effekt	15
3.3.3 Sikringsdifferensiert nettleie	16
4. Strømnettet.....	16
4.1 Nivåer i strømnettet.....	16
4.1.1 Transmisjonsnettet	17
4.1.2 Regionalnettet	17
4.1.3 Distribusjonsnettet	17
4.2 Sentrale komponenter i strømnettet	18
4.2.1 Transformator	18
4.2.2 Kraftledninger	18
4.3 Hva er den fysiske påvirkningen av økt elektrifisering i strømnettet?.....	19
4.3.1 Varmeutvikling.....	19
4.3.2 Spenningskvalitet	20
5. Elektriske kjøretøy i kraftsystemet	20
5.1 Andelen elektriske kjøretøy i Norge øker	20
5.2 Økt andel elbiler i kraftsystemet kan gi utfordringer knyttet til kapasiteten i strømnettet.....	21
5.3 ...men også muligheter	24
5.4 Batteridegradering i elbiler	25
6. Metode	26
6.1 Effektbruk til en husholdning	26
6.2 Beregning av daglig energibehov i husholdninger.....	27
6.3 Nettariff.....	28
6.4 Strømregning.....	30

6.5 Analyse av batteridegradering	33
6.6 Beregning av gevinst/tap.....	33
7. Resultater	34
7.1 Datasett og bruksprofil.....	34
7.2 Nettariff.....	37
7.3 Strømregning.....	38
7.4 Resultater for nettariff.....	40
7.5 Batteridegradering.....	41
7.6 Kostnader og inntekt	44
7.6.1 Målt effekt	44
7.6.2 Abonnert effekt	46
7.6.3 Sikringsdifferensiert nettariff.....	47
7.6.4 Lading på arbeidsplassen	49
8. Diskusjon	52
8.1 Generelt.....	52
8.2 Datasett og bruksprofil.....	53
8.3 Effekten av å lade hjemme vs på arbeidsplassen	53
8.4 Spesielt om nettariff basert på abonnementsordning	54
8.5 Daglig kjøremønster.....	54
8.7 Hvordan kunne tiltaket blitt lønnsomt?.....	55
9. Konklusjon.....	55
Litteraturliste.....	57

Figurliste

FIGUR 1: STRØMFORBRUK FOR EN VINTER- OG SOMMERUKE I 2019. TALLENE SOM LIGGER TIL GRUNN ER HENTET FRA NORD POOL.	15
FIGUR 2: OVERSIKT OVER STRØMNETTETS INFRASTRUKTUR MED TRANSMISJONSNETT, REGIONALNETT OG DISTRIBUSJONSNETT. KILDE: ENERGI NORGE.....	17
FIGUR 3: UTVIKLING I BESTANDEN AV ELBILER OG LADBARE HYBDRIDER I NORGE SIDEN 2014. KILDE: ELBILFORENINGEN	21
FIGUR 4: ANDEL FORDELINGSTRANSFORMATORER I DISTRIBUSJONSNETTET SOM ANTAS Å BELASTES OVER 120% VED ØKT EFFEKTUTTAK GRUNNET ELBILER. KILDE: NVE (SKOTLAND, HEGGUM ET AL., 2016)	22
FIGUR 5: ANDEL AV HØYSPENTLEDNINGER I DISTRIBUSJONSNETTET SOM ANTAS Å OVERBELASTES SOM FØLGE AV ØKT EFFEKTUTTAK GRUNNET ELBILER. KILDE: NVE (SKOTLAND, HEGGUM ET AL., 2016)	23
FIGUR 6: EFFEKTBRUK FOR VINTER OG SOMMER MED GJENNOMSNIITTLIG EFFEKTBRUK FØR TILTAK (ØVERST) OG ETTER TILTAK (NEDERST). DET RØDE AREALET VISER ENERGIMENGDEN SOM FLYTTES TIL NATTEN (GRØNT AREAL) OG DE NEDRE FIGURENE VISER DA EFFEKTBRUKEN ETTER FLYTTING.	37
FIGUR 7: STRØMPRISER FOR EN UKE I JANUAR 2019. NATTIMENE MED LAVEST SPOTPRISER ER MARKERT. KILDE: NORDPOOL	39
FIGUR 8: STRØMPRISER FOR EN UKE I JULI 2019. NATTIMENE MED LAVEST SPOTPRISER ER MARKERT. KILDE: NORDPOOL	39
FIGUR 9: FIGUREN VISER HVORDAN ET BATTERI DEGRADERES I HENHOLD TIL LIKNING (11) NÅR TEMPERATUR OG SYKLUSDYBDE VARIERER FOR ET KONSTANT ANTALL SYKLUSER.	41
FIGUR 10: FIGUREN VISER HVORDAN BATTERIET DEGRADERES OVER LEVETIDEN FØR OG ETTER TILTAK MED 75 kWh BATTERIKAPASITET.....	42
FIGUR 11: FIGUREN VISER HVORDAN BATTERIET DEGRADERES OVER LEVETIDEN FØR OG ETTER TILTAK MED 40 kWh BATTERIKAPASITET.....	43
FIGUR 12: SIMULERING AV HVORDAN ET 75 kWh BATTERI DEGRADERES VED ØKT ENERGIUTTAK FRA BATTERIET.	50
FIGUR 13: SIMULERING AV HVORDAN ET 40 kWh BATTERI DEGRADERES VED ØKT ENERGIUTTAK FRA BATTERIET.	51

Tabeller

TABELL 1: LADEEFFEKT FOR ULIKE LADETYPER. KILDE: NVE (CHRISTER HEEN SKOTLAND, 2016).....	24
TABELL 2: OPPSUMMERING AV STATISTISKE MÅLEPUNKT FOR DET FULLSTENDIGE OG DET REDUSERTE DATASETET.	35
TABELL 3: KOSTNADER FOR MODELLEN MED MÅLT EFFEKT. ENERGILEDDET TILSVARER DE MARGINALE TAPSKOSTNADENE I NETTET OG DE RESTERENDE KOSTANDENE ER SATT SLIK AT DE SAMME KOSTNADENE DEKKES MED NY MODELL SOM MED GAMMEL.....	38
TABELL 4: KOSTNADER FOR MODELLEN MED ABONNERT EFFEKT. ENERGILEDDET TILSVARER DE MARGINALE TAPSKOSTNADENE I NETTET OG DE RESTERENDE KOSTANDENE ER SATT SLIK AT DE SAMME KOSTNADENE DEKKES MED NY MODELL SOM MED GAMMEL.....	38
TABELL 5: KOSTNADER FOR MODELLEN MED SIKRINGSDIFFERENSIERT NETTLEIE. ENERGILEDDET TILSVARER DE MARGINALE TAPSKOSTNADENE I NETTET OG DE RESTERENDE KOSTANDENE ER SATT SLIK AT DE SAMME KOSTNADENE DEKKES MED NY MODELL SOM MED GAMMEL.....	38
TABELL 6: OVERSIKT OVER KOSTNADSFORDELING FOR HAFSLUND SIN STRØMAVTALE STRØM.	40
TABELL 7: OVERSIKT OVER ESTIMERT KOSTNAD FOR ULIKE NETTLEIEMODELLER FØR OG ETTER GJENNOMFØRT TILTAK MED ELBIL FOR PROFILENE I FIGUR 7.1.	40
TABELL 8: OVERSIKT OVER HVOR LANG TID DET TAR FØR KAPASITETEN TIL ET 75 kWh BATTERI HAR DEGRADERT NED TIL DE OPPGITTE PROSENTENE FØR OG ETTER TILTAK I HENHOLD TIL LIKNING (11). SE OGSÅ: FIGUR 12	42
TABELL 9: OVERSIKT OVER HVOR LANG TID DET TAR FØR ET KAPASITETEN TIL ET 40 kWh BATTERI HAR DEGRADERT NED TIL DE OPPGITTE PROSENTENE FØR OG ETTER TILTAK I HENHOLD TIL LIKNING (11). SE OGSÅ: FIGUR 13	42
TABELL 10: ESTIMERT DAGLIG ENERGIBRUK FOR EN ELBIL MED BATTERIKAPASITET 75 kWh. 43	
TABELL 11: ESTIMERT DAGLIG ENERGIBRUK FOR EN ELBIL MED BATTERIKAPASITET 40 kWh. 43	
TABELL 12: ÅRSKOSTNADER FOR MÅLT EFFEKT.	44
TABELL 13: RESULTATOVERSIKT FOR ELBIL MED 75 kWh BATTERIKAPASITET FOR MÅLT EFFEKT.....	45
TABELL 14: RESULTATOVERSIKT FOR ELBIL MED 40 kWh BATTERIKAPASITET FOR MÅLT EFFEKT.....	45

TABELL 15: ÅRSKOSTNADER FOR ABONNERT EFFEKT.....	46
TABELL 16: RESULTATOVERSIKT FOR ELBIL MED 75 kWh BATTERIKAPASITET FOR ABONNERT EFFEKT.....	46
TABELL 17: RESULTATOVERSIKT FOR ELBIL MED 40 kWh BATTERIKAPASITET FOR ABONNERT EFFEKT.....	47
TABELL 18: ÅRSKOSTNADER FOR SIKRINGSDIFFERENSIERT NETTARIFF.	47
TABELL 19: RESULTATOVERSIKT FOR ELBIL MED 75 kWh BATTERIKAPASITET FOR SIKRINGSDIFFERENSIERT NETTARIFF.	48
TABELL 20: RESULTATOVERSIKT FOR ELBIL MED 40 kWh BATTERIKAPASITET FOR SIKRINGSDIFFERENSIERT NETTARIFF.	48
TABELL 21: TABELLEN VISER ESTIMERTE KOSTNADER FØR OG ETTER TILTAK DERSOM MAN IKKE LENGER ER BEGRENSET AV Å MÅTTE LADE HJEMME.....	49
TABELL 22: RESULTATER VED LADING PÅ JOBB. HER VISES KOSTNADEN AV MÅLT EFFEKT FØR TILTAKET GJENNOMFØRES OG ETTER TILTAKET GJENNOMFØRES. DET ER TATT MED INVESTTERINGSKOSTNADEN OG DERETTER BEREGNET EN RESTVERDI SOM TILSVARER DET GJENVÆRENDE BELØPET SOM MÅ SPARES FOR Å GÅ I NULL.....	50

Vedlegg

A.1: Python kode

1. Innledning

For å oppfordre til effektiv utnyttelse av den tilgjengelige nettkapasiteten, så foreslår NVE innføring av en *effekttariff*. Hensikten med en effekttariff er å prise ~~overforbruk~~ per time for å gi et insentiv til å holde forbruket nede i perioder der det oppstår effekttopper, slik om om morgningen og ettermiddagen. I forslaget anbefales det at kunden inngår en avtale om et effektabonnement med nettselskapet der kunden må betale ekstra for overforbruk over grensen satt i effektabonnementet (Hansen, 2017). Dette tiltaket er derfor ment som en måte for å redusere belastningen på nettet slik at kostnadstunge investeringer i oppgradering av eksisterende nett eller utbygging av ny nettkapasitet kan unngås.

NVE forventer en økning i strømbruken i Norge mot 2040 som følge av økt elektrifisering av petroleumsnæringen, industri, datasentre og transportsektoren hvor elbiler antas å utgjøre den største andelen (Spilde, 2019). For fastlands-Norge forventer NVE en økning på 23 TWh fra 136 til 159 TWh (Spilde, 2019). Statnett forventer en økning på 30 – 50 TWh for fastlands-Norge (Statnett, 2018b), betraktelig mer enn det NVE forventer. Konklusjonen er uansett at strømbruk forventes å øke som en følge av økt elektrifisering.

Strømforbruket er høyest om morgenen og ettermiddagen (EnerWE, 2017). Forbruket er også ofte høyere på kalde dager. På disse dagene må det for å holde boligen varm i tillegg til vanlig strømforbruk slik som matlaging, klesvask og lading av elbil. Dette gir ikke bare høyt energiforbruk, men også et høyere effektforbruk. Strømnettet må dermed ha nok kapasitet til å kunne transportere den nødvendige elektrisiteten fra produsenter til forbrukere. For at det til enhver tid skal være nok kapasitet i strømnettet dimensjoneres kapasiteten etter det maksimale forbruket («peak load») på de kaldeste dagene i året (Statnett, 2018a).

En større enbilandel vil sannsynligvis påvirke distribusjonsnettet i størst grad. NVE har gjennomført analyser som viser at elbiler i snitt påfører lav belastning på strømnettet og at strømnettet generelt er godt rustet til å håndtere økningen i elbiler, men økt konsentrasjon av elbiler i bestemte områder kan likevel gi utfordringer for kapasiteten til distribusjonsnettet (Skotland, Heggum et al., 2016).

I denne oppgaven stiller jeg følgende spørsmål:

1. Er det økonomisk gunstig å benytte elbil i hjemmet til å redusere daglige effekttopper og på denne måten både redusere virkningen av effekttariffer og effekten elbiler har på strømnettet?

2. Dersom det ikke er lønnsomt, hva må til for at tiltaket skal lønne seg?

2. Energi og effekt

I dette kapitlet gjennomgås kort forskjellen mellom begrepene «energi» og «effekt». Dette er to begreper som ofte misforstås og det kan være lurt å benytte litt tid på å begrepsavklaring. I delkapittel 2 gjennomgås i tillegg et eksempel.

2.1 Hva er forskjellen?

Energi og effekt er to nært relaterte begreper. Mens energi i kraftsammenheng vil si hvor mye strøm man bruker, så vil effekt si hvor raskt energien brukes. Effekt er altså hvor mye energi som brukes i øyeblikket, eller energi per tidsenhet. Dermed kan man oppnå ulikt effekt for samme mengde energi, avhengig av hvordan energiforbruket tidsmessig fordeles. Dersom man for eksempel bruker 1 kWh med energi over et kort tidsrom, så vil effekten bli høyere enn dersom den samme mengden energi forbrukes over et lengre tidsrom.

Energiforbruket kan reduseres ved å satse på mer energieffektive løsninger i bygg og mer effektive elektriske apparater. Effekt på sin side er avhengig av hvordan energien brukes. Til tross for at elektriske apparater kan bli mer energieffektive, så vil likevel effekt til apparatet kunne være høyt. Tar man i tillegg hensyn til at antall elbiler vil øke, så vil effekt øke deretter grunnet økt ladebehov (Hansen, 2017).

2.2 Hvorfor er det viktig å skille mellom disse? Et forenklet eksempel

Vi tenker oss at vi har et strømmnett som leverer strøm til to sluttbrukere. Den ene sluttbrukeren har et maksimalt effektforbruk på 1500 kW, mens den andre sluttbrukeren har et maksimalt effektforbruk på 100 kW. Den første sluttbrukeren vil forbruke 1500 kWh med *energi/strøm* i løpet av én time dersom effektforbruket opprettholdes. Den andre sluttbrukeren på sin side vil måtte opprettholde forbruket i 15 timer for å oppnå samme energiforbruk på 1500 kWh. Belastningen som påføres strømmettet vil dermed være større for sluttbrukeren med 1500 kW enn for sluttbrukeren med 100 kW fordi mengden energi/strøm som må overføres per tidsenhet for å kunne dekke forbruket er større for den første sluttbrukeren. Da må kapasiteten på strømmettet dimensjoneres etter forbruket til den første

sluttbrukeren for å kunne overføre 1500 kW. Det er dyrt å bygge ut nettet for å øke kapasiteten. Den andre sluttbrukeren må likevel ta sin del av den regningen for å bygge ut og vedlikeholde strømmettet selv om den ikke nødvendigvis får nytte av den.

3. Effekttariff

Dette kapittelet tar for seg effekttariffer og begynner med en kort gjennomgang av effekttariffens historie. Deretter i delkapittel 2 gjennomgås bakgrunnen for effekttariffer og hvorfor det er ønskelig å gå bort fra dagens nettleieordning som i større grad er basert på energiforbruk og over til en nettleieordning som i større grad tar hensyn til effektbruk. Til slutt i delkapittel 3 gjennomgås de tre foreslåtte tariffmodellene.

3.1 Kort om effekttariffens historie

Ideen om overgang fra en energibasert tariff til en effektbasert tariff ble først konseptualisert av NVE i 2015 (energidirektorat, 2015a). NVE fremla det nåværende forslaget om innføring av effekttariff i 2017 i høringsdokumentet «Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet. Utforming av uttakstariffer i distribusjonsnettet» (Hansen, 2017). Forslaget har blitt møtt av mye kritikk som blant annet anser det som truende mot privat solcellebruk, energieffektiviseringstiltak og som kundefiendtlig, og kun 3 av 30 organisasjoner som har gitt innspill på høringsdokumentet var positivt innstilt til forslaget (Elektroforeningen, 2018a, 2018b; Hovland, 2019a; Wig, 2018). Opprinnelig skulle forslaget gjennomføres i 2019, men motstanden har ført til en utsettelse der et nytt forslag skal legges frem i starten av 2020 (Hovland, 2019b).

3.2 Bakgrunn for effekttariff

Modellen for dagens nettleieordning for husholdninger er generelt lagt opp slik:

$$\text{Nettleie} = \text{energiledd} * \text{forbruk} + \text{fastledd} + \text{avgifter}$$

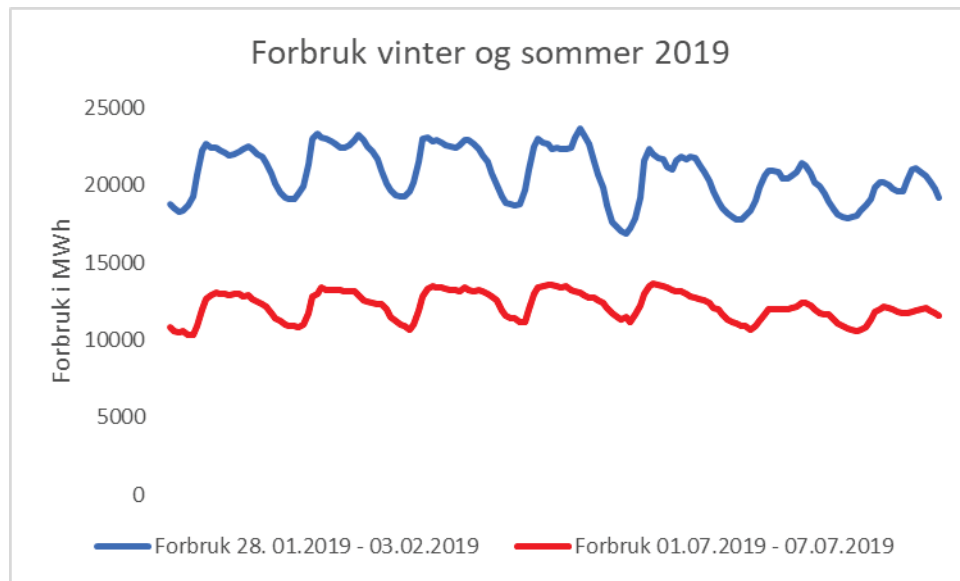
Energileddet skal reflektere forbrukerens bruk av strømmettet. Den skal veie opp for det faktum at noe av kraften går tapt ved overføring i form av varmeutvikling i kablene.

Fastleddet skal dekke drift- og vedlikeholdskostnader, samt en eventuell utbygging av nettet. I tillegg betales det avgifter som merverdiavgift og forbruksavgift (energidirektorat, 2015b).

Problematikken med dagens nettleieordning er energileddet der forbrukeren prises per kWh med energiforbruk. Økt energieffektivisering og energisparende tiltak slik som solceller fører til at det er effektforbruket på bestemte tider av døgnet som virker belastende for strømmettet og ikke nødvendigvis energibruken. Når nettleien er avhengig av et energiledd for å representere belastningen som pålegges strømmettet, så vil forbrukere som har investert i energisparing og energieffektivisering i mindre grad bidra med å vedlikeholde strømmettet gjennom nettleien til tross for at de kan ha et høyt effektforbruk og dermed legge beslag på mye av kapasiteten (Andresen & Mook, 2015). I tillegg vil en økt elektrifisering av transportsektoren bidra til at behovet for effekt øker.

Forslaget om innføring av en effekttariff vil generelt være lagt opp slik at nettleien kan ha et effektledd i tillegg til energileddet og fastleddet.

Figur 1 viser en etterspørselsprofil for Norge i perioden 28. januar til 3. februar 2019 og 01. juli til 07. juli 2019, dette for å illustrere hvordan strømforbruket typisk endrer seg fra vinter til sommer med lokale toppunkter om morgenen og ettermiddag/kveld. Det er i disse periodene strømmettet i størst grad belastet og på disse tidspunktene effekttariffer vil være mest relevant. Det er tydelig at forbruket er størst om vinteren når det er lave temperaturer. Selv om begge profilene følger samme trend, så er hovedforskjellen at vinter får et forbrukshopp om ettermiddagen/kvelden, mens sommerforbruket avtar utover dagen. Dette kan igjen forklares med lave temperaturer om vinteren som fører til økt oppvarming om kvelden.



Figur 1: Strømforbruk for en vinter- og sommeruke i 2019. Tallene som ligger til grunn er hentet fra Nord Pool.

3.3 Tre modeller i den nye nettleien

NVE foreslår tre ulike modeller for den nye nettleien som nettselskapene skal kunne velge mellom. Modellene som er foreslått er målt effekt, abonnert effekt eller en sikringsdifferensiert nettleie.

3.3.1 Målt effekt

Modellen for målt effekt tar utgangspunkt i forbrukerens maksimale forbruk i løpet av et døgn. I denne nettleiemodellen faktureres forbrukere basert på maksimalt effektforbruk slik at hver forbruker dekker nettkostnader som er proporsjonal med den kapasiteten de legger beslag på. Nettleien vil i tillegg beholde fastleddet og energileddet, men disse vil være justert i forhold til størrelsen på effektleddet og kan dermed bli noe lavere enn det er i dag (Andreas Bjelland Eriksen, 2020).

3.3.2 Abonnert effekt

For modellen med abonnert effekt vil nettleien bestå av et energiledd og et fastledd tilsvarende dagens ordning. Forskjellen vil være at fastleddet endres utifra forbrukerens forbruksmønster slik at en forbruker med stort behov for kapasitet betaler mer enn en

forbruker med et mindre behov. For all effektforbruk over grensen satt i fastleddet vil størrelsen på energileddet øke (Andreas Bjelland Eriksen, 2020).

3.3.3 Sikringsdifferensiert nettleie

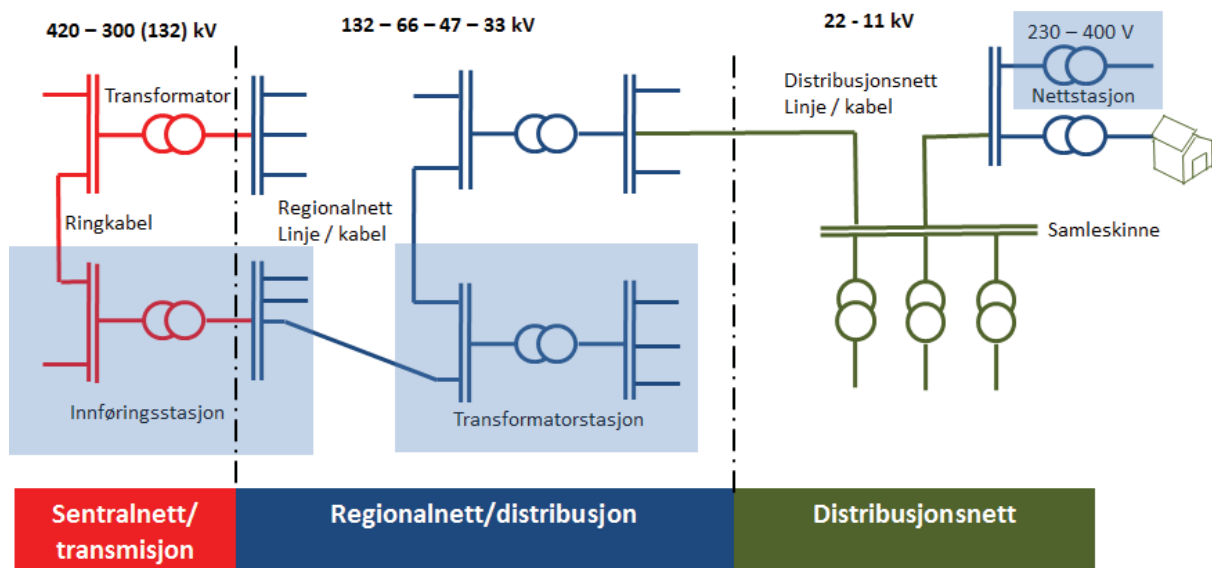
Med en sikringsdifferensiert nettleie settes det en fysisk begrensning gjennom hovedsikringen som bestemmer hvor mye effekt som vil være mulig å bruke på én gang. I nettleien representeres denne begrensningen av fastleddet. I tillegg kommer energileddet som i dagens ordning. Kostnaden i energileddet kan likevel variere avhengig av etterspørselen etter kapasitet på bestemte tidspunkter (Andreas Bjelland Eriksen, 2020).

4. Strømnettet

Strømnettet er landets sirkulasjonssystem. Til sammen strekker det seg over 130 000 km gjennom landet via transmisjonsnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet (Norge, 2019). I dette kapitlet gjennomgås strømnettet første omgang med en generell beskrivelse av strømnettet og dets ulike nivåer i delkapittel 1. I delkapittel 2 gis en kort beskrivelse av transformatorer og kraftledninger som hovedkomponentene i strømnettet. I det siste delkapitlet gjennomgås varmeutvikling og spenningskvalitet som utfordringer strømnettet står ovenfor ved økt elektrifisering.

4.1 Nivåer i strømnettet

Det norske strømnettet består av tre nivåer: transmisjonsnettet (også kalt sentralnettet), regionalnettet og distribusjonsnettet. Disse nivåene er definert ved funksjon, operatør og spenningsnivå. Figur 2 nedenfor viser en forenklet oversikt over hvordan strømnettet er lagt opp med transmisjonsnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet.



Figur 2: Oversikt over strømnettets infrastruktur med transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett. Kilde: Energi Norge

4.1.1 Transmisjonsnettet

Transmisjonsnettet er det høyeste nettnivået og strekker seg over hele landet. Dette nettet knytter sammen store produsenter og forbrukere. Som systemansvarlig for det norske kraftsystemet, så er Statnett eier og driftsansvarlig for transmisjonsnettet. Transmisjonsnettet er også koblet opp mot utenlandsforbindelser. Spenningsnivået på transmisjonsnettet ligger på enten 420 kV, 300 kV eller 132 kV og er knyttet opp mot regionalnettet (Norge, 2019).

4.1.2 Regionalnettet

Regionalnettet binder sammen transmisjonsnettet og distribusjonsnettet, men kan også tilkobles forbrukere og produsenter av kraft som krever spenningsnivåer mellom transmisjons- og distribusjonsnivået. Spenningsnivået ligger på 33 kV eller 132 kV, tilsvarende nedre nivå på transmisjonsnettet. I stor grad eies regionalnettet av kommuner og fylkeskommuner (Norge, 2019).

4.1.3 Distribusjonsnettet

Distribusjonsnettet er det laveste nettnivået. Her tilkobles sluttbrukere med lavere spenningskrav slik som husholdninger, kontorbygninger og mindre kraftkrevende industri. Distribusjonsnettet kan videre deles inn i to undernivåer for øvre spenningsnivå med

spenninger fra 1 kV til 22 kV og nedre spenningsnivå med 400 V eller 230 V spenning for levering til «vanlige» sluttbrukere. Kommuner og fylkeskommuner eier i stor grad distribusjonsnettet i likhet med regionalnettet (Norge, 2019).

4.2 Sentrale komponenter i strømmettet

De mest sentrale komponentene i strømmettet er transformatorer i tillegg til luft- og bakkekabler.

4.2.1 Transformator

En transformator er en komponent som hever eller senker spenningen i nettet. Dette gjøres ved å sende en strøm gjennom en spole med et gitt antall omdreininger. Da skapes det et magnetfelt med feltstyrke som er proporsjonal med antall omdreininger. Magnetfeltet svinger i takt med frekvensen til strømmen og ved å utsette en sekundær spole for det varierende magnetfeltet vil det induseres en spenning i den sekundære spolen i henhold til

$$\varepsilon = N \frac{d\Phi}{dt}, \quad (1)$$

der ε er den induserte spenningen, N er antall omdreininger til den sekundære spolen, Φ er fluksen eller antall feltlinjer fra magnetfeltet som strømmer gjennom et tverrsnittsareal, og $d\Phi/dt$ er den tidsderiverte fluksen til magnetfeltet som den sekundære spolen utsettes for.

Ved å variere antall omdreininger i spolene kan den induserte spenningen økes eller senkes. I strømmettet er dermed transformatorens oppgave å sørge for at riktig spenningsnivå opprettholdes. Som regel nedreguleres spenningen fra et høyt spenningsnivå i for eksempel transmisjonsnettet til et lavere spenningsnivå i regionalnettet eller fra regionalnett til distribusjonsnett.

4.2.2 Kraftledninger

Kraftledninger transporterer strøm fra et punkt i strømmettet til et annet punkt. Kraftledninger kommer i to varianter: luftlinje eller lagt under bakken, hver med fordeler og ulemper.

Luftlinjer har færre utfordringer med varmeutvikling da luften rundt kan virke avkjølende, mens vekt kan bli et problem hvis kraftlinjene «sagger». Luftlinjer er også i større grad utsatt for været slik som ising og kraftig vind. For kraftlinjer under bakken er ikke vekt et like stort

problem, mens varmeutvikling og oppsamling av vann ved mye nedbør kan føre til utfordringer. Størrelsen på kraftledningene er også et sentralt element fordi den elektriske motstanden i ledningen er invers proporsjonal med tverrsnittsarealet og proporsjonal med lengden (Meier, 2006a).

Ha med litt om faseforskyvning og reaktiv effekt?

4.3 Hva er den fysiske påvirkningen av økt elektrifisering i strømmettet?

Økt elektrifisering av samfunnet kan føre til utfordringer i strømmettet, spesielt i form av varmeutvikling og spenningskvalitet. Dette gjelder spesielt når det oppstår en økning i effektuttak som fører til at strømmen i kraftlinjer og transformatorspoler øker.

4.3.1 Varmeutvikling

Varmeutvikling i ledninger og transformatorer vil kunne være en utfordring ved økt elektrifisering. Varmeutvikling i elektriske ledere slik som kabler, ledninger og spoler er gitt som

$$P = I^2 R, \quad (2)$$

der I er strømmen gjennom lederen og R er den elektriske motstanden definert som

$$R = \frac{\rho L}{A}, \quad (3)$$

der ρ er en materialkonstant som angir resistiviteten til materialet lederen består av, L er lengden til lederen og A er tverrsnittsarealet til lederen. Siden elektrisk effekt er gitt som

$$P = IV, \quad (4)$$

der V er spenningen, så er det klart at høyere effektuttak gir opphav til større strøm dersom spenningen holdes konstant, eller sagt på en annen måte, så kreves det en større strøm for å tilfredsstille målet for effektuttak. Det er også verdt å nevne at siden spenningen er vekselspenning, så vil dette også gi opphav til reaktiv effekt i linjene som bidrar med å øke strømmen.

Fra likningene over, så ser vi at dersom strømmen øker, så vil varmeutviklingen i lederen øke i henhold til likning (2). Motstanden R er i utgangspunktet konstant, men for å minske varmeutviklingen ved økt strøm må motstanden senkes. I henhold til likning (3) kan

motstanden senkes ved å enten øke tverrsnittsarealet A , minske lengden L eller bruke et materiale som har en lavere resistivitet, men det er begrenset med hvilke materialer som brukes. For kraftledninger er ikke nødvendigvis det å minske lengden et alternativ slik at tverrsnittsarealet må økes. Dette krever naturlig nok nye og større ledninger som vil innebære store kostnader. I tillegg vil den økte vekten for luftlinjer kunne være et problem i forbindelse med sagging. For kraftlinjer under bakken vil ikke vekten være et problem. Utskiftning av transformatorer med nye og større transformatorer med økt kapasitet vil i tillegg være en dyr affære.

4.3.2 Spenningskvalitet

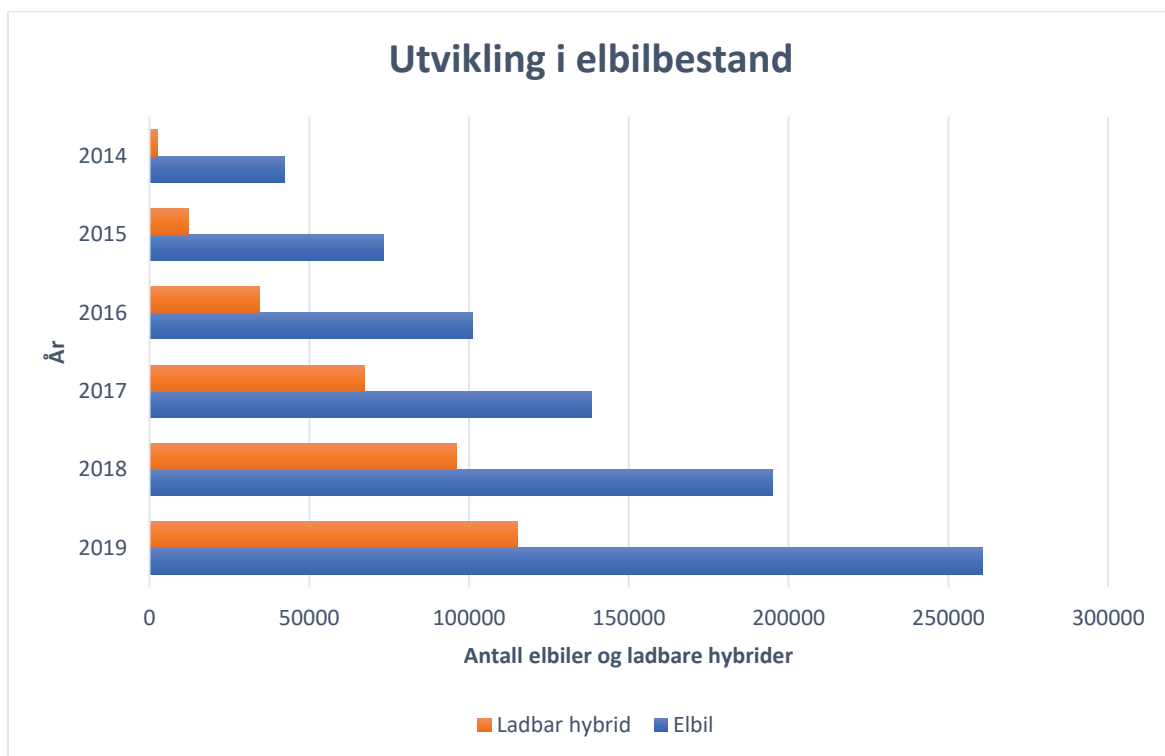
Elektrisiteten som leveres til sluttbrukere må være av en viss kvalitet. Kravene om spenningskvalitet er regulert av forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet, da spesielt forskriftens kapittel 3 om spenningskvalitet. Her står det at spenningen skal holde seg innenfor 10% av nominell verdi målt som et gjennomsnitt over en periode på ett minutt (Leveringskvalitetsforskriften, 2004). For lavspenningsdelen av distribusjonsnettet vil dette si at spenningen skal ligge mellom 207 V og 253 V gitt en nominell spenning på 230 V.

Spenningskvaliteten påvirkes av et økende forbruk. Ved økende forbruk øker linjestrømmen i henhold til likning (4). Ved økt strøm vil da spenningen over linjen falle ifølge Ohms lov slik at generatorspenningen og lastspenningen vil være ulik (Meier, 2006b). Dersom spenningsfallet er for stort, så kan utstyr skades.

5. Elektriske kjøretøy i kraftsystemet

5.1 Andelen elektriske kjøretøy i Norge øker

Markedsandelen til både heelelektriske biler og hybrider er økende. Statistikk fra Elbilforeningen viser hvordan utviklingen har vært for elbiler i Norge de siste årene. Figur 3 nedenfor viser hvordan elbilbestanden har utviklet seg i Norge siden 2014 for både heelelektriske biler og ladbare hybrider. Statistikk fra Elbilforeningen viser at ved utgangen av 2019 hadde heelelektriske biler en markedsandel på 42.4% mens ladbare hybrider hadde en markedsandel på 13.6% (Elbilforeningen, 2019).



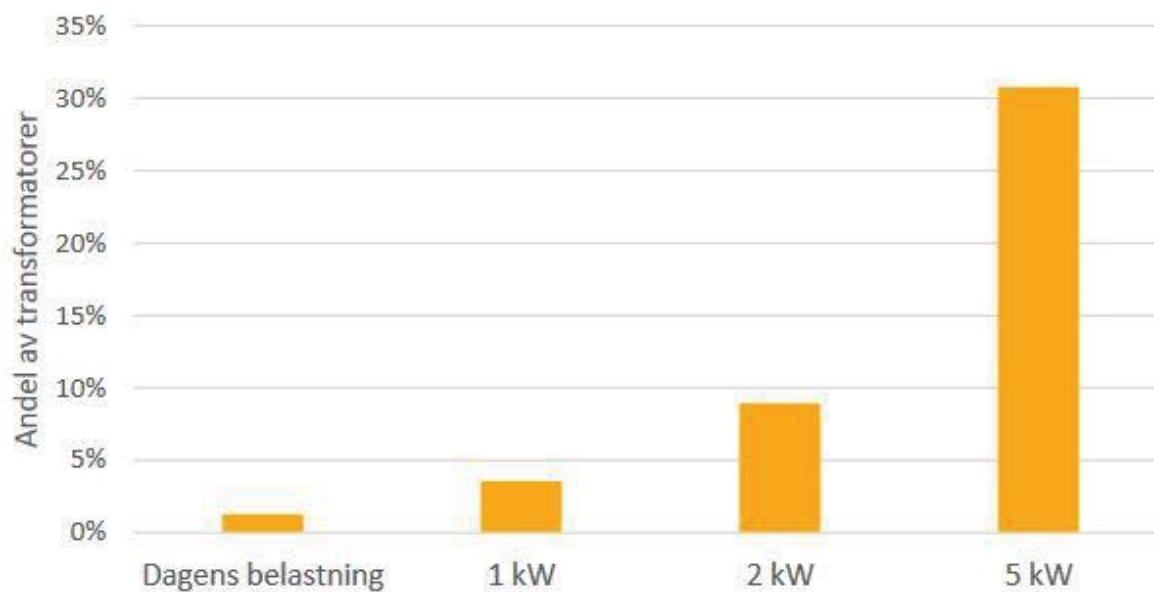
Figur 3: Utvikling i bestanden av elbiler og ladbare hybrider i Norge siden 2014. Kilde: Elbilforeningen

NVE anslår i rapportene «Hva betyr elbiler for strømmettet?» og «Har strømmettet kapasitet til elektriske biler, busser og ferger?» at omtrent halvparten av bilparken tilsvarende 1,5 millioner kjøretøy vil bestå av elbiler i 2030 (Skotland, Heggum et al., 2016) og dersom utviklingen i figur 3 fortsetter i samme retning er ikke det en umulighet.

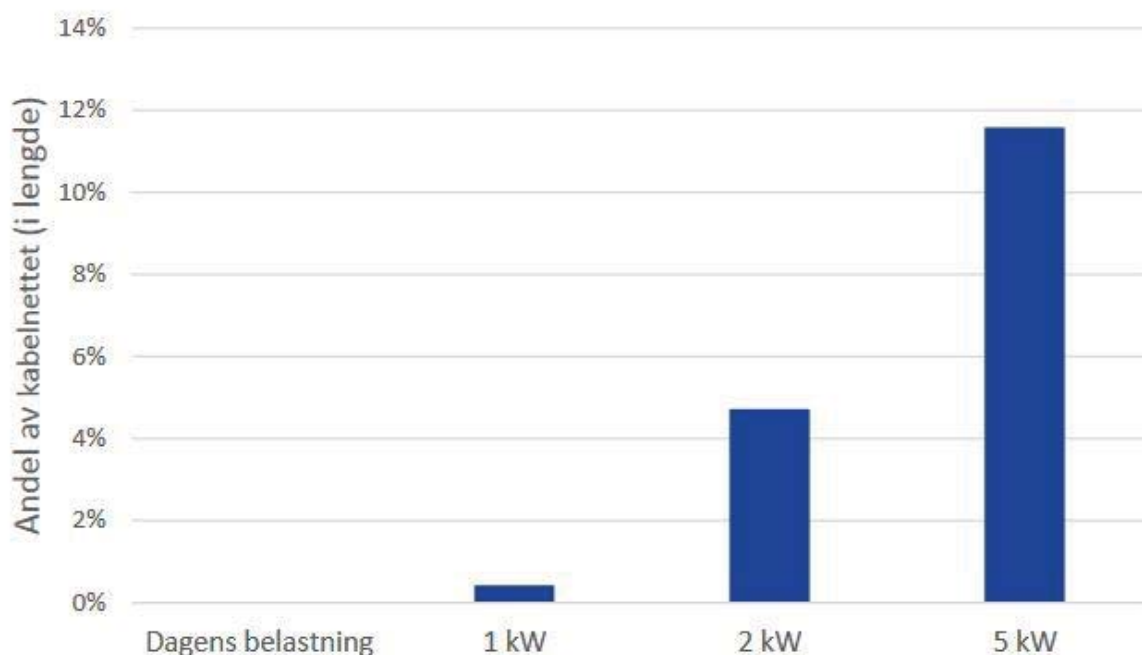
5.2 Økt andel elbiler i kraftsystemet kan gi utfordringer knyttet til kapasiteten i strømmettet

En økning av elbiler i strømmettet kan føre med seg kapasitetsutfordringer. Skotland et al, 2016, har undersøkt hvordan det norske strømmettet vil kunne håndtere 1,5 millioner elbiler i 2030, tilsvarende halve bilparken (Skotland, Heggum et al., 2016). Her er det fokusert på distribusjonsnettet og økt etterspørsel blant husholdninger, og ikke fullt så mye på transmisjons- og regionalnett. Hovedutfordringene som trekkes frem er overbelastninger i transformatorer og høyspentledninger (Skotland, Heggum et al., 2016). Figur 4 og 5 nedenfor illustrerer dette. I begge tilfeller er det en tilsynelatende eksponensiell økning i andel transformatorer som overbelastes når belastningen øker over dagens nivå. I figur 4 vises andelen av transformatorer som antas å overbelastes når andelen elbiler i distribusjonsnettet

øker. Her er overbelastning definert som en belastningsgrad som ligger over 120%. Her estimeres det at ved 5 kW økning i effektuttak vil i overkant av 30% av transformatorer overbelastes. Figur 5 viser tilsvarende analyse for høyspentkabler i distribusjonsnettet. Her er overbelastning definert som belastning som ligger over 90% av kapasiteten (Skotland, Heggum et al., 2016). Ved en økning på 5 kW i effektuttaket estimeres det at i underkant av 12% av høyspentkabler vil overbelastes. Fra figurene ser man at en større andel transformatorer enn høyspentledninger står i fare for å overbelastes.



Figur 4: Andel fordelingstransformatorer i distribusjonsnettet som antas å belastes over 120% ved økt effektuttak grunnet elbiler. Kilde: NVE (Skotland, Heggum et al., 2016)



Figur 5: Andel av høyspentledninger i distribusjonsnettet som antas å overbelastes som følge av økt effektuttak grunnet elbiler. Kilde: NVE (Skotland, Heggum et al., 2016)

Som forklart i kapittel 4, så vil økt effektuttak i strømmettet kunne føre med seg utfordringer knyttet til varmeutvikling og fallende spenningskvalitet. Når andelen elbiler øker, så vil etterspørselen etter effekt også øke. Elbilladere er effektkrevende og kan kreve alt fra omlag 2 kW til 22 kW og høyere for hurtigladere, avhengig av spenningsnivå og ladestrøm. For standard 230 V spenning, så vil dette føre til at strømmen i nettet øker for å kunne tilfredsstille effektbehovet i henhold til likning (4).

Tabell 1 gir en oversikt over typiske spenning- og strømverdier og tilhørende ladeeffekt, i tillegg til hva slags type lading som støtter ladeeffekten. Ladeeffekten i husholdninger er typisk begrenset til maksimum 22 kW på grunn av hvor mye strøm kontakter og sikringer i vanlige husholdninger er dimensjonert for. Vanlige stikkontakter som benyttes som ladekontakt kan bli sikret for inntil 10A, mens spesielle industrikontakter kreves for høyere ladestrøm (Skotland, Heggum et al., 2016).

Tabell 1: Ladeeffekt for ulike ladetyper. Kilde: NVE (Christer Heen Skotland, 2016)

Ladetype	Spenning/strøm	Effekt
Husholdningskontakt	230V/10A	2,3 kW
Husholdning/yrkesbygg	230V/16A	3,6 kW
Husholdning/yrkesbygg	230V/32A	7,3 kW
Semihurtiglader	400V/32A/3-fase	22 kW
Hurtiglader	500V/100A	50 kW

Det dominerende nettsystemet i Norge er IT-nett (Insulated Terra). I et IT-nett ligger spenningen på enten 230V enfase eller 230V trefase avhengig av behov. For å kunne øke ladespenningen over 230V med et IT-nett er det derfor nødvendig med en transformator som kan oppjustere spenningen til 400V (Economics, 2019).

Hovedalternativet til IT-nettet er TN-nett (Terra Neutral). TN-nett er det mest utbredte nettsystemet i Europa og er som regel det systemet som brukes i nye bygninger i Norge. TN-nettet gir 400V inn til sikringsboksen og kan deretter hentes ut som 230V enfase eller 400V trefase uten å kreve bruk av transformator (Economics, 2019).

5.3 ...men også muligheter

Når andelen elektriske biler øker, så fører det med seg utfordringer i forhold til strømnettets kapasitet, i tillegg til at det også åpner seg nye muligheter for å integrere elbilene i strømnettet som en form for energilager og tjenesteyter.

Gonzales Venegas, et al har undersøkt tekno-økonomiske aspekter rundt hvordan elektriske kjøretøy kan bidra med fleksibilitetstjenester i strømnettet (Venegas, Petit et al., 2019).

Eksempler på slike tjenester som trekkes frem er optimering av strømregningen for sluttbrukere, spenningsregulering, håndtering av flaskehalser og reduksjon av topplast på distribusjonsnivå, og frekvensregulering på systemnivå. Utfordringene er at det vil kreve overvåkning av kraftflyten i sanntid, toveisladere er fortsatt på et eksperimentelt stadium og elbilbatteriene vil degraderes raskere ved høy syklingfrekvens (Venegas, Petit et al., 2019).

Pearre og Swan vurderte hvordan elbiler kan integreres som en støtteressurs i et kapasitetsutfordret strømnett i kombinasjon med vindkraft (Pearre & Swan, 2016). Her vurderte de tre ulike scenario: opplading av elbil ved første anledning («convenience charging»), «time of day» tariff hvor kostnadene er tidsavhengig, og smart-lading som

baserer seg på sanntidsovervåkning av strømmettet (Pearre & Swan, 2016). Her kommer de frem til at opptil 3 MW med kapasitet kan tilføres strømmettet via elbiler med smart-lading som det beste alternativet.

5.4 Batteridegradering i elbiler

Hyppig opp- og utlading av batteriene i elbilen kan føre til at batteriene degraderes. Andrew W. Thompson undersøkte i artikkelen «Economic implications of lithium ion battery degradation for Vehicle-to-Grid (V2X) services» hvilke mekanismer som bidrar til batteridegradering og hvilke økonomiske konsekvenser degradering av li-ione batterier vil kunne ha for elektriske kjøretøy som brukes som tjenesteyter i kraftsystemet (Thompson, 2018). De to hovedmekanismene som fører til batteridegradering er reduksjon av batteriets kapasitet (capacity fade) ved at batteriet leverer lavere spenning og økt impedans internt i batteriet (power fade) som følge av økt kinetisk motstand. Batteriets levetid er videre avhengig av hvor grensen for reduksjon av kapasitet eller økning av intern impedans settes. De to mekanismene beskrevet over bidrar derfor med at batteriet aldres på grunn av faktorer som temperatur, state-of-charge (SoC), ladestrøm (C-rate) og utladningsdybde (DoD) (Thompson, 2018).

6. Metode

En steg-for-steg gjennomgang av metoden kommer under. Deretter benyttes resten av metodekapittelet til å gå i dybden og i detalj forklare hvert enkelt steg. Antagelser som er gjort i analysen er tilegnet et eget kapittel.

1. Effektbruk til en husholdning for hver time gjennom en dag genereres basert på et gitt datagrunnlag.
2. Energibruk til husholdningen beregnes ut fra effektbruk.
3. Nettleien for de ulike tariffene før og etter flytting
4. Strømkostnad før og etter flytting av energi beregnes
5. Batteridegradering estimeres både før og etter flytting av energi beregnes
6. Samlet økonomisk gevinst/tap beregnes

6.1 Effektbruk til en husholdning

Behandlingen av datasettet har blitt gjort i Python og Excel. Datasettet har først blitt bearbeidet i Excel hvor det klargjøres for å bli lest inn i Python. Dette innebærer å dele datasettet inn i sommer og vinter og opprette nye kommaseparerte filer for hver sesong som kun inneholder effektbruksdata. Dette manuelle arbeidet i forkant gjør at filene som til slutt leses inn i Python består av rene talldata for effektbruk.

Når datafilene er lest inn i Python beregnes gjennomsnittlig effektbruk over hver time slik at datasettene til slutt kun inneholder én kolonne hver med 24 timesverdier. Denne gjennomsnittsprofilen brukes deretter til å estimere økonomien og effekten tiltaket har på batteriet.

Statistisk informasjon som ekstremalverdier, forventningsverdi, standardavvik, 50-prosent kvartil og 75-prosent kvartil er alle beregnet i Excel. Forventningsverdien er gitt som

$$\bar{P} = \frac{\sum_{i=1}^N P_i}{N} \quad (5)$$

Der N er antall observasjoner og P_i er effektbruk for observasjon i .

Standardavviket er gitt som

$$P_s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (P_i - \bar{P})^2}{N-1}}. \quad (6)$$

6.2 Beregning av daglig energibehov i husholdninger

Den økonomiske lønnsomheten ved å flytte på forbruket via elbilbatteriene er blant annet avhengig av hvor stort energibehovet er i husholdningen og hvor stor andel av dette forbruket som realistisk kan flyttes til et annet tidspunkt.

Datagrunnlaget som benyttes i denne analysen beskriver effektbruk for hver time gjennom dagen. Effekt er energien som forbrukes i øyeblikket slik at effekten kan uttrykkes

$$\frac{dE(t)}{dt} = P(t) \quad (7)$$

Der $dE(t)/dt$ er den tidsderivate av en vilkårlig energifunksjon $E(t)$ og $P(t)$ er en vilkårlig funksjon som definerer effektbruken. Det vil si at for å finne total energi $E(t)$ under kurven definert av funksjonen $P(t)$ er det nødvendig å integrere over $P(t)$ slik at totalt energiinnhold er

$$E(t) = \int_{t_1}^{t_2} P(t) dt \quad (8)$$

Da er daglig energiforbruk gitt som

$$E(t) = \int_1^{24} P(t) dt. \quad (9)$$

Profilen er ikke entydig definert av en funksjon $P(t)$, men heller av diskre datapunkter. For å finne integralet under en kurve definert av diskre datapunkter må vi benytte numerisk integrasjon. Metoden som er benyttet for dette er trapesmetoden, definert som

$$\int_a^b f(x) dx \approx \frac{\Delta x}{2} [f(x_0) + 2f(x_1) + \dots + 2f(x_{n-1}) + f(x_n)] \quad (10)$$

Der $\Delta x = \frac{b-a}{n}$, n er antall delintervaller og $f(x_n)$ er verdien til datapunkt x_n . Denne metoden fungerer ved at arealet under kurven som defineres av datapunktene deles inn i trapeser og deretter beregnes og summeres arealene til trapesene.

Trapesmetoden ligger innebygd i Python og dokumentasjon for denne metoden finnes her (SciPy.org, 2019).

6.3 Nettariff

Når det er klart hvor mye potensiell energi som kan spares vil det være mulig å gjøre økonomiske vurderinger i forhold til potensiell gevinst som kan hentes ut. For å regne på denne gevinsten kan man se på hvor høy nettarriffen er før tiltaket med elbilbatteri i forhold til nettarriffen etter tiltaket med elbilbatteri. I tillegg må det tas hensyn til at den mengden energi som hentes fra elbilen til hjemmet på et tidspunkt må hentes tilbake igjen fra strømmettet via opplading. Det vil da være mest hensiktsmessig å lade opp igjen om natten når strømprisene som regel er lavere. Det er dermed nødvendig å regne både på nettarriffen og strømrregningen for å kunne si noe om lønnsomheten.

Målt effekt

Modellen for målt effekt består av et energiledd, et påslagsledd og et fastledd. I denne modellen er påslagsleddet sesongdifferensiert og det skilles mellom vinter og sommer. Vintersesongen er definert til å være månedene fra november til og med mars. Sommersesongen er de forøvrige månedene.

For å regne på hvor mye denne modellen vil koste i løpet av et år er følgende uttrykk benyttet:

$$\text{Nettleie}_{\text{målt, år}} = K_m + C_E \sum_{i=1}^{365} E_i + C_{PV} \sum_{i=1}^{151} P_i + C_{PS} \sum_{i=152}^{366} P_i \quad (11)$$

Der K_m er fastleddet for målt effekt, C_E er kostnaden for energibruk, E_i er samlet energibruk for dag i , C_{PS} er kostnaden for målt effekt om sommeren, C_{PV} er kostnaden for målt effekt om vinteren og P_i er daglig effekttopp for dag i .

I likningen er $i = 1$ satt til å være 1 november. De to siste leddene representerer effektleddene og er formulert slik at det tredje leddet summerer over kostnaden av effektbruk for vintermånedene mens det siste leddet summerer over sommermånedene. Dette leddet begynner derfor med $i = 152$ som tilsvarer 1 april og går ut de resterende dagene frem til og med siste dagen i oktober.

Abonnert effekt

Modellen for abonnert effekt består av et energiledd, et påslag og et fastledd. Energileddet er tilsvarende andre modeller og tilsvarer de marginale tapskostnadene i nettet.

I fastleddet inngår en kostnad som er uavhengig av energi- og effektbruk i tillegg til et variabelt ledd som representerer abonnementsnivået. Dette nivået kan settes som snittet av historisk forbruk over de siste 12 måneder.

Kostnadene i løpet av et år for abonnert effekt er

$$\text{Nettleie}_{\text{abo, år}} = K_a + X_a P_a + C_E \sum_{i=1}^{365} E_i + C_P \sum_{j=0}^N P_j \quad (12)$$

Der K_a er fastleddet per år, X_a er spesifikk kostnad for abonnementet, P_a er effekten det abonneres på, C_E er kostnaden for energibruk, E_i er samlet energibruk for dag i , C_P er kostnaden for all effektbruk over abonnementsnivå, P_i er daglig effekttopp for dag i , N er antall dager i året effektbruk har vært høyere enn abonnert effekt og P_j er summen av effektbruk høyere enn abonnert effekt for dag j . Det brukes en annen indeksering for det siste leddet siden det ikke er gitt at det vil være dager i året hvor effektbruken overstiger abonnert effekt, dvs det kan forekomme at $N = 0$ slik at det siste leddet utgår.

Sikringsdifferensiert nettleie

Modellen for sikringsdifferensiert nettleie består kun av et energiledd og et fastledd. Siden denne modellen innfører en fysisk sperre gjennom hovedsikringen på hvor mye energi som kan brukes på en gang, så utgår påslagsleddet. Fastleddet består av et fastbeløp og et variabelt ledd som avhenger av sikringstørrelsen. For å regne på den potensielle gevinsten for denne modellen er følgende uttrykk benyttet:

$$Nettleie_{sikring, \text{år}} = K_s + X_s P_s + C_E \sum_{i=1}^{365} E_i \quad (13)$$

Der K_s er det faste beløpet i fastleddet, X_s er spesifikk kostnad for sikringstørrelsen, P_s er mengden effekt sikringen tillater, C_E er kostnaden for energibruk og E_i er samlet energibruk for dag i .

6.4 Strømregning

For å analysere virkningen tiltaket har på strømregningen, så er det tatt utgangspunkt i Hafslund sin strømvatle *Strøm* (Hafslund, 2020). Dette er ifølge Hafslund deres mest valgte strømvatle. Den månedlige strømvatlen inneholder et fastledd, et variabelt ledd basert på spotpris og et fast påslagsledd.

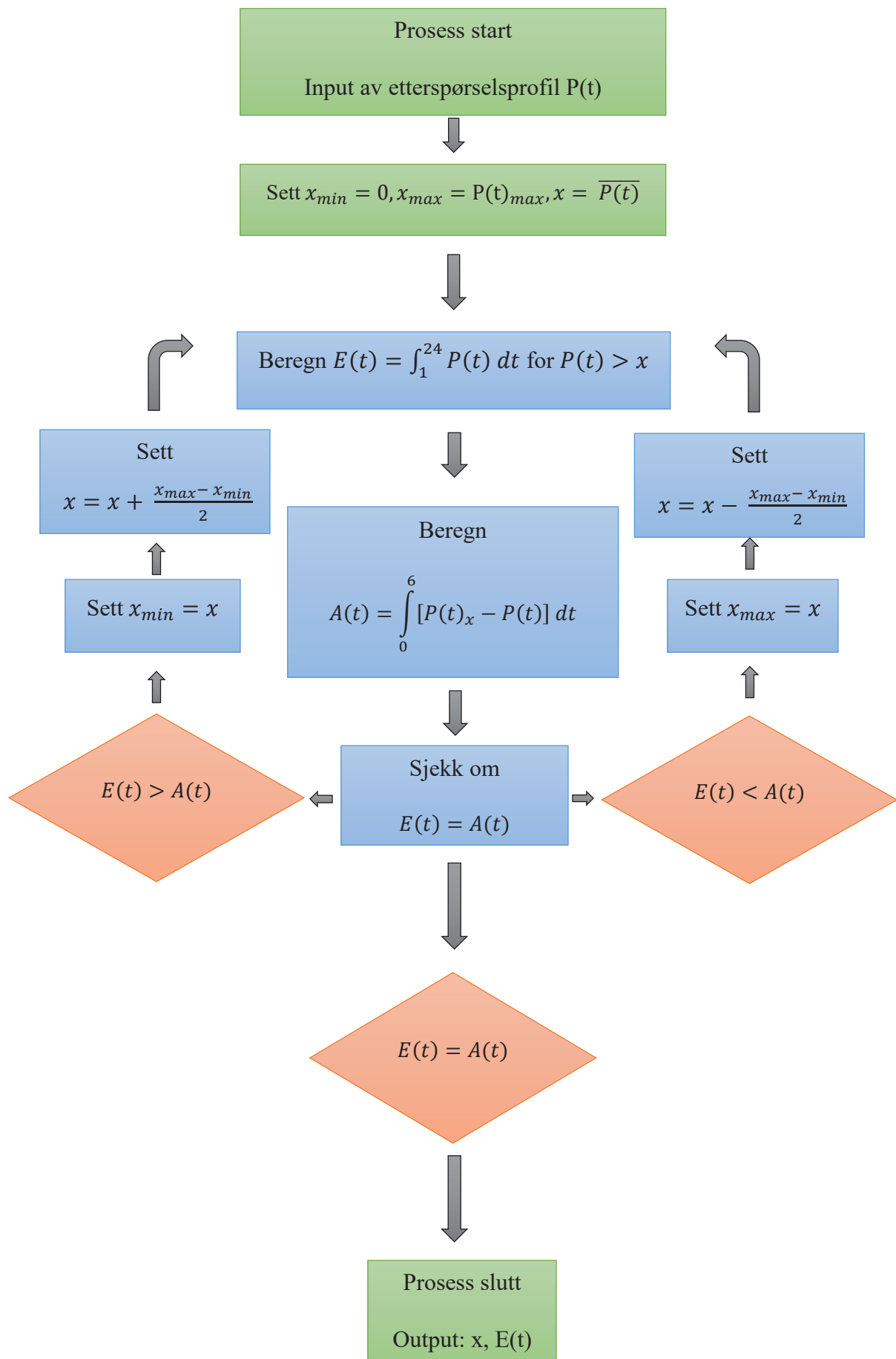
$$HS_{\text{år}} = (\text{fastledd}) \left(12 \frac{\text{måneder}}{\text{år}} \right) + \left(0.0695 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}} \right) (kWh_{\text{år}}) + \sum_{i=1}^{8760} (\text{spotpris}_i) (kWh_i) \quad (14)$$

Strømregningen er i utgangspunktet uavhengig av effektbruk. Det er derfor ingenting å spare i å redusere spisslasten i seg selv. Selv om det i utgangspunktet vil være mulig å spare ved å kutte forbruk av energi ved reduksjon av spisslast, så må den energien som hentes fra elbilbatteriet måtte lades opp igjen på et annet tidspunkt. Dette betyr at sett fra energiforbrukets side, så vil daglig etterspørselen av energi være den samme, men forbruket flyttes. Det vil likevel være mulig å spare ved å lade opp igjen om natten da spotprisen på strøm som regel er lavere. I likningen for strømvatlen ovenfor er det derfor bare leddet med spotpris som vil endre seg mens resten vil forbli konstant.

Strømpris og opplading av batteri

Energimengden som hentes fra elbilens batteri må lades opp igjen på et annet tidspunkt. For hjemmelading vil det fra et økonomisk ståsted være størst gevinst i å lade om natten.

Når forbruket i praksis flyttes fra topplasttimene til natten vil effekttoppene reduseres. Det er derfor ønskelig å finne en verdi for effekten som både minimerer effekttoppen og sørger for at like mye lades opp igjen om natten som reduseres om dagen. Prosesskartet på neste side viser algoritmen som er benyttet for å finne dette punktet. I all enkelhet illustrerer dette en iterativ prosess som deler effektprofilen i to i et gitt punkt, beregner integralet for kurven over dette punktet og integralet i nattetimene under punktet, og deretter sjekker om disse integralene er like. Dersom dette ikke er tilfellet justeres punktet på en slik måte at algoritmen hele tiden nærmer seg det ønskede punktet inntil betingelsene er tilfredsstilt.



6.5 Analyse av batteridegradering

Batteriene i elbilen vil degraderes ytterligere ved hyppige utladninger. Å estimere hvordan batteriene degraderes og når batteriene bør byttes som følge av den ytterligere belastningen er en sentral del av den økonomiske analysen. Likningen nedenfor er brukt for å modellere hvordan batteriene slites som følge av den daglige bruken og gir en prosentvis reduksjon i kapasitet per måned (Swierczynski, Stroe et al., 2015).

$$CF_{\text{cycle}}(T, cd, nc) = 0,00024 * \exp[0,02717 * T] * 0,02982 * cd^{0,4904} * \sqrt{nc} \quad (15)$$

Der T er temperatur i kelvin, cd er syklusdybde i % og nc er antall sykluser. For å estimere syklusdybden cd definerer jeg denne variabelen som

$$cd = 30 * \frac{\int_{t_1}^{t_2} \Delta P dt}{cap_{bat}} * 100\% \quad (16)$$

Der $\int_{t_1}^{t_2} \Delta P dt$ er energien som flyttes, og cap_{bat} er den maksimale kapasiteten til batteriet i kWh. Faktoren på 30 kommer av at cd skal beregnes over én måned. Dette gir da prosentandelen av batteriets maksimale kapasitet som utlades.

6.6 Beregning av gevinst/tap

For å vurdere effekten av å gjennomføre tiltaket er det nødvendig å ha et sammenlikningsgrunnlag. Dette grunnlaget er kostnadene av å ikke gjennomføre tiltaket.

$$C_{\text{for tiltak}} = \sum_{i=1}^N C_{\text{tariff for},i} + \sum_{i=1}^N C_{\text{strøm for},i} - R_{\text{batteri}} \quad (17)$$

Der $C_{\text{tariff for},i}$ er kostnaden av nettariff før tiltak i år i , $C_{\text{strøm for},i}$ er kostnaden av strømregning før tiltak i år i , N er antall år i perioden det regnes over og R_{batteri} er restverdien til batteriet ved periodens slutt.

Ved estimering av kostnadene etter tiltaket tas det i tillegg hensyn til annuitet ved investering av vekselretter.

$$C_{\text{etter tiltak}} = \sum_{i=1}^M C_{\text{tariff etter},i} + \sum_{i=1}^M C_{\text{strøm etter},i} + \sum_{i=1}^M A_i - R_{\text{batteri}} \quad (18)$$

Der $C_{\text{tariff etter},i}$ er kostnaden av nettariiff etter tiltak i år i , $C_{\text{strøm etter},i}$ er kostnaden av strømregning etter tiltak i år i , M er antall år i perioden det regnes over, A_i er annuitetskostnaden av vekselretteren i år i og R_{batteri} er restverdien til batteriet ved periodens slutt.

For å finne den årlige kostnaden A_i av vekselretteren diskonteres investeringskostnaden over vekselretterens tekniske levetid i henhold til

$$A = A_0 \frac{r(1+r)^t}{(1+r)^t - 1} \quad (19)$$

Der A_0 er kostnaden til vekselretteren i år 0, r er renten og t er vekselretterens levetid.

Ved periodens slutt etter N (før tiltak) og M (etter tiltak) år kan batteriet selges. Salgsverdien er estimert som

$$S_{\text{batt}} = C_{\text{batteri},0} \text{Cap}_{\text{batteri}} (1 - CF_t)(1+j)^t \quad (20)$$

Der $C_{\text{batteri},0}$ er batteriets salgspris i kr/kWh i år 0, $\text{Cap}_{\text{batteri}}$ er batterietkapasiteten ved 100% kapasitet, j er inflasjonen og t er antall år. CF_t tilsvarer den kapasiteten som har degradert ved periodens slutt i år t . I utgangspunktet defineres periodens slutt som tidspunktet når 30% av batteriets kapasitet har degradert, men i tilfellet der elbilens levetid når slutten før 30% av kapasiteten har degradert, så defineres det altså en egen variabel for denne størrelsen.

7. Resultater

7.1 Datasett og bruksprofil

Datagrunnlaget er i form av husholdningers effektbruk i Oslo for året 2019. Datasettet består av gjennomsnittlig effektbruk over hver time for 8759 timer med 1158 husholdninger hentet fra 5 ulike postnummer i Oslo. På bakgrunn av dette datasettet er det beregnet to

gjennomsnittsprøfiler, én for vintermånedene (november til og med mars) og én for sommermånedene (april til og med oktober). Fra datasettet er det ikke mulig å si noe om hva slags byggstandard de ulike husholdningene er konstruert etter, type bygg (enebolig, rekkehus, leilighet) eller husholdningenes areal noe som gjør at det ikke er mulig å vurdere effektbruken opp mot disse faktorene. Det er heller ikke mulig å si noe om hvilke husholdninger som besitter elbil.

I tabell 2 er det oppsummert statistisk informasjon om datasettet. Det er tydelig at det er et veldig stort spenn i verdier da disse går fra < 1 W til 770,9 kW. Gjennomsnittsverdien ligger på 3650 W, mens medianen ligger på 761 W. Medianen gir 50-prosentilet, det vil si at 50 % av observasjonene vil være mindre enn eller lik denne verdien. I et normalfordelt eller tilnærmet normalfordelt datasett vil ikke gjennomsnittet og medianen avvike spesielt fra hverandre. I dette tilfellet er avviket relativt stort, slik at datasettet sannsynligvis ikke er normalfordelt. 75-prosentilet ligger på 1905 W, altså 75 % av observasjonene har en verdi som er lik eller lavere enn denne verdien. En nærmere undersøkelse viser at datasettet har en skjevhet på 15,4. Generelt vil datasett som har en skjevhet > 1 ha en svært skjev fordeling av observasjoner. Den høye andelen av lave verdier bidrar derfor til at snittverdiene for hver time også blir relativt lave.

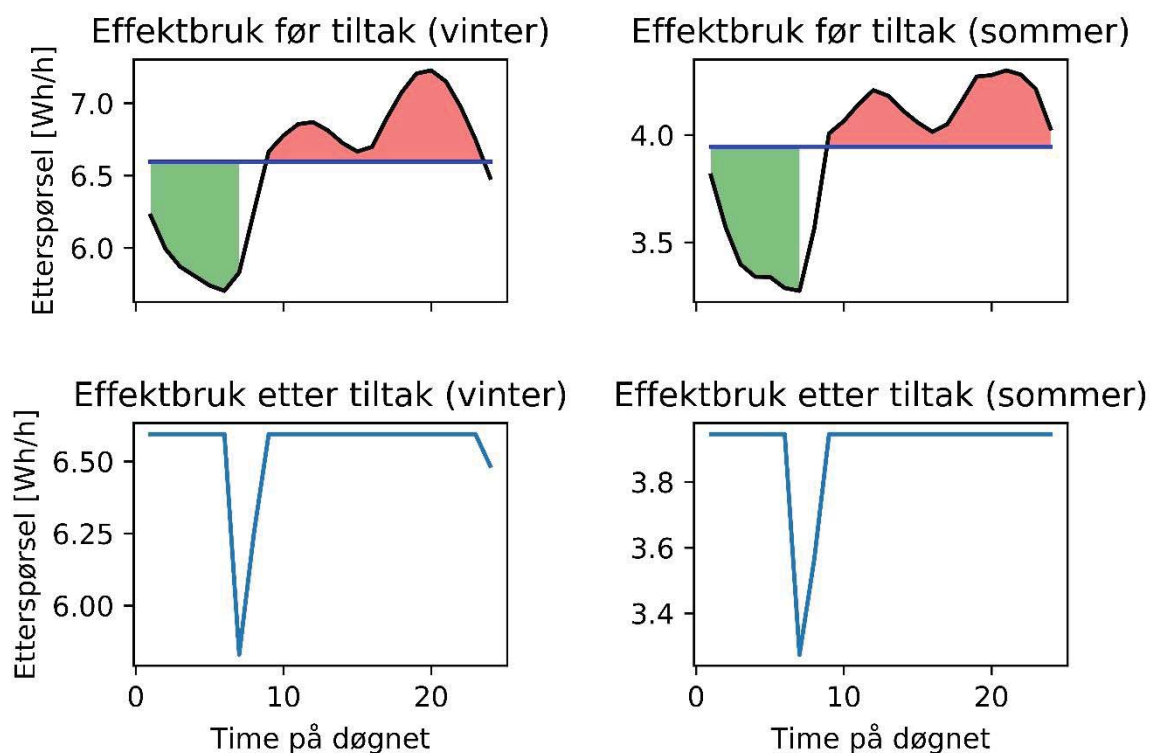
Tabell 2: Oppsummering av statistiske målepunkt for det fullstendige og det reduserte datasettet.

Statistisk målepunkt	Originalt datasett	Redusert datasett	Merknad
<i>Maksimalverdi</i>	770,9 kW	27,6 kW	
<i>Minimumsverdi</i>	< 1 W	98 W	
<i>Middelverdi</i>	3,65 kW	5,0 kW	
<i>Standardavvik</i>	20,2 kW	2,96 kW	Gir spredningen i datasettet. Desto større avstand mellom standardavvik og middelerdi, desto større spredning

<i>50-prosentil/median</i>	761 W	4,48 kW	50 % av observasjonene har verdi lik eller lavere
<i>75-prosentil/øvre kvartil</i>	1905 W	6,94 kW	75 % av observasjonene har verdi lik eller lavere
<i>Skjevhet</i>	15,4	1,12	Datasettet er svært skjevt dersom $ \text{skjevhet} > 1$

Figur 6 viser profilene for effektbruk i husholdninger som er brukt i analysen. Figuren viser profiler for effektbruk før og etter energi har blitt flyttet for både vinter og sommer. Det røde arealet representerer energien som flyttes og det grønne arealet representerer tidspunktene på døgnet som energien flyttes til. Den blå streken i de to øverste figurene representerer nivået som minimerer effektbruken samtidig som at det røde og grønne arealet er like store (se

algoritmen under metode for detaljer).



Figur 6: Effektbruk for vinter og sommer med gjennomsnittlig effektbruk før tiltak (øverst) og etter tiltak (nederst). Det røde arealet viser energimengden som flyttes til natten (grønt areal) og de nedre figurene viser da effektbruken etter flytting.

Forutsetninger

Det er antatt at profilene over er gjeldende for hver dag i sesongene, det vil si hver sommerdag følger den samme sommerprofilen og hver vinterdag følger den samme vinterprofilen. Det er også antatt at daglig elbilbruk allerede er tatt hensyn til i profilene slik at det kun er den ekstra bruken som må tas hensyn til.

7.2 Nettariff

Tabellene 3, 4 og 5 nedenfor oppsummerer kostnadsleddene for de ulike nettariffmodellene slik de er foreslått i NVE sitt høringsdokument (Andreas Bjelland Eriksen, 2020).

Tabell 3: Kostnader for modellen med målt effekt. Energileddet tilsvarer de marginale tapskostnadene i nettet og de resterende kostandene er satt slik at de samme kostnadene dekkes med ny modell som med gammel.

Ledd	Kostnad
Energiledd	5 øre/kWh
Effektled	1,49 kr/kWh/h (sommer) 2,25 kr/kWh/h (vinter)
Fastledd	1850 kr/år

Tabell 4: Kostnader for modellen med abonnert effekt. Energileddet tilsvarer de marginale tapskostnadene i nettet og de resterende kostandene er satt slik at de samme kostnadene dekkes med ny modell som med gammel.

Ledd	Kostnad
Energiledd	5 øre/kWh
Påslag for effekt	1,00 kr/kWh/h
Fastledd	1350 kr/år + 675 per kWh/h

Tabell 5: Kostnader for modellen med sikringsdifferensiert nettleie. Energileddet tilsvarer de marginale tapskostnadene i nettet og de resterende kostandene er satt slik at de samme kostnadene dekkes med ny modell som med gammel.

Ledd	Kostnad
Energiledd	5 øre/kWh
Påslag	-
Fastledd	1750 kr/år + 343 per kWh/h

7.3 Strømregning

Figur 7 og 8 nedenfor viser hvordan strømprisen typisk varierer gjennom en vinteruke (øverst) og en sommeruke (nederst). Nattimene når strømprisen er lavest er markert. Disse profilene er benyttet for å regne på spotleddet i strømregning. Gjennomsnittsprisene basert på disse figurene er vist i tabell 6.



Figur 7: Strømpriser for en uke i januar 2019. Nattimene med lavest spotpriser er markert. Kilde: Nordpool



Figur 8: Strømpriser for en uke i juli 2019. Nattimene med lavest spotpriser er markert. Kilde: Nordpool

Tabell 6: Oversikt over kostnadsfordeling for Hafslund sin strømvtale Strøm.

	Ledd	Kostnad
	<i>Fastledd</i>	59,90 kr/måned
	<i>Spotpris</i>	Avhengig av time <i>i</i>
	<i>Påslagsledd</i>	6,95 øre/kWh
	<i>Gjennomsnittlig spotpris sommer (dag)</i>	28 øre/kWh
	<i>Gjennomsnittlig spotpris sommer (natt)</i>	25 øre/kWh
	<i>Gjennomsnittlig spotpris vinter (dag)</i>	52 øre/kWh
	<i>Gjennomsnittlig spotpris vinter (natt)</i>	47 øre/kWh

Forutsetninger

Det er antatt at de gjennomsnittlige spotprisene gjelder for hele året.

7.4 Resultater for nettariff

Tabell 7: Oversikt over estimert kostnad for ulike nettleiemodeller før og etter gjennomført tiltak med elbil for profilene i figur 7.1.

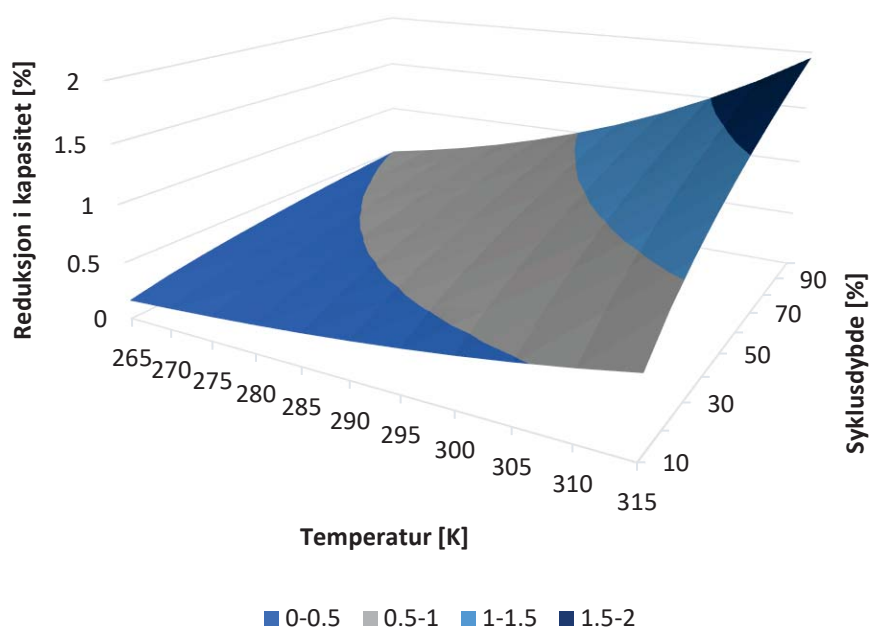
Modell	Før tiltak [kr/år]	Etter tiltak [kr/år]	Spart [kr/år]	Merknad
<i>Målt effekt</i>	7779	7451	328	
<i>Abonnert effekt 1</i>	12434	14730	-2296	Abonnert nivå satt som gjennomsnitt av året (5 kW)
<i>Abonnert effekt 2</i>	8563	7908	655	Abonnert nivå satt til 6,6 kW
<i>Sikringsdifferensiert</i>	6331	6114	216	Sikring satt som maks effektbruk

			etter tiltak (se figur 8)
Strømregning	19808	19756	52
			Strømvaktale Strøm fra Hafslund

7.5 Batteridegradering

Figur 9 viser et plott av hvordan et batteri degraderes i henhold til likning (15) gitt at antall sykluser er konstant. Det er tydelig at den prosentvise reduksjonen er mest følsom for syklusdybden som igjen er avhengig av hvor mye energi som hentes fra batteriet og batterikapasiteten. Degraderingen øker også med temperaturen, men i mindre grad sammenlignet med syklusdybden.

Prosentvis reduksjon i kapasitet for et konstant antall sykluser



Figur 9: Figuren viser hvordan et batteri degraderes i henhold til likning (11) når temperatur og syklusdybde varierer for et konstant antall sykluser.

Tabell 8 og 9, og figur 10 og 11 viser hvordan et batteri degraderes i henhold til likning (15) for profilene i figur 6. «n/a» i tabellene tilsvarer at simuleringen av batteridegraderingen

nådde den tekniske levetiden på 22 år før kapasiteten degraderte til den gitte prosent.

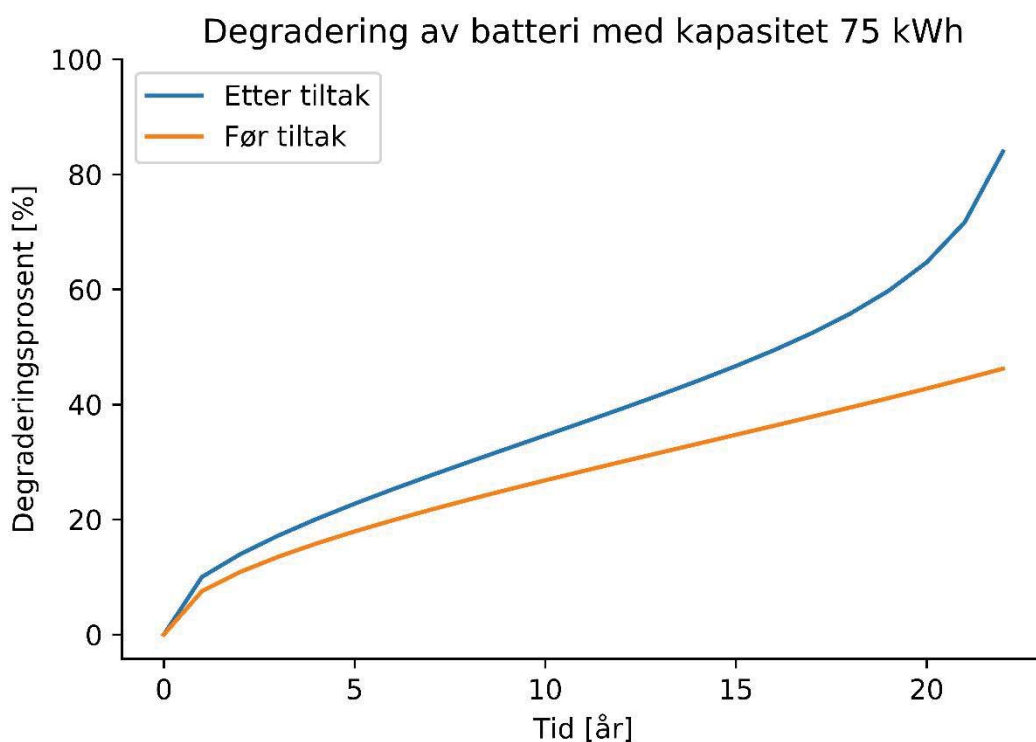
Tabell 10 og 11 viser estimater på daglig energibruk for elbiler.

Tabell 8: Oversikt over hvor lang tid det tar før kapasiteten til et 75 kWh batteri har degradert ned til de oppgitte prosentene før og etter tiltak i henhold til likning (11). Se også: figur 12

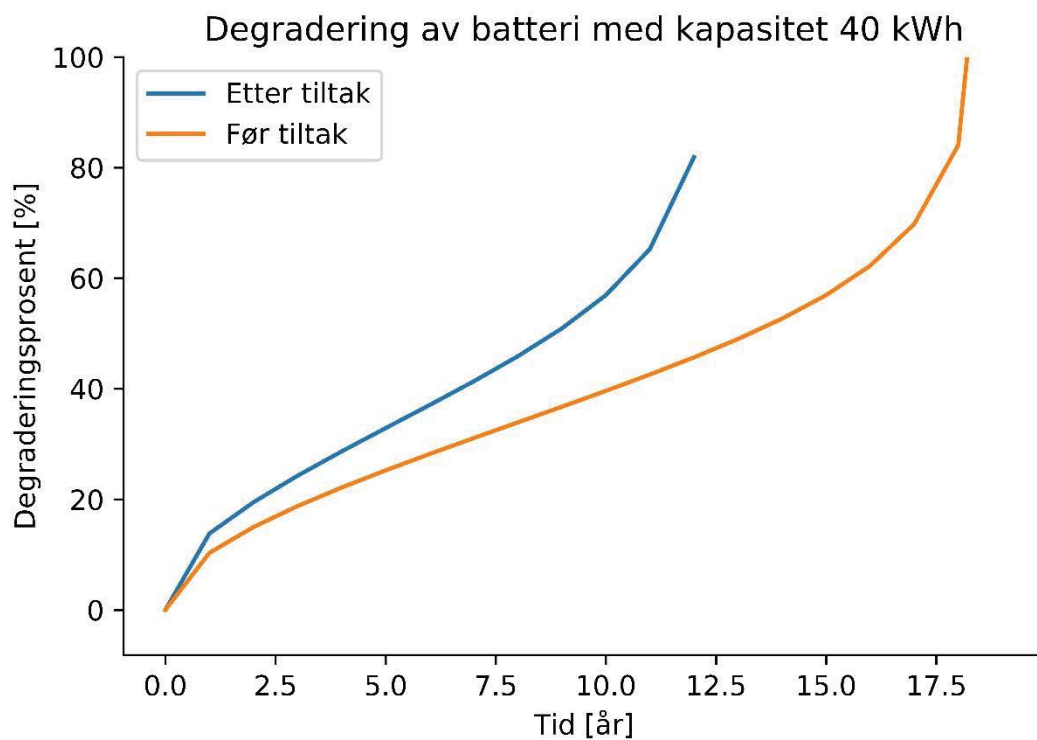
Gjenværende kapasitet	70 %	50 %	30 %	0 %
<i>Før tiltak</i>	12 år	n/a	n/a	n/a
<i>Etter tiltak</i>	8 år	17 år	21 år	n/a

Tabell 9: Oversikt over hvor lang tid det tar før et kapasiteten til et 40 kWh batteri har degradert ned til de oppgitte prosentene før og etter tiltak i henhold til likning (11). Se også: figur 13

Gjenværende kapasitet	70 %	50 %	30 %	0 %
<i>Før tiltak</i>	7 år	14 år	17 år	18 < år < 19
<i>Etter tiltak</i>	5 år	9 år	11,5 år	12 < år < 13



Figur 10: Figuren viser hvordan batteriet degraderes over levetiden før og etter tiltak med 75 kWh batterikapasitet.



Figur 11: Figuren viser hvordan batteriet degraderes over levetiden før og etter tiltak med 40 kWh batterikapasitet.

Tabell 10: Estimert daglig energibruk for en elbil med batterikapasitet 75 kWh.

	75 kWh	Daglig kjørelengde [km]	Spesifikk energibruk [kWh/km]	Daglig energi bruk [kWh]
Vinter		47,2	0,187	8,83
Sommer		47,2	0,141	6,66

Tabell 11: Estimert daglig energibruk for en elbil med batterikapasitet 40 kWh.

	40 kWh	Daglig kjørelengde [km]	Spesifikk energibruk [kWh/km]	Daglig energi bruk [kWh]
Vinter		47,2	0,210	9,91
Sommer		47,2	0,138	6,51

Forutsetninger

I simuleringen av batteridegraderingen er det antatt at batteriene er basert på jernoksid. Dette er en nødvendig forutsetning fordi degraderingsmodellen modellerer nettopp denne typen batterier. Det er antatt at batteriene kjøres med 30 sykluser i løpet av en måned i tilfellet før det gjøres tiltak og 60 sykluser i måneden i tilfellet etter tiltaket (30 sykluser for vanlig bruk + 30 ekstra sykluser for å ta hensyn til flytting av energi). Siden batteriene påvirkes av temperatur, så er det antatt en ambient temperatur på 300 K/25°C om sommeren og 275 K/0°C om vinteren. Effekten av aldring (kalendereffekten) på batteriet er såpass lav (én størrelsesorden lavere) i forhold til effekten av sykling av batteriet slik at dette er antatt neglisjerbart.

Det er forutsatt at daglig kjørelengde er 47,2 km. Dette er ifølge Transportøkonomisk institutt sin Reisevaneundersøkelse gjennomsnittlig reiselengde per dag for personer fra 13 år og eldre (Hjorthol, Engebretsen et al., 2014). Til slutt er det antatt at elbilen med 40 kWh batteri har en energibruk på 0,138 kWh/km om sommeren og 0,210 kWh/km om vinteren, mens elbilen med 75 kWh batteri har et antatt energiforbruk på 0,141 kWh/km om sommeren og 0,187 kWh/km om vinteren. Disse tallene er basert på estimert energiforbruk for henholdsvis en Nissan Leaf og en Tesla 3.

7.6 Kostnader og inntekt

Resultatet av den økonomiske analysen basert på effektprofilene, tariffene og batteridegraderingen er oppsummert i tabellene 12 til 20 nedenfor. Negative verdier tilsier utgifter og positive verdier tilsvarer inntekt ved salg av batteri. Investeringskostnaden er i form av annuiteten til en vekselretter til 54000,- inkludert MVA og installasjon.

7.6.1 Målt effekt

Tabell 12: Årskostnader for målt effekt.

	Før tiltak	Etter tiltak	Merknad
Tariff [kr/år]	-7779	-7451	Sparer: 328 kr/år
Strømregning [kr/år]	-19808	-19756	Sparer: 52 kr/år

Kostnad tariff og strømregning [kr/år]	-27587	-27207	
Investeringskostnad, annuitet [kr/år]	n/a	-4708	Rente $r = 6\%$, teknisk levetid $t = 20$ år
Samlet kostnad [kr/år]	-27587	-31915	Taper 4328 kr/år

Tabell 13: Resultatoversikt for elbil med 75 kWh batterikapasitet for målt effekt.

75 kWh	Før tiltak	Etter tiltak	Merknad
Samlet kostnad [kr/år]	-27587	-31915	
Verdi batteri år 0 [kr]	2415	2415	
Inntekt salg av batteri v/ periodeslutt [kr]	+161627	+145635	Inflasjon $j = 2\%$,
Periode [år]	10	8	Perioden avsluttes enten når elbilen har nådd sin antatte tekniske levetid på 10 år, eller når batterikapasiteten har degradert 30%
Resultat [kr]	-114243	-109685	

Tabell 14: Resultatoversikt for elbil med 40 kWh batterikapasitet for målt effekt.

40 kWh	Før tiltak	Etter tiltak	Merknad
Kostnad [kr/år]	-27587	-31915	
Verdi batteri år 0 [kr]	2415	2415	
Inntekt salg av batteri v/ periodeslutt [kr]	+77672	+74648	Inflasjon $j = 2\%$

<i>Periode [år]</i>	7	5	Perioden avsluttes enten når elbilen har nådd sin antatte tekniske levetid på 10 år, eller når batterikapasiteten har degradert 30%
Resultat [kr]	-115437	-114927	

7.6.2 Abonnert effekt

Tabell 15: Årskostnader for abonnert effekt.

	Før tiltak	Etter tiltak	Merknad
<i>Tariff [kr/år]</i>	-8563	-7908	Sparer: 655 kr/år
<i>Strømregning [kr/år]</i>	-19808	-19756	Sparer: 52 kr/år
Kostnad tariff og strømregning [kr/år]	-28371	-27664	
<i>Investeringskostnad, annuitet [kr/år]</i>	n/a	-4708	Rente $r = 6\%$, teknisk levetid $t = 20$ år
Samlet kostnad [kr/år]	-28371	-32372	

Tabell 16: Resultatoversikt for elbil med 75 kWh batterikapasitet for abonnert effekt.

75 kWh	Før tiltak	Etter tiltak	Merknad
Samlet kostnad [kr/år]	-28371	-32372	
<i>Verdi batteri år 0 [kr]</i>	2415	2415	
Inntekt salg av batteri v/ perodeslutt [kr]	+161627	+145635	Inflasjon $j = 2\%$,
<i>Periode [år]</i>	10	8	Perioden avsluttes enten når elbilen har nådd sin

		antatte tekniske levetid på 10 år, eller når batterikapasiteten har degradert 30%
Resultat [kr]	-122083	-113341

Tabell 17: Resultatoversikt for elbil med 40 kWh batterikapasitet for abonnert effekt.

40 kWh	Før tiltak	Etter tiltak	Merknad
Kostnad [kr/år]	-28371	-32372	
Verdi batteri år 0 [kr]	2415	2415	
Inntekt salg av batteri v/ periodeslutt [kr]	+77672	+74648	Inflasjon $j = 2\%$
Periode [år]	7	5	Perioden avsluttes enten når elbilen har nådd sin antatte tekniske levetid på 10 år, eller når batterikapasiteten har degradert 30%
Resultat [kr]	-120918	-87212	

7.6.3 Sikringsdifferensiert nettariiff

Tabell 18: Årskostnader for sikringsdifferensiert nettariiff.

	Før tiltak	Etter tiltak	Merknad
Tariff [kr/år]	-6331	-6114	Sparer: 216 kr/år
Strømregning [kr/år]	-19808	-19756	Sparer: 52 kr/år
Kostnad tariff og strømregning [kr/år]	-26139	-30577	

Investeringskostnad, annuitet [kr/år]	n/a	-4708	Rente $r = 6\%$, teknisk levetid $t = 20$ år
Samlet kostnad [kr/år]	-26139	-35285	

Tabell 19: Resultatoversikt for elbil med 75 kWh batterikapasitet for sikringsdifferensiert nettariiff.

75 kWh	Før tiltak	Etter tiltak	Merknad
Samlet kostnad [kr/år]	-26139	-35285	
Verdi batteri år 0 [kr]	2415	2415	
Inntekt salg av batteri v/ perodeslutt [kr]	+161627	+145635	Inflasjon $j = 2\%$,
Periode [år]	10	8	Perioden avsluttes enten når elbilen har nådd sin antatte tekniske levetid på 10 år, eller når batterikapasiteten har degradert 30%
Resultat [kr]	-99763	-135645	

Tabell 20: Resultatoversikt for elbil med 40 kWh batterikapasitet for sikringsdifferensiert nettariiff.

40 kWh	Før tiltak	Etter tiltak	Merknad
Samlet kostnad [kr/år]	-26139	-35285	
Verdi batteri år 0 [kr]	2415	2415	
Inntekt salg av batteri v/ perodeslutt [kr]	+77672	+74648	Inflasjon $j = 2\%$
Periode [år]	7	5	Perioden avsluttes enten når elbilen har

		nådd sin antatte tekniske levetid på 10 år, eller når batterikapasiteten har degradert 30%
Resultat [kr]	-105301	-101777

Forutsetninger

Det er antatt at batteriet i år 0 har en verdi på \$227/kWh som tilsvarer omtrent 2415 kr/kWh (Knupfer, Hensley et al., 2017). Den tekniske levetiden til en elbil er antatt å være 10 år. Batteriets levetid er satt til å være tiden det tar inntil 30% av batterikapasiteten har degradert. Det er til slutt antatt at elbilen ikke har restverdi etter 10 år.

7.6.4 Lading på arbeidsplassen

Hvordan påvirkes kostnadene dersom man ikke lenger er begrenset av å lade hjemme? Tabellene nedenfor viser resultatene av grove «back-of-the-envelope» estimer på hvordan lønnsomheten påvirkes for to ulike batterikapasiteter dersom det antas at man kan lade gratis på jobb. Verdiene for effekttoppene er den nye maksimaleffekten etter tiltak. Verdiene er estimert slik at det er nok energi igjen i batteriet til å dekke det daglige forbruket (se tabell 10 og 11). Energiforbruket etter tiltak er den energien som må hentes fra strømmettet. Spart energi er den energien som dekkes av batteriet, altså differansen mellom totalt daglig energiforbruk og energiforbruk etter tiltak.

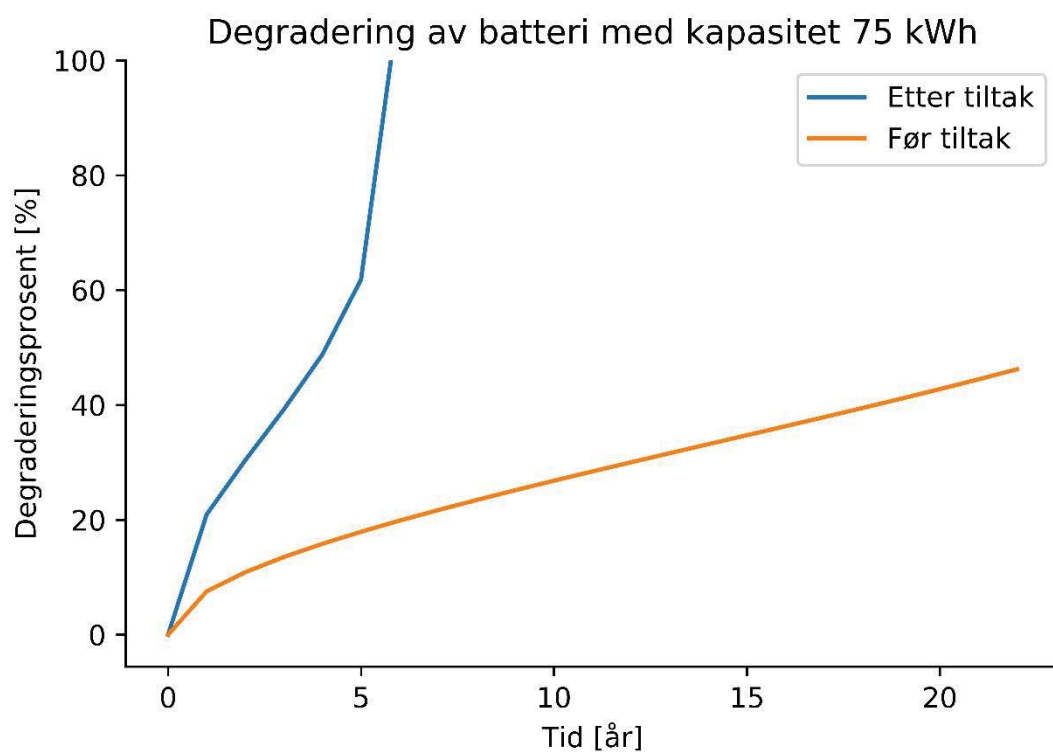
Tabell 21: Tabellen viser estimerte kostnader før og etter tiltak dersom man ikke lenger er begrenset av å måtte lade hjemme.

	Effekttopp, vinter [kW]	Effekttopp, sommer [kW]	Energiforbruk etter tiltak, vinter [kWh]	Energiforbruk etter tiltak, sommer [kWh]	Spart energi, vinter [kWh]	Spart energi, sommer [kWh]
75 kWh	4	1,5	92	34,5	58,9	55,5
40 kWh	5,5	2,5	126,5	57,5	24,4	32,5

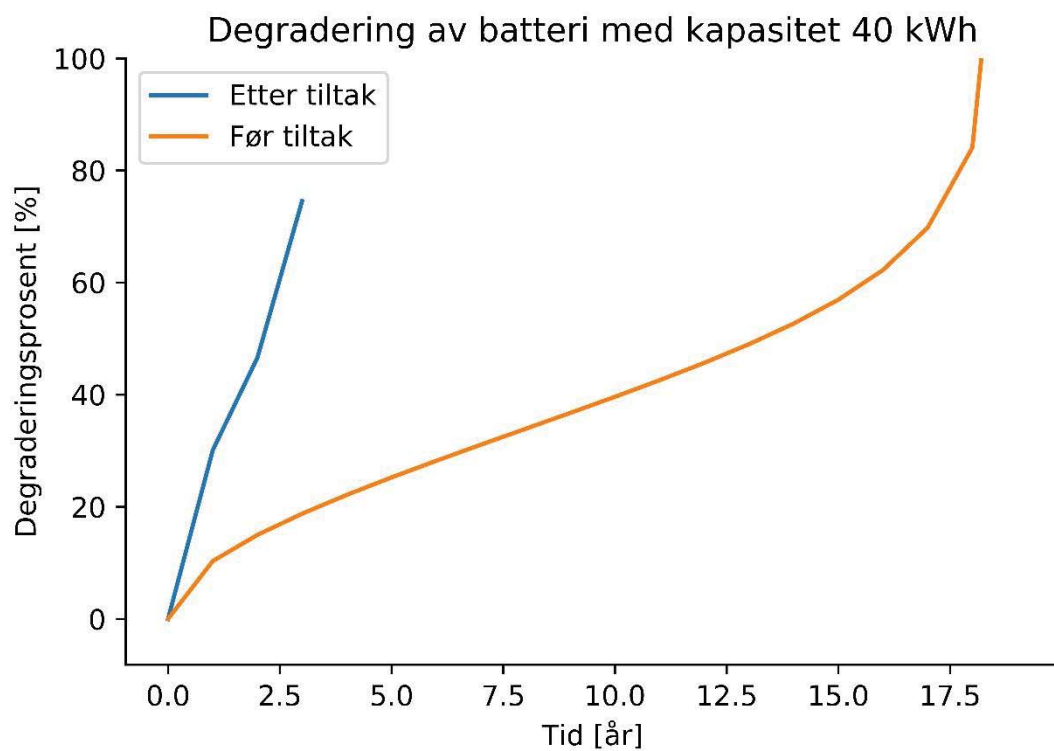
Tabell 22: Resultater ved lading på jobb. Her vises kostnaden av målt effekt før tiltaket gjennomføres og etter tiltaket gjennomføres. Det er tatt med investeringskostnaden og deretter beregnet en restverdi som tilsvarer det gjenværende beløpet som må spares for å gå i null.

Batterikapasitet	Før tiltak [kr/år]	Etter tiltak [kr/år]	Investeringskostnad [kr/år]	Rest [kr/år]
75 kWh	7779	-4505	-4708	-1434
40 kWh	7779	-5813	-4708	-2742

Hvordan batteriene påvirkes av denne bruken er vist i figurene 12 og 13 nedenfor.



Figur 12: Simulering av hvordan et 75 kWh batteri degraderes ved økt energiuttak fra batteriet.



Figur 13: Simulering av hvordan et 40 kWh batteri degraderes ved økt energiuttak fra batteriet.

8. Diskusjon

8.1 Generelt

I forhold til nettarriffene og strømregningen er det mulig å spare fra noen hundre kroner til noen tusen kroner i året ved å gjennomføre tiltaket. Dette kommer ikke som en overraskelse ettersom effektbruken reduseres og energiforbruket flyttes til natten når strømprisene som regel er lavere. Dersom tiltaket gjennomføres kommer det en ekstra investeringskostnad i form av vekselretteren. Dette gir en annuitet som gjør at kostnaden overstiger det som kan spares i løpet av året. Hvordan resultatet kommer ut til slutt avhenger av om batteriet kan selges på et tidspunkt. Her kommer batteriets verdi ved endt levetid inn, i tillegg til hvor mye kapasitet som gjenstår; lavere kapasitet er antatt å gi lavere verdi slik at batteriets verdi avtar med tiden som har gått samtidig som at kostnadene øker for hvert år.

Det må nevnes at modellen som er benyttet for å modellere batteridegraderingen er utdatert. Dette fører til et element av usikkerhet i resultatet av denne modelleringen. Modellen er også beregnet for å modellere batterier basert på jernoksid, en batteritype som normalt ikke brukes i elbiler.

Mulighetene for å benytte elbilen til reduksjon av daglige topplaster er begrenset av fire faktorer:

1. Batterikapasitet
2. Rekkevidde til bilen
3. Daglig bruksmønster
4. Lademønster og lademulighet

Batterikapasiteten i kWh er hvor mye energi elbilbatteriet kan lagre og varierer fra noen få kWh til omtrent 100 kWh for de nyeste elbilene. Hybrider har også gjerne lavere batterikapasitet enn helelektriske biler.

Rekkevidden er avhengig av sesong og er gjerne noe lavere om vinteren enn om sommeren.

Det daglige bruksmønsteret i kilometer bidrar med hvor stor del av batterikapasiteten som daglig er tilgjengelig for reduksjon av spisslast. Med stor batterikapasitet og lite daglig bruk er potensialet størst. Det sentrale poenget er at personer som for eksempel har kort vei til jobben eller generelt bruker elbilen lite i løpet av dagen vil ha bedre muligheter til å bruke

elbilen som en energikilde i hjemmet enn personer som forbruker mesteparten av elbilens batterkapasitet i løpet av dagen.

8.2 Datasett og bruksprofil

I studiet er året delt inn i en vintersesong og en sommersesong. For hver sesong er det antatt at hver dag følger den samme sesongprofilen, inkludert helg. Dette er en betydelig forenkling. Effektbruken vil variere fra dag til dag slik at de daglige effektprofilene aldri vil være helt like. Antagelsen om at hver dag i sesongen følger den samme sesongprofilen fører derfor til at det blir en del usikkerhet i resultatet. I prinsippet ville det vært mulig å gjøre en mer nøyaktig beregning time-for-time over hele 2019 ettersom datasettet inneholder den nødvendige informasjonen, men da datasettet ble anskaffet på et relativt sent tidspunkt ble dette vurdert som for tidkrevende.

Det originale datasettet hadde en betraktelig grad av skjevhet og spredning med en overvekt av lave verdier. Det er lite sannsynlig at husholdningene med jevnt over lav effektbruk også representerer husholdninger som besitter elbil, slik at disse ble besluttet fjernet. Det er også ekstreme observasjoner i den andre enden i størrelsesorden 0,1 MW. Disse har også blitt fjernet da det virker lite sannsynlig at en gjennomsnittshusholdning med elbil har en effektbruk i den størrelsesordenen. Det reduserte datasettet er fortsatt skjevt fordelt, men skjevheten og spredningen er betydelig redusert. Den gjenværende skjevheten i datasettet vil likevel føre til at gjennomsnittsverdiene som er brukt til å konstruere profilen blir dratt ned mot lavere verdier, men i mye mindre grad enn for det fullstendige datasettet.

8.3 Effekten av å lade hjemme vs på arbeidsplassen

I analysen er det antatt først at deler av energiforbruket flyttes til natten og at all lading foregår hjemme. Dette betyr at ettersom batteriet må lades opp igjen hjemme om natten, så er mulighetsrommet begrenset av effekt og av tid. Det er begrenset av effekt fordi en høy ladeeffekt vil motvirke tiltaket og det er begrenset av tid fordi det er et begrenset tidsrom om natten for å lade opp. Dette gjør at mengden energi som kan flyttes blir begrenset, effekttoppene som reduseres blir lavere og potensialet går ned. Å kunne lade hele eller deler av energimengden som flyttes andre steder enn hjemme, f.eks. på arbeidsplassen, kunne ført til at potensialet øker fordi de nevnte begrensningene vil utgjøre en mindre faktor. Ved å lade opp andre steder enn hjemme, så kan større effekttopper reduseres og mer energi flyttes.

Potensialet her vil være avhengig av både tilgjengelighet til ladestasjoner (er f.eks. tilgangen til ladestasjoner slik at dette lar seg gjøre hver dag) og eventuell kostnad for å lade på arbeidsplassen. Konsekvensen av å gjøre dette vil være at batteriet degraderes raskere og mulighetsrommet vil være avhengig av batterikapasiteten.

8.4 Spesielt om nettariiff basert på abonnementsordning

Modellen for abonnert effekt er i stor grad følsom for hvor abonnementsnivået settes. I tabell 7 er det foretatt to vurderinger med ulike abonnementsnivå. For det ene tilfellet er abonnementsnivået satt som et gjennomsnitt av effektbruken gjennom året. Dette gir et årlig tap på 2296 kr og dette alternativet kan derfor umiddelbart forkastes. For det andre tilfellet er abonnementsnivået satt til 6,6 kW og gir en årlig besparing på 655 kr. Dette punktet er vippepunktet hvor gevinsten blir lavere dersom abonnementsnivået settes mye høyere. Årsaken til at denne modellen er såpass følsom for hvor abonnementsnivået settes er på grunn av påslagsleddet hvor all effektbruk over abonnementsnivået prises med 1 kr/kW. Når abonnementsleddet settes lavt, så vil det potensielt være flere tilfeller i løpet av dagen hvor effektbruken ligger over abonnementsleddet slik at påslagsleddet blir høyt. Ved å sette abonnementsnivået høyere, så vil abonnementsleddet bli høyere, men antall tilfeller hvor effektbruken ligger over abonnementsleddet vil bli lavere slik at påslagsleddet følgelig også blir lavere. Dette kan da føre til situasjoner der et høyere abonnementsledd gir en lavere nettariiff enn et lavt abonnementsledd.

8.5 Daglig kjøremønster

I analysen er det antatt en konstant daglig kjørelengde på 47,2 km. Det skilles heller ikke mellom helg og hverdag. Dette gir usikkerhet i simuleringen av batteridegraderingen og dermed også det økonomiske resultatet. Det er først og fremst ikke nødvendigvis slik at kjørelengden er den samme hver dag. Selv om det daglige kjøremønsteret for hverdagene potensielt vil være tilnærmet like dersom hverdagene består av rutineaktiviteter, så er det ikke gitt at kjøremønsteret vil være det samme i helgene da bilen typisk vil være i mindre bruk. På bakgrunn av dette vil det kunne være en grad av overestimering i modelleringen av batteridegraderingen som gjør at batteriet degraderes raskere enn det normalt ville gjort.

8.7 Hvordan kunne tiltaket blitt lønnsomt?

Hovedparameterene som definerer lønnsomheten er nettariffene og de faste investeringskostnadene. Resultatene viser at tiltaket ikke er lønnsomt dersom vi kun vurderer de faste årlige kostnadene. Til tross for at det er mulig å spare på tariffene, så er det likevel ikke nok til å utligne annuiteten fra investeringskostnaden. Avhengig av tariff, så må det enten spares minimum mellom 4000 – 4500 kr/år i tillegg til det som allerede spares eller vekselretteren må minimum koste fra 46000 – 51000 kr for å gå i balanse. Ytterligere sparing eller reduksjon i investeringskostnad er nødvendig for å spare på tiltaket.

Tariffene i seg selv kan omarbeides på en slik måte at de gir sterkere økonomiske insentiver for å gjennomføre tiltak. For eksempel kunne man hatt en stegvis modell der høyere effektbruk har et høyere kostnadsledd enn lavere effektbruk eller en modell som belønner gjennomføring av tiltak i timer som typisk belaster strømmettet størst.

8.8 Vurdering og videre arbeid

Personlig mener jeg at oppgaven har mye forbedringspotensiale. Jeg skulle blant annet gjerne ha gjort en mye mer detaljert økonomisk analyse som jeg personlig føler er den svakeste delen av oppgaven. Det hadde også vært fornuftig med en følsomhetsanalyse og analyser gjort på flere ulike bruksprofiler med ulike scenario. I tillegg ville det vært interessant å forsøke å utvikle forslag til hvordan nettariffene burde se ut for at tiltaket skal kunne lønne seg. Jeg synes også batterianalysen kunne vært forbedret med mer nøyaktige modeller. En annen ting som hadde vært interessant å se om et slikt tiltak vil ha en betydningsfull innvirkning på strømmettets kapasitetsutfordringer og hvordan tiltaket påvirker strømmettet på ulike nivå. Det hadde også vært spennende å se på hvordan dette tiltaket ville vært i kombinasjon med et solcelleanlegg.

9. Konklusjon

Strømmettet og da spesielt distribusjonsnettet antas å ville møte kapasitetsutfordringer som en følge av økt elektrifisering av transportsektoren. Å oppgradere høyspentkabler og fordelingstransformatorer innebærer høye kostnader slik at det er ønskelig å vurdere muligheter for å redusere belastningen. Her er det mulig for elbiler å spille en rolle som en ressurs i strømmettet. Spørsmålet er først og fremst ikke om det er teknisk mulig, men i hvilken grad det er økonomisk lønnsomt for privatpersoner å gjennomføre et slikt tiltak.

I utgangspunktet er det utfordrende å få tiltaket til å bli lønnsomt. Investeringskostnaden på 4708 kr/år er såpass høy at det som potensielt kan spares med effekttariff ikke er nok til å utligne denne kostnaden. Det kan være mulig å få netto gevinst dersom elbilbatteriet kan selges på et tidspunkt, men dette vurderes ikke som en optimal løsning siden man da må gå til innkjøp av nytt batteri eller ny elbil.

Elbilens batteri har i stor grad noe å si for utfallsrommet. Har man en elbil med lav batterikapasitet er potensialet naturlig nok mye mindre. Det er også viktig å ta med i vurderingen hvordan tiltaket vil påvirke batteriets levetid. Både batteriets kapasitet og mengden energi som hentes fra batteriet påvirker hvor raskt batteriet degraderes.

Tiltaket kommer spesielt dårlig ut i det tilfellet hvor all opplading av batteriet foregår hjemme. Dette fører til at mengden energi som kan flyttes er sterkt begrenset fordi den samme mengden energi må lades opp igjen på et annet tidspunkt slik at batteriet forblir fulladet. Potensialet kan øke dersom man har muligheten til å foreta all eller deler av oppladingen på for eksempel arbeidsplassen hvor man potensielt kan betale mindre for oppladingen. Den beste løsningen hadde vært å ha nettariffer eller tilskudd som i større grad belønner tiltak som bidrar til å avlaste strømmettet i timer hvor belastningen er høy. Lavere investeringskostnader kan også dra resultatet i en mer lønnsom retning.

Litteraturliste

- Andreas Bjelland Eriksen, e. a. (2020). *RME Høringsdokument: Endringer i nettleiestrukturen*. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/rme_hoeringsdokument/2020/rme_hoeringsdokument2020_01.pdf
- Andresen, T. M., & Mook, V. A. (2015). Høring om tariffer for uttak i distribusjonsnett.
- Economics, O. (2019). *Nettkundenes nytte av en oppgradering av lavspenningsnett*. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2019/eksternrapport2019_07.pdf
- Elbilforeningen. (2019, 31.12.2019). Statistikk elbil: bestand og markedsandel. Retrieved from <https://elbil.no/elbilstatistikk/>
- Elektroforeningen. (2018a). Effekttariffer: 27 av 30 negative til NVEs forslag. Retrieved from <https://www.mynewsdesk.com/no/efo/documents/effekttariffer-27-av-30-negative-til-nves-forslag-76212>
- Elektroforeningen. (2018b). Effekttariffer: "Alle" slakter NVEs forslag om abonnert effekt. Retrieved from <https://www.mynewsdesk.com/no/efo/pressreleases/effekttariffer-alle-slakter-nves-forslag-om-abonnert-effekt-2436358>
- energidirektorat, N. v.-o. (2015a). *Høring om tariffer for uttak i distribusjonsnett*. Retrieved from https://www.nve.no/media/2564/hoeringsdokument2015_03-konsepthoering-tariffer.pdf
- energidirektorat, N. v.-o. (2015b, 15.02.2019). Nettleie for forbruk. Retrieved from <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettleie/nettleie-for-forbruk/>
- EnerWE. (2017). Så mye svinger strømprisen gjennom døgnet. Retrieved from <https://enerwe.no/sa-mye-svinger-stromprisen-i-lopet-av-dognet/144438>
- Hafslund. (2020). Strømvavtaler og priser. Retrieved from https://www.hafslundstrom.no/strom/privat/alle_str_mvavtaler/12
- Hansen, H. e. a. (2017). *Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet*. Retrieved from <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201706767/2242754>
- Hjorthol, R., Engebretsen, Ø., & Uteng, T. P. (2014). *Den nasjonale reisevaneundersøkelsen 2013/14 - nøkkelrapport*. Retrieved from <https://www.toi.no/getfile.php?mmfileid=39511>

Hovland, K. M. (2019a). Advarer mot nettleie planer: Frykter brems i solceller og energisparing. Retrieved from <https://e24.no/energi/i/awe7R5/advarer-mot-nettleie-planer-frykter-brems-i-solceller-og-energisparing>

Hovland, K. M. (2019b). Omstridt NVE-forslag utsettes til 2020: -Et omfattende arbeid. Retrieved from <https://e24.no/energi/i/0nzWjG/omstridt-nve-forslag-utsettes-til-2020-et-omfattende-arbeid>

Knupfer, S. M., Hensley, R., Hertzke, P., & Shcaufuss, P. (2017). *Electrifying insights: How automakers can drive electrified vehicle sales and profitability*. Retrieved from https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/Industries/Automotive%20and%20Assembly/Our%20Insights/Electrifying%20insights%20How%20automakers%20can%20drive%20electrified%20vehicle%20sales%20and%20profitability/Electrifying%20insights%20-%20How%20automakers%20can%20drive%20electrified%20vehicle%20sales%20and%20profitability_vF.ashx

Leveringskvalitetsforskriften. (2004). *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*. Retrieved from <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>.

Meier, A. v. (2006a). Characteristics of Power Lines. In *Electric power systems: a conceptual introduction*: John Wiley & Sons.

Meier, A. v. (2006b). Power Quality. In *Electric power systems: A conceptual introduction*: John Wiley & Sons.

Norge, E. (2019). Strømnettet. Retrieved from <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/#organisering-av-stromnettet>

Pearre, N. S., & Swan, L. G. (2016). Electric vehicle charging to support renewable energy integration in a capacity constrained electricity grid. *Energy Conversion and Management*, 109, 130-139. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.11.066>

SciPy.org. (2019, 26.07.2019). numpy.trapz. Retrieved from <https://docs.scipy.org/doc/numpy/reference/generated/numpy.trapz.html>

Skotland, C. H., Heggum, E., & Spilde, D. (2016). *Hva betyr elbiler for strømnettet?* Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_74.pdf

Spilde, D. e. a. (2019). *Strømforbruk mot 2040*. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_22.pdf

- Statnett. (2018a). Bedre utnyttelse av strømmettet kan spare samfunnet for milliarder. Retrieved from <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/Nyhetsarkiv-2018/bedre-utnyttelse-av-stromnettet-kan-spare-samfunnet-for-milliarder/>
- Statnett. (2018b). Et helelektrisk Norge er innen rekkevidde. Retrieved from <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/Nyhetsarkiv-2018/et-helelektrisk-norge-er-innen-rekkevidde/>
- Swierczynski, M., Stroe, D.-I., Stan, A. I., Teodorescu, R., & Kær, S. (2015). Lifetime Estimation of the Nanophosphate LiFePO₄/C Battery Chemistry Used in Fully Electric Vehicles. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 51, 3453-3461.
doi:10.1109/TIA.2015.2405500
- Thompson, A. W. (2018). Economic implications of lithium ion battery degradation for Vehicle-to-Grid (V2X) services. *Journal of Power Sources*, 396, 691-709.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.06.053>
- Venegas, F. G., Petit, M., & Perez, Y. (2019). *Electric vehicles as flexibility providers for distribution systems. A techno-economic review*. Paper presented at the 25th International Conference on Electricity Distribution, Madrid.
- Wig, K. (2018). Omkamp om "kunde-fiendtlig" strømpris-endring. Retrieved from <https://e24.no/privatoekonomi/i/Jopqyb/omkamp-om-kunde-fiendtlig-stroempris-endring>

Vedlegg

A.1 Python kode

```
# -*- coding: utf-8 -*-
"""
Created on Thu Mar 26 20:44:38 2020

@author: Joacim Sagvolden
"""

import csv
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from scipy.integrate import trapz, cumtrapz

time = np.linspace(1,24,24)

sommer_forbruk = []
sommer = [0]*24
i = 0
j = 0

""" Les inn csv-filer og finn gjennomsnitt for hver time """

with open("Hafslund_sommer_korr.csv") as csvfile:
    file = csv.reader(csvfile, delimiter=";")
    for row in file:
        summ = 0
        for k in row:
            summ += int(k)
        sommer_forbruk.append(summ)

while i < len(sommer_forbruk):
    sommer[j] = sommer_forbruk[i] + sommer[j]
    i += 1
    j += 1
    if j == 24:
        j = 0

h_sommer = len(sommer_forbruk)/24
sommer = [n/(h_sommer*62*1000) for n in sommer]

vinter_forbruk = []
vinter = [0]*24
i = 0
j = 0

with open("Hafslund_vinter_korr.csv") as csvfile:
    file = csv.reader(csvfile, delimiter=",")
    for row in file:
        summ = 0
        for t in row:
```

```

        summ += int(t)
        vinter_forbruk.append(summ)

while i < len(vinter_forbruk):
    vinter[j] = vinter_forbruk[i] + vinter[j]
    i += 1
    j += 1
    if j == 24:
        j = 0

h_vinter = len(vinter_forbruk)/24
vinter = [n/(h_vinter*62*1000) for n in vinter]

""" Funksjonen profilÅr tar inn en sommerprofil og en vinterprofil og
lager en årsprofil """

def profilÅr(sommer,vinter):

    year = []

    for j in range(0,151):
        for i in range(len(vinter)):
            year.append(vinter[i])

    for m in range(0,214):
        for n in range(len(sommer)):
            year.append(sommer[n])

    return year

""" Funksjonen omfordelEnergi tar inn en bruksprofil og en liste med 24
timer
og beregner hvor effekttaket må settes slik at energimengden som flyttes er
lik energien som lades opp om natten. Den returnerer effekttaket x, hvor
mye
energi som spares, mengden energi som flyttes intPt og en ny bruksprofil
vinterNy """

def omfordelEnergi(effektProfil, time):

    x_min = 0
    x_max = max(effektProfil)
    x = np.mean(effektProfil)

    energiSpart = integral(x,effektProfil,time)[1]
    Pt = cumtrapz(effektProfil,time)[5]
    Pt_x = cumtrapz([x]*len(effektProfil),time)[5]

    intPt = Pt_x - Pt

    while round(energiSpart,4) != round(intPt,4):

        energiSpart = integral(x,effektProfil,time)[1]
        Pt = cumtrapz(effektProfil,time)[5]
        Pt_x = cumtrapz([x]*len(effektProfil),time)[5]
        intPt = Pt_x - Pt

```

```

    if energiSpart > intPt:
        x_min = x
        x = x + (x_max - x_min)/2

    if energiSpart < intPt:
        x_max = x
        x = x - (x_max - x_min)/2

    vinterNy = [x if i < 6 else x if effektProfil[i] > x else
effektProfil[i] for i in range(len(effektProfil))]

    return x, energiSpart, intPt, vinterNy

""" Funksjonen sorter tar inn et effekttak x og en bruksprofil og beregner
nye profiler """

def sorter(x,bruksProfil):

    basis = [x]*len(bruksProfil)
    basisUnder = []
    basisOver = []
    for j in range(len(bruksProfil)):
        if bruksProfil[j] >= basis[j]:
            basisUnder.append(basis[j])
            basisOver.append(bruksProfil[j])
        else:
            basisUnder.append(bruksProfil[j])

    return basis, basisUnder, basisOver

""" Funksjonen integral tar inn effekttak x, bruksprofil og en liste med 24
timer
og beregner integralene for profilene """

def integral(x, effektBruk, timer):

    integralFull = trapz(effektBruk,timer)
    integralUnderBasis = trapz(sorter(x,effektBruk)[1],timer)
    integralEnergiSpart = integralFull - integralUnderBasis

    return integralFull, integralEnergiSpart, integralUnderBasis

""" Funksjonen plotting tar inn en sommerprofil, vinterprofil og en liste
med 24 timer
og plotter disse """

def plotting(sommer, vinter, timer):

    fig, ax = plt.subplots(2,2,sharex=True)
    plt.subplots_adjust(wspace = 0.5, hspace=0.5)

    vinterFør = np.array(vinter)
    vinterX = np.array([omfordelEnergi(vinter,time)[0]]*len(vinter))
    sommerFør = np.array(sommer)
    sommerX = np.array([omfordelEnergi(sommer,time)[0]]*len(sommer))

```

```

    ax[0,0].plot(timer,vinterFør,'k',timer,vinterX,'b')

    ax[0,0].fill_between(timer,vinterFør,vinterX,where=vinterFør>=vinterX,facecolor='red',interpolate=True,alpha=0.5)

    ax[0,0].fill_between(timer[0:7],vinterFør[0:7],vinterX[0:7],where=vinterFør[0:7]<=vinterX[0:7],facecolor="green",interpolate=True,alpha=0.5)
    ax[0,0].set_ylabel("Etterspørsel [Wh/h]")
    ax[0,0].set_title("Effektbruk før tiltak (vinter)")

    ax[0,1].plot(timer,sommerFør,'k',timer,sommerX,'b')

    ax[0,1].fill_between(timer,sommerFør,sommerX,where=sommerFør>=sommerX,facecolor="red",interpolate=True,alpha=0.5)

    ax[0,1].fill_between(timer[0:7],sommerFør[0:7],sommerX[0:7],where=sommerFør[0:7]<=sommerX[0:7],facecolor="green",interpolate=True,alpha=0.5)
    ax[0,1].set_title("Effektbruk før tiltak (sommer)")

    vinterEtter = np.array(omfordelEnergi(vinter,time)[3])
    ax[1,0].plot(timer,vinterEtter)
    ax[1,0].set_xlabel("Time på døgnet", ylabel="Etterspørsel [Wh/h]")
    ax[1,0].set_title("Effektbruk etter tiltak (vinter)")

    sommerEtter = np.array(omfordelEnergi(sommer,time)[3])
    ax[1,1].plot(timer,sommerEtter)
    ax[1,1].set_xlabel("Time på døgnet")
    ax[1,1].set_title("Effektbruk etter tiltak (sommer)")

#     plt.xlabel("Time på døgnet")
#     plt.ylabel("Etterspørsel [kWh/h]")
#     plt.title("Effektbruk vinter etter tiltak")
#     plt.gca().spines['top'].set_visible(False)
#     plt.gca().spines['right'].set_visible(False)
    saveFigure = plt.savefig("Scenario_gjennomsnitt.jpeg", quality=100,
dpi=1200)

    showplot = plt.show()

    return showplot, saveFigure

""" Funksjonen maaltModell tar inn en vinterprofil, en sommerprofil og en
liste med 24 timer
og beregner kostnader for målt nettariff """

def maaltModell(vinter,sommer,time):

    C_e = 0.05
    K_m = 1850
    C_pv = 2.25
    C_ps = 1.49

    avvikVinter = (trapz(omfordelEnergi(vinter,time)[3], time) -
trapz(vinter,time))/trapz(vinter,time)
    avvikSommer = (trapz(omfordelEnergi(sommer,time)[3], time) -
trapz(sommer,time))/trapz(sommer,time)

```

```

energiledd = [0,0]
effektSommer = [0,0]
effektVinter = [0,0]

for i in range(0,151):
    energiledd[0] = energiledd[0] + trapz(vinter,time)
    energiledd[1] = energiledd[1] +
trapz(omfordelEnergi(vinter,time)[3],time)*(1+abs(avvikVinter))
    effektVinter[0] = effektVinter[0] + max(vinter)
    effektVinter[1] = effektVinter[1] + omfordelEnergi(vinter,time)[0]

for j in range(0,214):
    energiledd[0] = energiledd[0] + trapz(sommer,time)
    energiledd[1] = energiledd[1] +
trapz(omfordelEnergi(sommer,time)[3],time)*(1+abs(avvikSommer))
    effektSommer[0] = effektSommer[0] + max(sommer)
    effektSommer[1] = effektSommer[1] + omfordelEnergi(sommer,time)[0]

    måltEffektFør = K_m + C_e*energiledd[0] + C_pv*effektVinter[0] +
C_ps*effektSommer[0]
    måltEffektEtter = K_m + C_e*energiledd[0] + C_pv*effektVinter[1] +
C_ps*effektSommer[1]

    måltEffektSpart = måltEffektFør - måltEffektEtter

    return måltEffektFør, måltEffektEtter, måltEffektSpart

"""Funksjonen maaltModell tar inn en vinterprofil, en sommerprofil og en
liste med 24 timer
og beregner kostnader for abonnert nettariff """

def abonnertModell(vinter,sommer,time):

    C_e = 0.05
    K_a = 1350
    X_a = 675
    C_p = 1.00

    påslagFør = 0
    påslagEtter = 0
    energiledd = [0,0]

    avvikVinter = (trapz(omfordelEnergi(vinter,time)[3], time) -
trapz(vinter,time))/trapz(vinter,time)
    avvikSommer = (trapz(omfordelEnergi(sommer,time)[3], time) -
trapz(sommer,time))/trapz(sommer,time)

    #abNivå = np.mean(profilÅr(sommer,vinter))
    abNivå = 6.6

    for i in range(0,151):
        energiledd[0] = energiledd[0] + trapz(vinter,time)
        energiledd[1] = energiledd[1] +
trapz(omfordelEnergi(vinter,time)[3],time)*(1+abs(avvikVinter))

```

```

    for j in range(0,214):
        energiledd[0] = energiledd[0] + trapz(sommer,time)
        energiledd[1] = energiledd[1] +
trapz(omfordelEnergi(sommer,time)[3],time)*(1+abs(avvikSommer))

    for i in profilÅr(sommer,vinter):
        if i > abNivå:
            påslagFør = påslagFør + (i - abNivå)

    for j in profilÅr(omfordelEnergi(vinter,time)[3],
omfordelEnergi(sommer,time)[3]):
        if j > abNivå:
            påslagEtter = påslagEtter + (j - abNivå)

    abonnertFør = K_a + X_a*abNivå + C_e*energiledd[0] + C_p*påslagFør
    abonnertEtter = K_a + X_a*abNivå + C_e*energiledd[1] + C_p*påslagEtter

    abonnertSpart = abonnertFør - abonnertEtter

    return abonnertFør, abonnertEtter, abonnertSpart, abNivå

```

""" Funksjonen maaltModell tar inn en vinterprofil, en sommerprofil og en liste med 24 timer og beregner kostnader for sikringsdifferensierte nettariff """

```

def sikringsModell(vinter,sommer,time):

    C_e = 0.05
    K_s = 1750
    X_s = 343

    energiledd = [0,0]
    sikringFør = max(vinter)
    sikringEtter = omfordelEnergi(vinter,time)[0]

    avvikVinter = (trapz(omfordelEnergi(vinter,time)[3], time) -
trapz(vinter,time))/trapz(vinter,time)
    avvikSommer = (trapz(omfordelEnergi(sommer,time)[3], time) -
trapz(sommer,time))/trapz(sommer,time)

    for i in range(0,151):
        energiledd[0] = energiledd[0] + trapz(vinter,time)
        energiledd[1] = energiledd[1] +
trapz(omfordelEnergi(vinter,time)[3],time)*(1+abs(avvikVinter))

    for j in range(0,214):
        energiledd[0] = energiledd[0] + trapz(sommer,time)
        energiledd[1] = energiledd[1] +
trapz(omfordelEnergi(sommer,time)[3],time)*(1+abs(avvikSommer))

    sikringNettleieFør = K_s + X_s*sikringFør + C_e*energiledd[0]
    sikringNettleieEtter = K_s + X_s*sikringEtter + C_e*energiledd[1]
    sikringSpart = sikringNettleieFør - sikringNettleieEtter

    return sikringNettleieFør, sikringNettleieEtter, sikringSpart

```

""" Funksjonen maaltModell tar inn en vinterprofil, en sommerprofil og en liste med 24 timer og beregner kostnader for strømregningen """

```

def strømRegning(vinter, sommer, time):

    fastledd = 59.90*12
    påslag = 0.0695
    spotNattVinter = 0.47
    spotDagVinter = 0.52
    spotNattSommer = 0.25
    spotDagSommer = 0.28
    påslagliste = [0,0]
    spotliste = [0,0]

    avvikVinter = (trapz(omfordelEnergi(vinter,time)[3], time) -
    trapz(vinter,time))/trapz(vinter,time)
    avvikSommer = (trapz(omfordelEnergi(sommer,time)[3], time) -
    trapz(sommer,time))/trapz(sommer,time)

    for i in range(0,151):
        påslagliste[0] = påslagliste[0] + trapz(vinter,time)
        påslagliste[1] = påslagliste[1] +
        trapz(omfordelEnergi(vinter,time)[3],time)*(1+abs(avvikVinter))

        spotliste[0] = spotliste[0] +
        trapz(vinter[0:7],time[0:7])*spotNattVinter
        spotliste[0] = spotliste[0] +
        trapz(vinter[7:],time[7:])*spotDagVinter
        spotliste[1] = spotliste[1] +
        trapz(omfordelEnergi(vinter,time)[3][0:7],time[0:7])*spotNattVinter*(1+abs(
        avvikVinter))
        spotliste[1] = spotliste[1] +
        trapz(omfordelEnergi(vinter,time)[3][7:],time[7:])*spotDagVinter*(1+abs(avv
        ikVinter))

    for j in range(0,214):
        påslagliste[0] = påslagliste[0] + trapz(sommer,time)
        påslagliste[1] = påslagliste[1] +
        trapz(omfordelEnergi(sommer,time)[3],time)*(1+abs(avvikSommer))

        spotliste[0] = spotliste[0] +
        trapz(sommer[0:7],time[0:7])*spotNattSommer
        spotliste[0] = spotliste[0] +
        trapz(sommer[7:],time[7:])*spotDagSommer
        spotliste[1] = spotliste[1] +
        trapz(omfordelEnergi(sommer,time)[3][0:7],time[0:7])*spotNattSommer*(1+abs(
        avvikSommer))
        spotliste[1] = spotliste[1] +
        trapz(omfordelEnergi(sommer,time)[3][7:],time[7:])*spotDagSommer*(1+abs(avv
        ikSommer))

    strømregningFør = fastledd + påslag*påslagliste[0] + spotliste[0]
    strømregningEtter = fastledd + påslag*påslagliste[1] + spotliste[1]
    strømregningSpar = strømregningFør - strømregningEtter

    return strømregningFør, strømregningEtter, strømregningSpar

""" Koden under modellerer batteridegraderingen """

TSommer = 300
TVinter = 275

battCapFør = 75

```

```

battCapEtter = 75
nc = 30
ncEtter = 60
integralVinter = 8.83*30
integralSommer = 6.66*30

effektTakVinter = 5.5
effektTakSommer = 2.5

integralVinterEtter = integral(effektTakVinter, vinter, time)[1]*30 +
integralVinter
integralSommerEtter = integral(effektTakSommer, sommer, time)[1]*30 +
integralSommer

CF = 0
CFfør = 0
year = 0
levetid = 22
CFlist = []
cdlist = []
CFlistFør = []

for y in range(1, levetid+1):

    print(CF)
    print(year)
    print(CFfør)

    cdlist.append(year)
    CFlist.append(CF)
    CFlistFør.append(CFfør)
    for i in range(1, 6):

        CF =
0.00024*np.exp(0.02717*TVinter)*np.sqrt(ncEtter)*0.02982*((integralVinterEt
ter/battCapEtter)*100)**0.4904
        CFfør =
0.00024*np.exp(0.02717*TVinter)*np.sqrt(nc)*0.02982*((integralVinter/battCa
pFør)*100)**0.4904
        battCapFør = 75 - (CFfør/100)*75
        battCapEtter = 75 - (CF/100)*75
        nc = nc + 30
        ncEtter = nc + 60

    for j in range(1, 8):
        CF =
0.00024*np.exp(0.02717*TSommer)*np.sqrt(ncEtter)*0.02982*((integralSommerEt
ter/battCapEtter)*100)**0.4904
        CFfør =
0.00024*np.exp(0.02717*TSommer)*np.sqrt(nc)*0.02982*((integralSommer/battCa
pFør)*100)**0.4904
        battCapFør = 75 - (CFfør/100)*75
        battCapEtter = 75 - (CF/100)*75
        nc = nc + 30
        ncEtter = nc + 60
    year += 1

cdlist.append(year)

```

```

CFlist.append(CF)
CFlistFør.append(CFfør)
line1, = plt.plot(cdlist,CFlist)
line2, = plt.plot(cdlist,CFlistFør)
plt.xlabel("Tid [år]")
plt.ylabel("Degraderingsprosent [%]")
plt.title("Degradering av batteri med kapasitet 75 kWh")
plt.legend((line1,line2),("Etter tiltak","Før tiltak"))
plt.ylim(top=100)
plt.gca().spines['top'].set_visible(False)
plt.gca().spines['right'].set_visible(False)
plt.savefig("Batteri_75_kWh_ekstrem.jpeg", quality=100, dpi=1200)
plt.show()

```




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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway