

Simon Lysø Svinø

Effekt av økt elbiletthet på kostnader i det lokale distribusjonsnettet

Masteroppgave i Samfunnsøkonomi

Veileder: Bjarne Strøm

Medveileder: Paal Brevik Wangsness

Juni 2022

Simon Lysø Svinø

Effekt av økt elbiletthet på kostnader i det lokale distribusjonsnettet

Masteroppgave i Samfunnsøkonomi
Veileder: Bjarne Strøm
Medveileder: Paal Brevik Wangsness
Juni 2022

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for økonomi
Institutt for samfunnsøkonomi



Kunnskap for en bedre verden

Forord

Denne masteroppgaven i samfunnsøkonomi markerer slutten på fem fine år som student ved Universitet i Bergen og Institutt for samfunnsøkonomi ved NTNU. Arbeidet med masteroppgaven har vært litt som en fjelltur. Det er luretopper overalt. Det har likevel vært et veldig lærerikt og givende arbeid, og jeg ser frem til å ta med meg erfaringen inn i arbeidslivet.

Jeg ønsker å gi en stor takk til min hovedveileder Bjarne Strøm og biveileder Paal Brevik Wangsness fra Transportøkonomisk institutt. De gode diskusjonene og konstruktive innspillene gjennom semesteret har bidratt til å forsterke oppgaven. I tillegg ønsker jeg å takke Fartein Valen Slåttebrekk fra NVE for hjelp med å hente inn relevant data, og representanter fra nettselskapene Agder Energi Nett, Lnett, Vevig, Tensio og Glitre Energi Nett som har delt deres erfaringer.

Den største takken går til medstudenter i Bergen og Trondheim som har gjort de fem årene som student uforglemmelig, samt familien min som har støttet meg gjennom hele perioden.

Sammendrag

Regjeringen har satt som mål at alle nye personbiler og lette varebiler skal være nullutslippskjøretøy fra 2025, og skatte- og avgiftspolitikken er utformet med en rekke fordeler for kjøp og bruk av elbil. Implementering av elbiler påvirker strømmettet, og det er spesielt en bekymring om at elbillading på tidspunkt med høylast gir høyere investeringsbehov. Økte kostnader for nettselskap gir økt inntektsramme, som i neste omgang gir økt nettleie for alle husholdningene i nettselskapets område. Denne mekanismen kan bli sett på som en potensiell ekstern kostnad som en elbileier påfører de øvrige nettkundene. I denne masteravhandlingen studeres sammenhengen mellom elbiletthet og kostnader i det lokale distribusjonsnettet. Paneldatasettet som benyttes observerer 86 nettselskap i perioden 2008-2020, og estimeringsstrategien er en modell med faste selskaps- og tidseffekter. Resultatene indikerer at økt elbiletthet gir økte kostnader i strømmettet. Evaluert for et median-nettselskap er den estimerte kostnaden 4 200 NOK per elbil. Mer spesifikt skjer denne kostnadsøkningen gjennom økte investeringer og økte drift- og vedlikeholdskostnader. Økt elbiletthet er også assosiert med lavere effektivitetsresultat, men estimatene evalueres som lite betydningsfulle økonomisk sett. Resultatene gir et godt argumentasjonsgrunnlag for å innføre den nye nettleiemodellen, som inkluderer en effektbasert tariff. Den nye nettleiemodellen gir et insentiv til å jevne ut energiforbruket, og kan dermed gi en bedre utnyttelse av det eksisterende strømmettet.

Abstract

The Norwegian government aims for all new passenger cars and light vans to be zero-emission vehicles by 2025. Penetration of electric vehicles (EVs) in Norway is high, and a result caused by a combination of several taxation rules and incentives which favors owners of EVs. Implementation of EVs can affect the electricity grid, especially if owners charge their EV simultaneously during peak hours. There is particular concern that simultaneous charging during peak hours result in higher needs of investment. Increased costs are associated with a higher revenue cap for the distribution system operator (DSO), which in turn increases the tariffs for all customers in the DSO area. Aforementioned mechanism can be viewed as a potential external cost in which EV owners impose on other customers. The purpose of this thesis is to study the relationship between increased density of electric vehicles and costs in the local distribution grid. Developed panel data includes 86 DSOs in the period 2008 to 2020 and chosen estimation strategy is a model with DSO fixed effects and time fixed effects. Main results indicate that increased density of electric vehicles cause increased costs for the DSO. The estimated effect evaluated for a median DSO implies that one extra EV is expected to increase total costs by 4 200 NOK (\approx €420). This cost effect is driven by increased investments and operational costs. An increase in the density of EVs is also associated with a lower efficiency score. However, this effect seems to be small in magnitude. Results imply reasonable arguments as explanation for implementation of a new power tariff. A power tariff incentivizes customers to smooth electricity usage, in turn improving efficiency within the existing electricity grid.

Innhold

Forord	i
Sammendrag	ii
Abstract	iii
1 Innledning	1
1.1 Problemstilling	2
2 Teori og institusjonelle rammebetingelser	4
2.1 Nettstruktur	4
2.2 Nettselskap - naturlig monopol	5
2.3 Økonomisk regulering av nettselskapene	6
2.4 Annen regulering av nettvirksomhet	9
2.5 Nettleie	11
2.6 Teoretisk modell	11
3 Litteratur	16
4 Data	20
4.1 Grunnlagsdata for kostnadsberegninger	20
4.2 Antall elbiler på kommunenivå	21
4.3 Antall elbiler på nettselskapsnivå	22
4.4 Sammenslåing av datasettene	23
4.5 Variabler	24
4.5.1 Beregning av variabler	24
4.6 Deskriptiv statistikk	26
4.6.1 Elbiler	28
4.6.2 Kostnadsutvikling	30
4.6.3 Utvikling i nettkapital for de med høy elbiletthet mot de med lav elbiletthet	31

5	Metode og estimeringsstrategi	34
6	Resultater	36
6.1	Hovedresultat	36
6.2	Effekt på kostnadskomponenter	39
6.3	Sammenheng mellom elbilvekst og effektivitetsresultat	42
7	Sensitivitetsanalyse	44
8	Diskusjon og politiske implikasjoner	50
8.1	Diskusjon	51
8.2	Samtaler med seks nettselskap	54
8.3	Politiske implikasjoner	57
9	Konklusjon	58
	Referanser	60
A	Appendiks	64
A.1	Alternative spesifikasjoner	64
A.2	Deskriptiv statistikk	67
A.3	Endring i organisasjonsnummer	69

1 Innledning

Et velfungerende strømmnett er helt avgjørende i et moderne samfunn som Norge. Sikker tilgang til strømforsyning krever et robust og vedlikeholdt nett, som til enhver tid kan takle forbrukstopper. Nettselskap har ansvar for å bygge, drifte og vedlikeholde strømmettet i Norge, og det er disse selskapene som har ansvaret for å legge til rette for sikker strømforsyning. Målet med strømmettet er at det skal ha kapasitet til å frakte den strømmen som etterspørres, fra kraftprodusent til husholdninger eller industri. Økt elektrifisering setter strømmettet på en prøve i form av økt kapasitetsbehov. Elbilveksten i Norge betyr ikke nødvendigvis at energiforbruket øker betydelig, men effektbruken ved elbillading kan være høy. Dersom mange elbileiere i samme område lader simultant, og på tidspunkt med høylast hvor øvrig strømnetterspørsel er høy, kan det føre til kapasitetsproblemer i strømmettet.

Med formål om å unngå de største effekttoppene, fastsatte Olje- og Energidepartementet en forskriftsendring om effektbasert nettleie, som skal gi insentiv til å utnytte strømmettet bedre (Olje- og energidepartementet, 2021). Nettleiemodellen går kort oppsummert ut på å prise husholdningenes effekttopper, som vil si hvor mye energi de forbruker samtidig. Dersom insentivet gjør at husholdninger jevner ut forbruket, kan det forhindre store nettinvesteringer i tiden framover, som både er kostbart og kan kreve større naturinngrep.

Regjeringen har satt et mål om at alle nye personbiler og lette varebiler skal være nullutslippskjøretøy fra 2025 (Samferdseldepartementet, 2021). På vei mot målet har en rekke elbilfordeler blitt implementert, med formål om å gi et insentiv til at husholdninger velger å kjøpe elbil framfor konvensjonelle fossilbiler. Elbilfordelene omfatter både subsidiering av *bruksuavhengige* og *bruksavhengige* avgifter. Ved kjøp av elbil er det fritak fra merverdiavgiften, engangsgiften, omregistreringsavgiften, og redusert trafikksikringsavgift. Ved bruk av elbil er det reduserte, eller fritak fra bomsatser, fergesats og parkeringsavgift. I tillegg har elbiler hatt fri tilgang til kollektivfelt, som i senere tid har blitt moderert av noen kommuner. Finansdepartementet gjorde et anslag på samlet skattefordel for elbiler i skatte- og avgiftssystemet for 2020, og er beregnet til 19,2 milliarder kroner (Det kongelige Finansdepartementet, 2019, s.203-204). Elbilfordelene har gitt en enorm vekst i elbilsalget i

Norge, og i 2021 hadde 65 prosent av førstegangsregistrerte personbiler kun elektrisk motor (Bråthen, 2022).

Veitrafikk er en kjent kilde til eksterne kostnader, i form av kø, globale og lokale utslipp, støy, ulykker og veislitasje (Thune-Larsen, Veisten, Rødseth & Klæboe, 2014, s.7-67). Subsidiering av elbiler kan på den ene siden redusere CO₂-utslipp, som isolert sett reduserer de eksterne kostnadene. På den andre siden kan subsidiering av elbiler gi økte kjørelengder, som isolert sett gir økte eksterne kostnader. Dette kan sees på som en utilsiktet effekt av elbilinsentiver. En annen effekt elbilinsentiver har, som har blitt diskutert i større grad de senere årene, er effekten elbillading har på strømmettet. Norge består av omtrent 100 nettselskap, som har ansvar for å transportere strøm til husholdningene. Hvert nettområde i Norge driftes av ett nettselskap, som har monopol på å eie og drifte strømmettet i området. Nettselskapenes inntekt reguleres av Reguleringsmyndighetene for energi (RME), hvor tillatt inntekt fastsettes årlig. Dersom kostnadsnivået øker, grunnet for eksempel kapitalinvesteringer eller økt drift- og vedlikeholdskostnader, vil tillatt inntekt også øke. I en slikt tilfelle kan elbillading være en kilde til en ekstern kostnad. Som følge av at husholdninger lader sin elbil, øker nettleien til alle husholdningene i nettselskapets område.

Den økte interessen for temaet omfattes både internasjonalt og nasjonalt. Med den elbilveksten Norge har hatt de siste årene, gir det et godt grunnlag for å studere hvilke implikasjoner elbilveksten har for kostnadsnivået i strømmettet.

1.1 Problemstilling

Problemstillingen som besvares i denne oppgaven, er hvilken effekt økt elbiletthet har på kostnader i det lokale distribusjonsnettet. Hypotesen er at når elbilettheten i et område øker, kreves det forsterkninger og utbygging av strømmettet for å imøtekomme den økte effektterspørselen. Hvor sterk denne effekten faktisk er, vil i stor grad være avhengig av lademønsteret. Dersom elbilene lades når det er kapasitet i strømmettet, vil det ikke være nødvendig å forsterke strømmettet for å imøtekomme den økte effektterspørselen. Hvis det derimot er slik at en del av elbileierne lader elbilene simultant, og at det er høy elbiletthet

i området, er det forventet at nettselskap må forsterke nettet for å takle den økte effektterspørselen.

Wangsness og Halse (2021) har gjort en studie hvor de studerer denne problemstillingen, med et datasett for årene 2008-2017. I samarbeid med Transportøkonomisk institutt, kom vi fram til at det er interessant å se på effekten nå som elbilveksten for alvor har satt fart. I oppgaven bruker jeg den metodiske tilnærmingen til Wangsness og Halse som utgangspunkt for analysen. Det har skjedd mye med nettstrukturen i Norge i form av fusjoner siden 2017, som er deres siste år i datasettet. Hovedforskjellen mellom deres datasett og mitt, er at det inkluderer færre nettselskap, men i en lengre tidsperiode. Jeg går også et steg lengre ved å studere sammenhengen mellom elbilettheten og NVE's vurdering av hvor effektivt selskapet driftes.

For å besvare denne problemstillingen, benyttes et paneldatasett som inkluderer 86 nettselskap i perioden 2008-2020. Datasettet inkluderer årlige observasjoner med grunnlagsdata for inntektsrammeberegninger for hvert nettselskap, og overordnet inkluderer det kostnader og kostnadsdrivende faktorer. Med dette datagrunnlaget, er formålet å estimere den kausale effekten økt elbiletthet har på nettselskapets kostnader. Dersom hypotesen stemmer, betyr det at elbilettheten inngår som en kostnadsdrivende faktor som NVE ikke tar hensyn til i sin regulering.

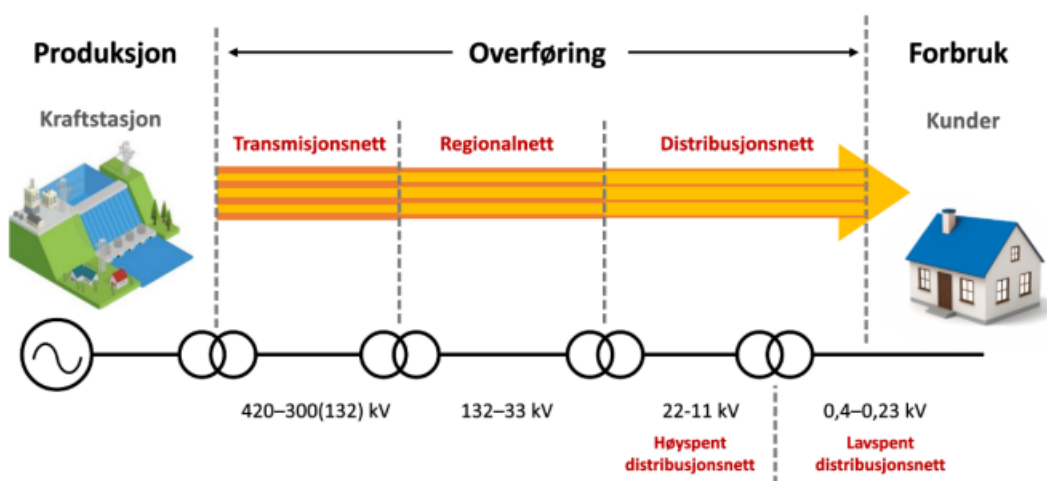
Opgavens inndeling er som følger. Kapittel 2 presenterer institusjonelle rammebetingelser i nettstrukturen, samt en teoretisk modell som illustrerer den nevnte problemstillingen. Kapittel 3 er en litteraturgjennomgang, hvor relevant litteratur presenteres. Kapittel 4 og 5 presenterer henholdsvis datagrunnlaget og metodisk tilnærming. Kapittel 6 presenterer hovedresultatene, og i kapittel 7 gjennomføres flere sensitivitetstester og robustsjekker. I kapittel 8 diskuteres resultatene fra analysen, erfaringer fra seks nettselskap og potensielle politiske implikasjoner. I kapittel 9 gis det en konklusjon av problemstillingen.

2 Teori og institusjonelle rammebetingelser

Både nettstrukturen og reguleringen av nettvirksomhet er kompleks, og i denne delen presenteres rammebetingelsene i markedet. Rammebetingelsene omfatter både hvordan nettstrukturen er bygget opp, og hvordan Reguleringsmyndighetene for energi (RME) regulerer nettselskapene. Til slutt formuleres en modell som illustrerer den potensielle eksterne kostnaden en elbiler påfører de andre husholdningene, i form av høyere nettleie.

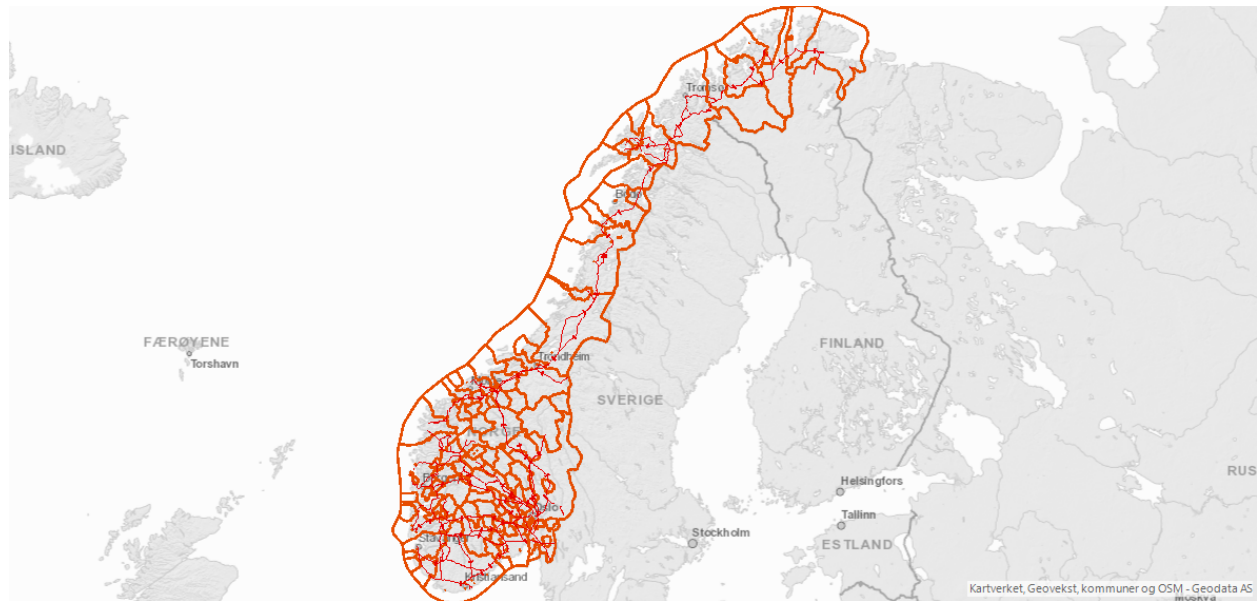
2.1 Nettstruktur

Nettstrukturen i Norge er inndelt i tre nivå: Transmisjonsnett, regionalnettet og distribusjonsnett. Transmisjonsnett driftes hovedsaklig av Statnett, og forbinder produsenter og forbrukere i ulike deler av landet med hverandre. Regionalnettet er nettnivået under transmisjonsnett, og er bindeleddet mellom transmisjonsnett og nettnivået under. Distribusjonsnett er nettet som forsyner sluttbrukerne, herunder husholdninger, tjenesteyting og industri. Spenningsnivået varierer både mellom og innad de ulike nettnivåene. Transmisjonsnett består hovedsaklig av kraftledninger med 300 eller 420 kV, i regionalnettet er normale spenningsnivået mellom 66 og 132 kV, og i distribusjonsnett er spenningsnivået mellom 230 V til 22 kV (Energifakta Norge, 2019b). Nettstrukturen er illustrert i Figur 1.



Figur 1: Nettstruktur i Norge fra produksjon til forbruker.

I oppgaven tar jeg utgangspunkt i det lokale distribusjonsnett, bindeleddet mellom regional-



Figur 2: Inndeling av område-konsesjoner i Norge (NVE, 2022b)

nettet og sluttbrukerne. Innad i distribusjonsnettet skilles det mellom høyspent og lavspenningsnivå, hvor lavspenningsnivå kategoriseres som spenningsnivå under 1 kV, og høyspent som 1 kV og høyere. I distribusjonsnettet transformeres spenningsnivået fra høyspent til lavspenningsnivå før den fordeles til husholdninger, hvor typisk spenningsnivå er 230 V.

2.2 Nettselskap - naturlig monopol

Nettvirksomhet har egenskaper som naturlig monopol, som vil si at det er mest samfunnsøkonomisk lønnsomt med kun én aktør. Dette skyldes at det er knyttet høye kostnader til utbygging av nett, og utbygging krever store naturinngrep. Det er derfor ikke samfunnsmessig rasjonelt å bygge flere konkurrerende nett (Energifakta Norge, 2019a).

For hvert område i Norge, er det altså kun én aktør. Denne aktøren kalles nettselskap, eller område-konsesjonær. Inndelingen av konsesjonsgitte områder i Norge er illustrert i Figur 2. Område-konsesjonærene har løyve til å bygge og drifte distribusjonsnettet med spenning opp til 22 kV innenfor sitt geografisk område.

2.3 Økonomisk regulering av nettselskapene

Basert på økonomisk teori er monopolmakt en kilde til markedsfeil, som gir dødvektstap i form av for høye priser og for lav produksjon. Dette skyldes at monopolisten uten press fra konkurrenter kan trekke ut mer profitt ved å holde lavere produksjon og høyere priser enn det ville vært i et konkurranseutsatt marked, men denne profitten veier ikke opp for nyttetapet hos forbrukerne. Med markedsfeil i markedet for transport av strøm, betyr det høyere nettleie og dårligere kvalitet, eller for få tilknytninger til nettet enn det som er samfunnsøkonomisk optimalt. Siden nettselskapene har monopolmakt, og at monopolmakt isolert sett gir opphav til markedsfeil, blir nettselskapene regulert. Reguleringsmyndighetene for energi, RME, regulerer nettselskapene med formål om at kraft overføres til riktig leveringskvalitet og pris, og at nettet utnyttes og utbygges på en sikker og samfunnsmessig rasjonell måte (RME, 2022).

Regulering av nettselskapenes inntekt gjøres ved at RME fastsetter en tillatt årlig inntekt for hvert enkelt nettselskap. I henhold til forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomhet og tariff er fastsettelsen av inntektsrammen todelt, i form av kostnadsgrunnlag og kostnadsnorm (Lovdata, 1999). Kostnadsgrunnlaget er basert på selskapets faktiske kostnader, og inkluderer:

- Drifts- og vedlikeholdskostnader.
- Avskrivninger på investert nettkapital.
- Bokført verdi på nettkapital.
- Nettap i megawattimer (MWh).
- KILE-beløp. KILE er kvalitetsjusterte inntektsramme ved ikke levert energi.

I beregningen av inntektsrammen, blir kostnadsgrunnlaget tillagt en vekt på 40 %.

Den andre delen av inntektsrammegrunnlaget, kostnadsnormen, gjenspeiler kostnadene til et virtuelt nettselskap som utfører de samme oppgavene som det aktuelle nettselskapet, men som er beregnet til å være gjennomsnittlig effektivt. Kostnadsgrunnlaget er et resultat av en benchmarking-modell basert på en såkalt 'data envelopment analysis' (DEA). Formålet

med kostnadsnormen er å beregne hva kostnadene til nettselskapet burde vært, gitt at nettselskapet drifter, utvikler og utnytter sitt strømmnett gjennomsnittlig effektivt. I beregning av inntektsrammen, blir kostnadsnormen tillagt en vekt på 60 %.

RME varsler inntektsrammer for hvert enkelt år. Ved hver varsel legger de ved et R-script for beregning av inntektsrammer, og en veiledning til beregningene (NVE-RME, 2017). Videre forklarer jeg denne veiledningen på en kortfattet måte. Beregningen av inntektsrammen er inndelt i tre steg.¹

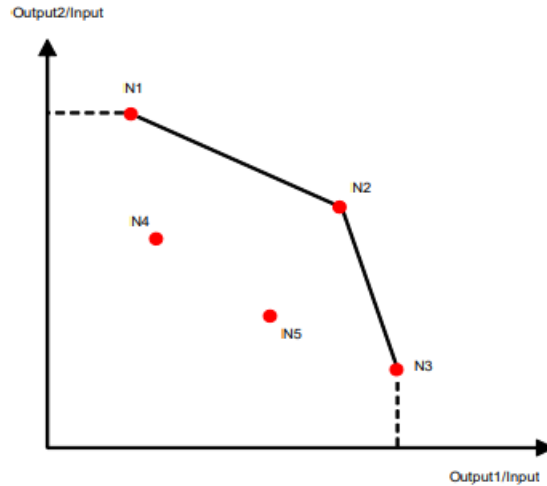
1. Steg 1: Beregning av effektivitetsresultat (DEA-resultat).
2. Steg 2: Korrigere beregningene for ulike rammevilkår som påvirker kostnadene, for eksempel skog, terreng eller temperatur.
3. Steg 3: Kalibrering av kostnadsnorm.

Beregning av DEA-resultat tar utgangspunkt i at selskapene kan bli sammenlignet med et annet selskap ved å se på sammenhengen mellom inputs og outputs. Dersom kostnadene er høye relativt til hvor store oppgaver nettselskapet har, er output/input-brøken relativt lav, vice versa. Figur 3 illustrerer produksjonsmulighetskurven, som er kurven for de mest effektive selskapene. I eksempelet ligger selskap N1, N2 og N3 på produksjonsmulighetskurven, og kategoriseres da som effektive. Produksjonsmulighetskurven er konstruert basert på gjennomsnittsverdier de siste fem årene. Begrunnelsen for dette er at gjennomsnittsverdier gir en mer stabil front enn årlige observasjoner.

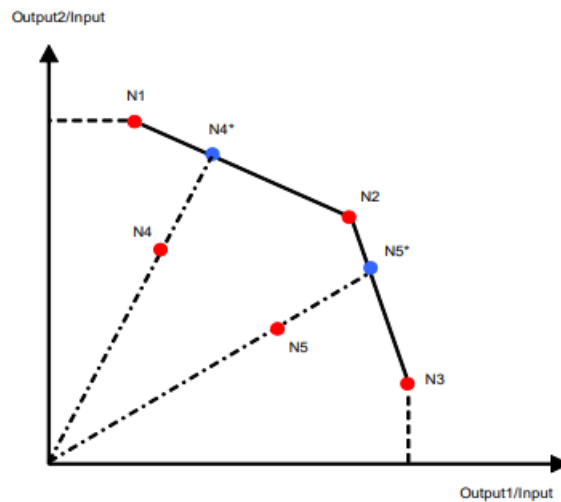
Selskapene N4 og N5 ligger lavere enn produksjonsmulighetskurven de sammenlignes med, og har da et urealisert mulighetsrom. I beregningen av effektivitetsresultat sammenlignes det faktiske forholdet mellom inputs og outputs til selskapene, med det forholdet de burde hatt ved effektiv drift av strømmettet, kalt 'target units'.² Disse er plassert på produksjonsmulighetskurven, og er illustrert i Figur 4 og benevnet som N4* og N5*. Distansen fra origo

¹Disse stegene omfatter beregning av effektivitetsresultat og kostnadsnorm. Kostnadsgrunnlaget, som vektet 40%, er gitt i NVE sin database.

²RME skriver: We can consider the target units as each company's opportunity for improvement.



Figur 3: Illustrasjon av nettselskapenes produksjonsmulighetskurve (NVE-RME, 2017, s.20)



Figur 4: Illustrasjon av avvik fra 'target units' (NVE-RME, 2017, s.21)

til $N4^*$ og distansen mellom origo og $N4$ bestemmer selskapets DEA-resultat. Effektivitetsresultatet ligger mellom 0 % og 100 %, hvor høyere resultat representerer høyere effektivitet.

I det andre steget tas det hensyn til at nettselskap har ulike rammevilkår for drift av strømnettet. Selv med like mange nettkunder, kan det eksempelvis være topografiske faktorer som gjør at et nettselskap har høyere kostnader enn et annet nettselskap. Den nye optimale tilpasningen er konstruert ved å multiplisere nettselskapets geografiske variabler med deres vektleggelse.

Steg tre forsikrer at industrien får dekket totale kostnader, og at de effektive nettselskapene får en rimelig avkastning på sin investerte kapital. Gjennomsnittlig effektivitet etter det andre steget er vanligvis lavere enn 100 %, og den foreløpige kostnadsnormen må derfor justeres opp med et beløp som gjør at dette oppfylles. Kalibreringsbeløpet er differansen mellom bransjens samlede kostnadsgrunnlag og samlet foreløpig kostnadsnorm.

Etter steg tre vil et *gjennomsnittlig* effektivt selskap ha en kostnadsnorm som er tilnærmet lik deres eget kostnadsgrunnlag, og kunne få en avkastning tilnærmet lik NVE's referanserente. Det betyr følgelig at selskaper som er mindre effektive enn et gjennomsnittlig effektivt selskap får lavere avkastning enn referanserenten, og motsatt for selskap som er mer effektive enn et gjennomsnittlig effektivt selskap. Oppsummert er den økonomiske reguleringen utformet slik at nettselskapene får dekket sine kostnader, og slik at nettselskap har insentiv til å drifte strømnettet effektivt, gjennom kostnadsnormen.

På bakgrunn av en hypotese om at vekst i elbiltettheten kan påvirke effektivitetsresultatet til nettselskapet, benyttes DEA-resultat som avhengig variabel i en modellspesifikasjon i analysen.

2.4 Annen regulering av nettvirksomhet

I tillegg til økonomisk regulering, er det noen praktiske reguleringer som nettselskapene må følge. Nettselskapene har en plikt til å tilby alle som ønsker det tilgang til nettet. Denne reguleringen omfattes av tilknytningsplikten, men gjelder hovedsaklig kraftprodusenter og større uttakskunder (NVE, 2015b). For ordrinære forbrukskunder er det leveringsplikten som inntreffer, og innebærer at nettselskapene har plikt til å tilknytte nye kunder nettet, og levere elektrisk energi til forbrukskundene. Leveringsplikt kan overordnet deles inn i to sammenhenger. Den første sammenhengen er den som er beskrevet, som gjelder plikt til å levere energi til kunder uavhengig av kundens valg av kraftleverandør, og den andre sammenhengen gjelder levering av strøm til kunder som ikke har avtale med en kraftleverandør. Leveringsplikten innebærer i den andre sammenhengen at nettselskapet i en gitt periode i praksis både er nettselskap og kraftleverandør (NVE, 2015c).

Dersom den nye tilknytningen utløser investeringer i nettet, har nettselskapet anledning til å kreve anleggsbidrag fra nye nettkunder. Anleggsbidrag kan også kreves dersom forbrukerkunder får økt kapasitet eller bedre kvalitet. NVE beskriver formålet med anleggsbidraget som todelt. Det ene formålet er å synliggjøre kostnadene ved en ny tilknytning, forsterkning eller forbedring av en eksisterende tilknytning. Kunden(e) som utløser de nye investeringene, skal dekke inntil 100 % av de nødvendige anleggskostnadene. Det andre formålet er å fordele kostnadene mellom kunden(e) som utløser investeringen, og nettselskapets øvrige kunder (NVE, 2015a).

For å gi en illustrasjon av hvordan anleggsbidrag fungerer i praksis, kan det trekkes frem et eksempel. Nettselskapet må først beregne kostnadsgrunnlaget ved investeringen, og kostnadsgrunnlaget skal deretter multipliseres med kundens andel for å finne anleggsbidraget. Dersom en kunde ønsker 500 kW høyere kapasitet, og nettselskapet øker kapasiteten med 2 MW, blir kundens andel 25 %. Kunden skal da betale 25 % av den beregnede anleggskostnaden. De gjenværende kostnadene finansieres av de øvrige nettkundene, som tilsvarer 75% i dette eksempelet.

En ytterligere regulering som skal sikre god kvalitet av monopolistens produkt, er en forskrift om leveringskvalitet. Leveringskvalitetsforskriften sier at alle nettselskap kontinuerlig skal måle spesifiserte spenningskvalitetsparametri i ulike karakteristiske nettanlegg (NVE, 2013).

Som tidligere forklart gir monopolmakt opphav til markedsfeil, i form av for høy pris og for lavt kvantum eller for dårlig kvalitet. Den økonomiske reguleringen gjør at prisen blir regulert, mens den tekniske reguleringen gjør at produktkvaliteten og tilbudet blir regulert. Denne typen regulering ivaretar samfunnets interesser, og bidrar til at monopolmakten ikke går på bekostning av konsumentoverskuddet.

2.5 Nettleie

Nettleie er prisen husholdingene må betale for å få overført strøm til husholdningen. Formålet med nettleien er at den skal dekke nettselskapets totale kostnader for transport av elektrisk energi. Utformingen av nettleie er ulik for nærings- og husholdningskunder. For husholdningskunder er det to ledd i nettleien: fastledd (kr/mnd) og energiledd (øre/kWh). Fastleddet er et fast beløp som husholdningene betaler til nettselskapet per måned, uavhengig av strømforbruket. Energileddet er et variabelt ledd, som avhenger av hvor høyt strømforbruk husholdningen har i en gitt måned.

Næringskunder, kategorisert som anlegg som trekker 100 000 kWh eller mer per år, kan i tillegg ha et effektledd (Verlo, Fladen & Sira, 2020, s.26). NVE har ikke én bestemt beregningsmetode for effektleddet, og dermed varierer beregningen noe fra nettselskap til nettselskap. Normalt beregnes effektleddet basert på den timen i måneden med høyest effektuttak. Formålet med effektleddet, og nettleien generelt, er at prisen skal reflektere de faktiske kostnadene ved overføring av strøm. Dersom et anlegg forbruker mye strøm på samme tid, vil det belaste strømmettet i større grad. Ved svært høye effektuttak kan det være tilfeller hvor strømmettet må utbygges eller forsterkes, som er argumentet for at nettleien bør ta hensyn til denne belastningen gjennom et prissignal. Samme argumentasjon er blitt brukt om den nye nettleiemodellen for husholdningskunder. Når husholdningskunder belaster strømmettet mye på én gang, bør dette prises gjennom effektleddet, for å stille forbrukeren over den faktiske kostnaden de påfører strømmettet.

2.6 Teoretisk modell

For å samle de ulike teoridelene, kan mekanismen formuleres som en modell. Den teoretiske modellen skal vise hvordan økt elbiletthet påvirker nettselskapenes kostnader, som videre påvirker inntektsrammen, og til slutt slår ut i en endring i nettleien.³ Modellen skal også vise at det er et avvik mellom den kostnaden som den enkelte husholdningen står overfor ved å lade en ekstra elbil, og den totale kostnaden for husholdningene i nettselskapets område.

³Merk at modellen ikke tar hensyn til hvordan elbiletthet påvirker effektivitetsresultat. Den illustrerer kun den potensielle kostnadseffekten.

Først ønsker jeg å gi en beskrivelse av mekanismene som kan ligge bak.

Som forklart i kapittel 2.3, er inntektsrammen for hvert år bestemt av NVE. Den tillatte inntekten til nettselskapene bestemmer hvor høy samlet nettleie blir for nettselskapets kunder. Dersom inntektsrammen øker, vil det for et gitt antall nettkunder bli en høyere gjennomsnittlig nettleie, vice versa. Det er nettopp denne mekanismen som gjør at høyere elbiletthet kan medføre en økning i inntektsrammen, som i neste omgang slår ut i økt nettleie for husholdningene. Mer konkret kan denne mekanismen forklares i noen steg.

1. Elbilandelen øker i et boligområde.
2. Husholdninger vil lade deres elbil ved 3.6-7.2 kW, og dermed øker effektterspørselen.
3. Med en viss størrelse på elbilettheten og et visst simultant lademønster for husholdningene, vil det eksisterende strømmettet, som inkluderer transformatorer og strømkabler, bli overbelastet.
4. På grunn av overbelastning investerer nettselskapet i høyere kapasitet. Kostnadene ved en slik investering vil være avhengig av om hvilke komponenter som må forsterkes/byttes ut, hvor mye høyere kapasitet som kreves, om den nye transformatorer passer det gamle transformatorbygget, kostnadene ved graving etc.
5. De nye investeringene øker nettselskapets kapitalmengde, som i neste omgang øker inntektsrammen for nettselskapet. Når inntektsrammen øker, betyr det at nettselskapet kan kreve høyere nettleie fra sine nettkunder, og denne økningen slår ut for alle husholdningene i området.

I denne teoretiske modellen antas det at antall elbiler påvirker kostnadene på samme tidspunkt, og at kostnadene påvirker inntektsrammen for det samme tidspunktet. Den første antakelsen kan stemme, men for eksempel kan investeringer for å forsterke strømmettet forekomme i forkant eller i etterkant av økningen i antall elbiler. Den siste antakelsen er kun en forenkling, siden inntektsrammen beregnes basert på historiske kostnadsdata. Symbolforklaring er presentert i Tabell 1.

Tabell 1: Variabelbeskrivelse - teoretisk modell

N - Nettleie	numEV - Antall elbiler
F - Fastledd	sub - Nett kunder
E^f - Energiforbruk målt i kWh	ss - Nettstasjoner
c^E - Kostnad per kWh	hv - Km høyspentkabler
RC - Inntektsramme	c_i - Kostnadskomponenter

Nettleien er gitt ved likning 2.1.

$$N_{ijt} = F_{jt} + E_{it}^f * c_{jt}^E \quad (2.1)$$

Og sier at nettleien for husholdning i , tilknyttet nettselskap j ved tid t , er avhengig av nettselskapets fastledd, husholdningens forbruk, og nettselskapets pris per kWh forbruk. Både fastleddet og energiprisen er en funksjon av nettselskapets inntektsramme, og uttrykkes som likning 2.2 og 2.3.

$$F_{jt} = F_{jt}(RC_{it}) \quad (2.2)$$

$$c_{jt}^E = c_{jt}^E(RC_{it}) \quad (2.3)$$

Inntektsrammen er en funksjon av de ulike faktorene som påvirker nettselskapets kostnader, samt effektivitetsresultat. Jeg ser i dette tilfellet bort fra effektivitet, og ser kun på real-kostnader. De ulike kostnadskomponentene er videre avhengig av kostnadsdrivende faktorer, herunder antall abonnenter, antall nettstasjoner, kilometer høyspentkabler, antall elbiler, og faktorer som påvirker nettselskapets rammevilkår, for eksempel topografiske faktorer. Inntektsrammen uttrykkes videre som likning 2.4.

$$RC_{jt} = RC_{jt}(\mathbf{X}(\mathbf{Y})) \quad (2.4)$$

Hvor \mathbf{X} og \mathbf{Y} er henholdsvis vektorer med kostnadskomponenter og kostnadsdrivende faktorer. Inntektsrammen er en funksjon av kostnadskomponentene, og verdien til kostnadskomponentene er en funksjon av de kostnadsdrivende faktorene. Vektorene er uttrykt i likning 2.5 og 2.6.⁴

$$\mathbf{X} = (c_1, c_2, \dots, c_k) \quad (2.5)$$

⁴Vektor \mathbf{X} er et sett med kostnadskomponenter, hvor k er antall komponenter. Mer spesifikt er disse variablene beskrevet i kapittel 2.3, og variabelnavnene er beskrevet i Tabell 3.

$$\mathbf{Y} = (sub, ss, hv, numEV, \mathbf{Z}) \quad (2.6)$$

Vektoren \mathbf{Z} i likning 2.6 er et sett med faktorer som påvirker nettselskapets rammevilkår i beregningen. Videre kan det argumenteres for at husholdningens energiforbruk er en funksjon av om husholdningen eier en elbil eller ikke, uttrykt i likning 2.7.

$$E_{it}^f = E_{it}^f(numEV_{it}, \mathbf{I}) \quad (2.7)$$

Hvor \mathbf{I} fanger opp andre faktorer som påvirker husholdningens energiforbruk, eksempelvis inntekt og antall individ i husholdningen. Ved å sette inn likning 2.2, 2.3, 2.4 og 2.7 i likning 2.1, uttrykkes nettleien som likning 2.8

$$N_{ijt} = F_{jt}(RC_{jt}(\mathbf{X}(\mathbf{Y}))) + E_{it}^f(numEV_{it}, \mathbf{I}) * c_{jt}^E(RC_{jt}(\mathbf{X}(\mathbf{Y}))) \quad (2.8)$$

For å uttrykke en funksjon for hva som skjer med nettleien for husholdning i , når antall elbiler i nettselskap j øker, kan likning 2.8 deriveres mhp. $numEV_{jt}$, som matematisk er uttrykt i likning 2.9.

$$\begin{aligned} \frac{\partial N_{ijt}}{\partial numEV_{jt}} &= \frac{\partial F_{jt}}{\partial RC_{jt}} * \frac{\partial RC_{jt}}{\partial \mathbf{X}} * \frac{\partial \mathbf{X}}{\partial numEV_{jt}} * \Delta numEV_{jt} \\ &+ E_i^f \left[\frac{\partial c_{jt}^E}{\partial RC_{jt}} * \frac{\partial RC_{jt}}{\partial \mathbf{X}} * \frac{\partial \mathbf{X}}{\partial numEV_{jt}} \right] * \Delta numEV_{jt} \end{aligned} \quad (2.9)$$

Dersom $\frac{\partial \mathbf{X}}{\partial numEV_{jt}} > 0$, betyr det at økt antall elbiler påvirker én eller flere kostnadskomponenter positivt. Når denne sammenhengen holder, vil økt antall elbiler slå ut i høyere inntektsramme for nettselskap j , som igjen slår ut i økt nettleie for husholdning i , uttrykt ved at $\frac{\partial N_{ijt}}{\partial numEV_{jt}} > 0$, alt annet likt. Den økte nettleien vil slå ut gjennom økt fastledd, og eller økt energipris, men det er nettselskapet som selv bestemmer hvordan de vil strukturere nettleien for å hente inn den tillatte inntekten.

Husholdningen som er modelert nå, har ikke økt elbilflåten i sin husholdning, men får økt nettleiekostnad som følge av at nettselskapet får en større elbilflåte i sitt område, gitt at $\frac{\partial \mathbf{X}}{\partial numEV_{jt}} > 0$. Dersom husholdning i kjøper og lader én ekstra elbil, kan nettleieeffekten for

denne husholdningen uttrykkes som likning 2.10.

$$\begin{aligned} \frac{\partial N_{ijt}}{\partial numEV_{it}} &= \frac{\partial F_{jt}}{\partial RC_{jt}} * \frac{\partial RC_{jt}}{\partial \mathbf{X}} * \frac{\partial \mathbf{X}}{\partial numEV_{jt}} \\ &+ E_i^f \left[\frac{\partial c_{jt}^E}{\partial RC_{jt}} * \frac{\partial RC_{jt}}{\partial \mathbf{X}} * \frac{\partial \mathbf{X}}{\partial numEV_{jt}} \right] \\ &+ \frac{\partial E_{it}^f}{\partial numEV_{it}} * c_{jt}^E(RC_{jt}(\mathbf{X}(\mathbf{Y}))) \end{aligned} \quad (2.10)$$

Forskjellen mellom likning 2.9 og 2.10 er det siste leddet, som representerer husholdning i sin økte nettleie som følge av den direkte effekten av økt energiforbruk etter kjøp av én ekstra elbil. Jeg antar at alle andre husholdninger er like, med unntak av valget om å eie elbil(er), slik at de to første leddene kan representeres som λ_1 og λ_2 , uttrykt i likning 2.11 og 2.12.

$$\lambda_1 = \frac{\partial F_{jt}}{\partial RC_{jt}} * \frac{\partial RC_{jt}}{\partial \mathbf{X}} * \frac{\partial \mathbf{X}}{\partial numEV_{jt}} \quad (2.11)$$

$$\lambda_2 = E_i^f \left[\frac{\partial c_{jt}^E}{\partial RC_{jt}} * \frac{\partial RC_{jt}}{\partial \mathbf{X}} * \frac{\partial \mathbf{X}}{\partial numEV_{jt}} \right] \quad (2.12)$$

Nettleieeffekten for de øvrige husholdningene av at husholdning j kjøper og lader én ekstra elbil, er da gitt ved likning 2.13.

$$\frac{\partial N_{ijt}}{\partial numEV_{it}} = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (2.13)$$

Og den totale eksterne kostnaden som husholdningen som kjøper elbil påfører de andre husholdningene i nettselskap j sitt område, er gitt ved likning 2.14.

$$\sum_{i=1}^{sub_{jt}-1} \frac{\partial N_{ijt}}{\partial numEV_{it}} = \sum_{i=1}^{sub_{jt}-1} \lambda_1 + \sum_{i=1}^{sub_{jt}-1} \lambda_2 \quad (2.14)$$

Likning 2.14 representerer den eksterne kostnaden som husholdningen som kjøper en elbil påfører de andre husholdningene i nettselskapets område, og denne er som tidligere positiv gitt at $\frac{\partial \mathbf{X}}{\partial numEV_{jt}} > 0$, som betyr at $\lambda_1 > 0$ og/eller $\lambda_2 > 0$. Det siste leddet i likning 2.10 uttrykkes som λ_3 , uttrykt i likning 2.15.

$$\lambda_3 = \frac{\partial E_{it}^f}{\partial numEV_{it}} * c_{jt}^E(RC_{jt}(\mathbf{X}(\mathbf{Y}))) \quad (2.15)$$

Husholdningen som kjøper en elbil vil oppleve en økt kostnad som er gitt ved $\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3$, og til sammenligning er den totale kostnadsøkningen gitt ved likning 2.16.

$$\sum_{i=1}^{sub_{jt}} \frac{\partial N_{ijt}}{\partial numEV_{it}} = \sum_{i=1}^{sub_{jt}} \lambda_1 + \sum_{i=1}^{sub_{jt}} \lambda_2 + \lambda_3 \quad (2.16)$$

Denne teoretiske modellen viser hvordan antall elbiler hypotetisk kan påvirke nettselskapets kostnader, som i neste omgang slår ut i økt nettleie. Denne kostnadseffekten er en ekstern kostnad, siden elbileieren påfører de andre nettkundene en økt kostnad i form av høyere nettleie. For å teste denne hypotesen, kan det tas utgangspunkt i sammenhengen i funksjonen $\mathbf{X}(\mathbf{Y})$. Dersom økt antall elbiler, som fanges opp av vektoren \mathbf{Y} , øker én eller flere kostnadskomponenter, som fanges opp av vektoren \mathbf{X} , vil hypotesen om at økt elbiletthet fører til økt nettleie, alt annet likt, holde. Denne hypotesen testes i analysedelen.

3 Litteratur

I denne delen presenteres relevant litteratur som ser på liknende problemstilling. Den faglige tilnærmingen er ulik på tvers av studiene som presenteres, hvor noen er ingeniørteknisk rettet, og andre er økonomisk rettet. Det presenteres også studier som kombinerer begge disse. Overordnet gir tidligere litteratur uklare konklusjoner om hvilken effekt elbiletthet har på kostnader i det lokale distribusjonsnett, og det avhenger i stor grad av lademønsteret til elbileierne. Det har vært økende interesse for problemstillingen, og spesielt har Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) gjennomført flere studier som ser på utviklingen i Norge. I denne delen presenteres litteratur fra NVE, samt andre relevante studier som omfatter elektrifisering av personbiler.

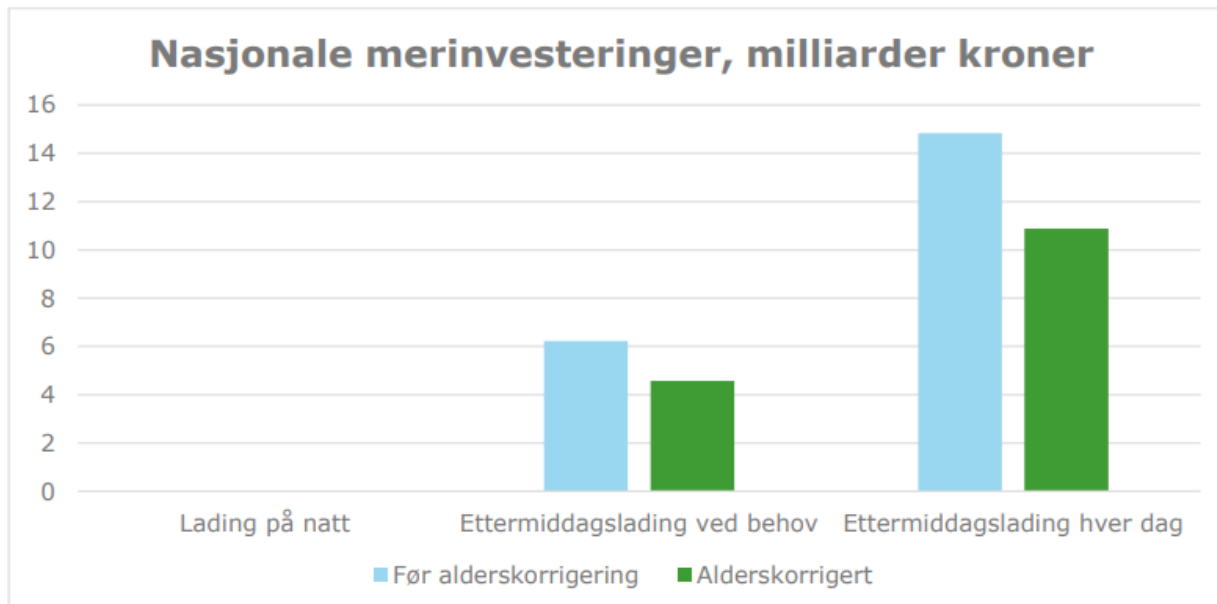
NVE sine rapporter indikerer at veksten i elbilandelen kan gi utfordringer i deler av det lokale distribusjonsnett. I en rapport i 2016, studeres elbilenes betydning for strømnettet, hvor de tok utgangspunkt i Regjeringens mål om at alle nye personbiler som selges fra 2025 skal være nullutslippskjøretøy (Skotland, Eggum & Spilde, 2016). Med daværende prognoser for vekst i bilparken ble det tatt utgangspunkt i at det i 2030 vil være 1,5 millioner elbiler. I et slikt scenario beregnet NVE at det vil gi et økt strømforbruk på omtrent 4 TWh, som da tilsvarte en økning på 3 prosent av Norges strømforbruk. Basert på målinger og spørreundersøkelser gjorde NVE forutsetninger for husholdningenes lademønster av elbil, for å kartlegge hvor stor belastning elbillading vil ha på strømnettet. I rapporten konkluderer de med at den gjennomsnittlige belastningen fra elbillading er lav, og resultatene viser at strømnettet i Norge vil tåle en forholdsvis stor elbilandel. De trekker på den andre siden frem

et potensielt problem, som er en situasjon hvor mange husholdninger lader elbilen samtidig i ett område.

I en annen rapport fra NVE studerer de samlet effektøkning mot 2030, hvor de inkluderer elektrifisering av personbiler, busser og ferger (Spilde & Skotland, 2015). De ser i denne rapporten kun på overbelastning i regionalnettet, ikke i det lokale distribusjonsnettet. Den estimerte økningen i effektbehov dersom alle effektbehov inntreffer samtidig er 2200 MW fra 2017 til 2030. Til sammenligning var det høyeste effektuttaket tilbake til 2016, og da var effektuttaket 24 485 MWh/h. Elbillading er beregnet til å utgjøre 1420 MW av det økte effektbehovet. Basert på nettselskapenes analyse av NVE's beregninger av effektbehovet, finner de kun en marginal effekt av elbillading på overbelastning i regionalnettet.

I en rapport gjennomført av Det Norske Veritas (DNV) på oppdrag av NVE, studerer de gevinster ved koordinert lading av elbiler (DNV, 2019). Formålet er å se på hva kostnadene i strømmettet vil bli over tid i ulike scenarioer. De tar utgangspunkt i en fremskriving av antall elbiler frem mot 2040, og ser på hvordan den økte elbilandelen vil slå ut i økt effektterspørsel. For å estimere den økte effektterspørselen har de tatt utgangspunkt i en modell for effektterspørsel utviklet av Pöyry: Peak Load Demand Model. Basert på effektbehovet i 2040 har de vurdert hvor mange komponenter i nettområdene som er for små, og hvor mye større kapasitet som må bygges ut. Videre er denne kapasitetsøkningen koblet til kostnader for de ulike komponentene, basert på kostnadskataloger for nettanlegg (REN). De nasjonale merinvesteringskostnadene i tre ulike scenarioer er presentert i Figur 5, og illustrerer at resultatet avhenger i stor grad av hvilket scenario som inntreffer.

Resultatene indikerer at dersom alle husholdninger som eier en eller flere elbiler lader om natten, vil det ikke føre til betydelige investeringsbehov i det lokale distribusjonsnettet. Søylen for ettermiddagslading ved behov og for hver dag, representerer gevinsten ved å flytte all lading til natten. Dersom alle lader på ettermiddagen hver dag, har DNV estimert økte investeringer til 15 milliarder kroner før alderskorreksjon. Alderskorreksjonen er inkludert for å ta hensyn til at komponenter i det lokale distribusjonsnettet må skiftes ut uavhengig av elektrifiseringen av transportsektoren, og de tar utgangspunkt i at en tredel av nettet uansett



Figur 5: Nasjonale merinvesteringer som følge av økt elbilandel i perioden 2019-2040, målt i milliarder kroner (DNV, 2019).

skiftes. Etter denne alderskorreksjonen er det anslått at merkostnaden vil være 11 milliarder kroner. Basert på DNV sin usikkerhetsanalyse, der de går gjennom faktorer som kan føre til over- eller underestimering, konkluderer de med at kostnadene trolig er underestimert.

Anastasiadis m.fl. studerte liknende scenarioer som DNV, men uten fokus på de økonomiske konsekvensene (Anastasiadis, Kondylis, Polyzakis & Vokas, 2019). Scenarioene skiller spesifikt på om ladingen er 'dum' eller 'smart', og hvor mange elbiler som lades i et område. Målet de bruker på belastningen er spenningsavvik. Dersom spenningsavviket er høyt, indikerer det at strømnettet krever forsterkninger. Konklusjonene er merkbart like som DNV sine, og innebærer at ved smart lading, vil ikke strømnettet oppleve spenningsavvik. Derimot vil dum lading føre til høye spenningsavvik som overstiger de aksepterte verdiene, selv ved en lav elbiletthet.

I en rapport fra AFRY (2021),⁵ hvor de ser på hvilket ansvar nettselskapene skal ha i elektrifisering av transportsektoren, trekker de frem utfordringer knyttet til økt elbiletthet.

⁵AFRY er et svensk teknisk konsultentselskap.

AFRY snakket med flere interessenter, som omfatter både nettselskap og aktører som bygger ut ladeinfrastruktur. Nettselskapene oppgir å oppleve en stor pågang for å tilknytte og tilrettelegge for nytt elforbruk i transportsektoren, men har begrenset mulighet for å håndtere alt. Et av nettselskapene beskriver at det har begynt å oppstå kapasitetproblemer i lavspentnettet i enkelte boligområder på grunn av elbiler. Rapporten fokuserer ikke i stor grad på hvilke kostnadseffekter det har for hvert enkelt område, men de fokuserer i større grad hvordan disse faktorene påvirker nettselskapenes effektivitetsresultat i beregning av inntektsrammen. I den sammenhengen trekker de frem at nettselskap med stor vekst i antall elbiler vil kunne oppleve å bli evaluert som mindre effektive, relativt til de med lav vekst i antall elbiler. De argumenterer videre for at antall elbiler bør være en av oppgavevariablene som RME bør vurdere i effektivitetsmodellen, for å fange opp at nettselskapene har ulike type kunder. Funnet som er verdt å ta med seg fra denne rapporten, er nettselskapenes bekreftelse på at vekst i elbilparken gir utfordringer i strømmettet.

Interesseorganisasjonen eurelectric⁶ skrev en rapport hvor formålet var å avkrefte at det lokale distribusjonsnettet er en barriere for elbilpenetrasjonen i Europa (Eurelectric, 2021). Eurelectric legger vekt på at investeringskostnadene er lave i forhold til andre kostnadsdrivere. Det er forventet at europeiske nettselskap må investere mer enn tidligere i tiden framover, som følge av økt strømforbruk, befolkningsvekst, og gamle komponenter. De skriver at europeisk distribusjonsnett krever investeringer på 25-30 milliarder euro innen 2030, for å legge til rette for mobilitet og ladeinfrastruktur. I følge eurelectric sine beregninger tilsvarer dette 8 % av totale investeringskostnader, hvor modernisering står for 25 % av investeringene, og elektrifisering av bygninger og industri står for 19 %. De skriver videre at dette indikerer at det europeiske distribusjonsnettet har kapasitet til å integrere majoriteten av det økte effektbehovet frem for 2030. Investeringer knyttet til modernisering og andre faktorer, kan sees på som det kontrafaktiske behovet dersom salget av elbiler hadde stoppet opp.

Alle de presenterte studiene og rapportene er fremoverskuende og baseres på framskrivninger av elbilandelen og følgelig kostnader. Studien som er mest relevant for denne master-

⁶Eurelectric er en bransjeforening som representerer elektrisitetsindustrien på europeisk nivå, og tilknyttede selskaper på flere andre kontinenter.

oppgaven, er en studie gjennomført av Wangsness og Halse (2021), hvor de bruker realdata i perioden 2008-2017 for å studere hvordan kostnadene i det lokale distribusjonsnettets påvirkes av elbilettheten. Som nevnt i innledningen, benyttes samme metodiske tilnærming i denne avhandlingen. Resultatene tilsier at elbilettheten både har en statistisk og økonomisk signifikant effekt på nettselskapenes kostnader, hvor 1% økning i antall elbiler gir en forventet kostnadsøkning på 0.018%. En slik prosentvis økning vil tilsvare en kostnadsøkning på rundt 10 000 norske kroner per elbil for et median-nettselskap. En økning i antall elbiler har derimot svært sterke heterogene effekter. For nettselskapet med flest elbiler i sitt område, indikerer punkttestimatet en kostnadsøkning på 600 norske kroner per elbil. Konklusjonen er at økning i antall elbiler i området til små nettselskap har en betydelig sterkere effekt på kostnadene enn for større nettselskap.

4 Data

I denne delen presenteres datagrunnlaget som har blitt brukt i analysen, som overordnet er inndelt i to. For å studere effekten elbilettheten har på nettselskapenes kostnader, har jeg benyttet data som inkluderer grunnlagsdata for nettselskapene, og antall elbiler på nettselskapsnivå. Med dette datagrunnlaget har det blitt konstruert et paneldatasett, som følger de samme nettselskapene i perioden 2008-2020. I kapittelet forklares datasettene som har blitt satt sammen, og hvordan relevante variabler har blitt beregnet. Til slutt presenteres deskriptiv statistikk for variablene i datasettet.

4.1 Grunnlagsdata for kostnadsberegninger

NVE publiserer årlige inntektsrammer på deres nettsider, som nevnt i seksjon 2.3. Ved å kjøre R-scriptet for hvert år kan man sammenstille dette datasettet til en tidsserie. Jeg har fått tilsendt en samlet oversikt over datagrunnlag for inntektsrammeberegninger fra NVE, som omfatter perioden 2008-2020. Datagrunnlaget inneholder data for 101 nettselskap, men to selskap har kun observasjoner for årene 2016 til 2020.

I grunnlagsdataen er det inkludert 64 variabler som brukes i beregningen av inntektsrammen.

Variablene som er observert kan deles inn i tre kategorier:

1. Kostnadsvariabler: Variabler som fanger opp ulike type kostnader.
2. Oppgavevariabler: Variabler som fanger opp størrelsen på nettselskapets oppgaver.
3. Rammevilkår-variabler: Variabler som fanger opp at nettselskap har ulike forutsetninger for å drifte strømnettet.

Datasettet inneholder variabler på alle tre nettnivåene, og når kun variabler for det lokale distribusjonsnettet inkluderes, gjenstår 31 variabler. Av disse har jeg kategorisert 14 av variablene som kostnadsvariabler, 3 som oppgavevariabler, og 14 som rammevilkår-variabler.

Siden 2008 har det vært flere sammenslåinger av nettselskaper og navneendringer. Navneendringene kommer i stor grad av at NVE krevde at delen av selskapet som driver med nett og delen som driver med strømvtaler skal ha ulike navn. De selskapene som er slått sammen, eksempelvis Hafslund Nett og Eidsiva Nett, blir behandlet som sammenslått i hele tidsperioden. Navneendringer behandles ved at organisasjonsnummeret er likt i hele perioden, og dermed egner organisasjonsnummeret seg til å bli brukt som en unik ID.

4.2 Antall elbiler på kommunenivå

Statistisk sentralbyrå (SSB) publiserer oppdaterte tall på antall elbiler på kommunenivå hvert år. I tidsserien 2008-2020 har jeg hentet inn data på antall elbiler for hver kommune, fra statistikktabell 07849 (SSB, 2021). På grunn av at kommunesammenslåing har vært omfattende i denne perioden, har SSB behandlet dagens kommuner som sammenslått i hele tidsserien.⁷ Jeg behandler derfor også kommunene som sammenslått i analysen. Totalt observeres det 359 kommuner i perioden på 13 år, som indikerer at det er 4 667 observasjoner i dette datasettet

⁷Hvordan sammenslåtte tidsserier benyttes er beskrevet i lenken: <https://www.ssb.no/statbank/hvordan-bruke-statistikkbanken/hvordan-ivareta-historikken-med-ny-kommune-og-fylkesstruktur>

4.3 Antall elbiler på nettselskapsnivå

For å aggregere opp antall elbiler på kommunenivå opp til nettselskapsnivå, har jeg brukt programvaren ArcGis. ArcGis er et geografisk informasjonssystem, og når man fører ArcGis med ulike kart, kan grensene fra kartene overlappes. Samme metode ble brukt av Orea, Alvarez og Jamasb i en effektivitetsanalyse av nettselskap med en spatial økonometrisk metode (Orea, Álvarez & Jamasb, 2018). I ArcGis, nærmere bestemt ArcMap, har jeg koblet kommunegrenser med grenser for områdekonsesjonær. I Norge er det ikke slik at det alltid er kun et nettselskap som eier og drifter nettet i én kommune. For eksempel kan det være et nettselskap som drifter nettet i 90 prosent av kommunens areal, og et annet nettselskap som drifter de øvrige 10 prosentene. Ved å kombinere kommunekart fra GeoNorge (2021), og kart over områdekonsesjonærer fra NVE (2021), gir programvaren oversikt over hvilke nettselskap som drifter nettet i kommunen, og hvor stort areal nettselskapet drifter i kommunen. Videre koblet jeg beregningen av areal for områdekonsesjonærene med kommunenes totale areal, med formål om å beregne andel areal i prosent.

Et eksempel på en kommune som driftes av flere nettselskap er illustrert i Tabell 2. Arendal har to områdekonsesjonærer som eier og drifter nett i kommunen, men Agder Energi Nett drifter tilnærmet 100 prosent av nettet i kommunen. Asker har tre områdekonsesjonærer, hvor Hurum Nett AS er det dominerende nettselskapet.

Kommune/Nettselskap	Andel areal
Arendal	1
Agder Energi Nett AS	0.9998
Fiven Norge AS	0.000015
Asker	1
Elvia AS	0.245
Hurum Nett AS	0.487
Norgesnett AS	0.27

Tabell 2: Eksempel på kommuner med flere områdekonsesjonærer.

Antall elbiler er aggregert opp til nettselskapsnivå ved å anta at andel område med nettkonnesjon i kommunen er representativt for andel elbiler som lades i nettselskapets område. I eksempelet for Asker fra Figur 2, vil Elvia AS bli tilegnet i overkant av 24 % av elbilene hvert år i Asker kommune, Hurum Nett AS vil bli tilegnet i underkant av 49 %, og Norgesnett AS vil bli tilegnet i underkant av 27 %. Denne antakelsen gir opphav til potensielle målefeil i datasettet, siden det kan hende at antakelsen er feilaktig. For eksempel kan et nettselskap drifte et område som ikke dekker husholdningskunder. Dette er likevel ikke en stor bekymring, på bakgrunn av at 90 prosent av kommunene har et nettselskap som drifter minst 95 prosent av kommunearealet.

I dette datasettet er det observert 134 nettselskap i 2022. Blant disse er det ulike eiertyper, og det er kun de selskapene som drifter i det lokale distribusjonsnett som er av interesse. Etter å ha ekskludert de selskapene som har eiertype kategorisert som industri, kraftverk, næringspark og samferdsel, står jeg igjen med 90 nettselskaper som drifter det lokale distribusjonsnett. Antall selskap fra kartdatasettet avviker dermed fra grunnlagsdatasettet.

4.4 Sammenslåing av datasettene

Ved å bruke organisasjonsnummeret som unik ID, har jeg koblet datasettene som er beskrevet i seksjonene tidligere. Antall elbiler aggregert opp fra kommunenivå til nettselskapsnivå, er kombinert med datasettet for grunnlagsdataen. Det er 80 nettselskap som i utgangspunktet matcher i de to datasettene, som vil si at det er 10 uobserverte nettselskap fra ArgGis-datasettet. Bakgrunnen for dette avviket, er i utgangspunktet at kartdataen er data fra 2022, og grunnlagsdataen er fra 2020. NVE sin endring i loven om selskapsnavn, gjelder fra 2021, og dermed skjedde det flere endringer etter grunnlagsdataen er ferdigstilt. I kartdataen har ikke organisasjonsnummeret fulgt alle selskaper som har endret navn videre, og det har derfor blitt gjort manuelt arbeid der jeg først har sjekket hvilke selskap som avviker i de to datasettene. Deretter har jeg sjekket historikken til de nettselskapene som er registrert som avvik. Her har selskapenes nettsider blitt benyttet for å se hva selskapets navn var tidligere, og om det kun er en navneendring eller sammenslåing med andre nettselskap. For de nettselskapene som kun har endret navn, har organisasjonsnummeret blitt endret til en felles ID.

Seks av de ti nettselskapene har hatt en navneendring uten at organisasjonsnummeret har fulgt dem videre. Jeg har dermed gitt dem en unik ID som matcher i de to datasettene. En oversikt over disse selskapene ligger i Tabell A5 i Appendiks. Etter å ha gitt disse nettselskapene en matchende unik ID, inneholder datasettet 86 nettselskap. Det er disse 86 nettselskapene som følges i en 13-års periode.⁸

4.5 Variabler

Variablene som brukes i analysen, er kort beskrevet i Tabell 3. Variablene er inndelt i tre kategorier, hvor kategori (a) er kostnadsvariabler, (b) er oppgavevariabler, og (c) er rammebetingelse-variabler.

4.5.1 Beregning av variabler

I denne delen går jeg gjennom hvordan jeg har beregnet ulike kostnadsvariabler. Kostnadsvariablene som kort ble beskrevet i kapittel 4.1, er rådata som krever håndtering før den kan anvendes slik jeg ønsker. Med andre ord er ikke variablene i kategori (a) fra Tabell 3 observert direkte. For det første har det blitt konstruert en variabel som skal representere de totale kostnadene for et nettselskap per år. De totale kostnadene er beregnet som en sum av fem kostnadskomponenter, herunder drift- og vedlikeholdskostnader, kapitalkostnader, KILE (*cens*), depresieringskostnader og kostnader knyttet til nettap.

Drift- og vedlikeholdskostnader kan beregnes på noe ulik måte, men basert på veiledning fra NVE (2019), har jeg beregnet variabelen *opex* som presentert i likning 4.1.

$$opex = opexXS - ld.391 + sal - sal.cap + pens \quad (4.1)$$

opexXS er definert som drift- og vedlikeholdskostnader ekskludert lønns- og pensjonskostnader. Siden de ekskluderte variablene også kan bli påvirket av antall elbiler, er det hensiktsmessig å inkludere disse i drifts- og vedlikeholdsvariabelen. Variabelen *sal* er lønnskostnader, og *pens* er periodiserte pensjonskostnader. NVE korrigerer *opex*-variabelen for andre drifts-

⁸Med unntak av ett nettselskap som kun har observasjoner i perioden 2016-2020.

Tabell 3: Beskrivelse av variabler i datasettet.

Kategori	Variabelnavn	Beskrivelse
(a)	totcosts	Totale kostnader
	opex	Drifts- og vedlikeholdskostnader
	capcosts	Kapitalkostnader
	cens	Kostnader ved ikke levert energi (KILE)
	depcosts	Depresieringskostnader
	nl/nlNOK	Nettap i MWh/Nettap i NOK
(b)	subscribers	Antall abonnenter
	substations	Antall nettstasjoner i det lokale distribusjonsområdet
	highvoltage	Kilometer høyspentkabler i det lokale distribusjonsnettet
	numEV	Antall elbiler
(c)	snow	Gj.snittlig daglig snødybde for en 30-års periode
	lat_av	Gj.snittlig breddegrad til plassering av nettkomponenter
	inc_av	Gj.snittlig helning i terrenget i nettselskapets område
	ice_av	Gj.snittlig islast
	isl	Antall øyer
	f4	Andel anlegg i barskog med høy/særs høy bonitet
	f7	Andel anlegg i løvskog med høy/særs høy bonitet
	wind2	Vindvariabel
	temp	Gj.snittlstemperatur for en 30-års periode

inntekter, post 391 i e-Rapp,⁹ som representeres av *ld.391*. Videre trekker jeg fra variabelen *sal.cap*, som er aktiverte lønnskostnader.

Kapitalkostnader beregnes med utgangspunkt i nettselskapets bokførte kapitalverdier, og NVEs årlige referanserente. Formelt sett er beregningen presentert i likning 4.2.

$$capcosts = bv_{sf} * NVE_{ir} \quad (4.2)$$

⁹e-Rapp er et systemet som nettselskapene rapporter inn regnskapstall til, og som NVE benytter i reguleringen.

Hvor bv_sf er bokførte egenfinansierte verdier (nettkapital), og NVE_ir er referanserenten for det gitte året. Årlig referanserente er hentet fra NVE sine nettsider (NVE, 2014).

Nettap i NOK er beregnet ved å multiplisere nettap i MWh,¹⁰ nl , med gjennomsnittlig systempris det gitte året, kr/MWh . Gjennomsnittlig systempris på energi er hentet fra Nordpool sin database (Nordpool, 2022). Formelt er beregningen uttrykt i likning 4.3.

$$nlNOK = nl * kr/MWh \quad (4.3)$$

De øvrige variablene $cens$ og depresieringskostnader, $depcosts$, er gitt i datasettet, og er kun inflasjonsjustert. De andre kostnadskomponentene er også inflasjonsjustert, med 2015 som basisår. Deflatorfaktoren er basert på SSB sin konsumprisindeks (SSB, 2022a). Beregningen som er gjort for totale kostnader er uttrykt i likning 4.4.

$$totcosts = \underbrace{[OPEXxS - ld.391 + sal - sal.cap + pens]}_{opex} + \underbrace{[bv_sf * NVE_ir]}_{capcost} + \underbrace{[nl * kr/MWh]}_{nlNOK} + depcosts + cens \quad (4.4)$$

4.6 Deskriptiv statistikk

Deskriptiv statistikk for kostnads- og oppgavevariablene er presentert i Figur 4. Deskriptiv statistikk for rammevilkår-variablene er presentert i Tabell A4 i appendiks. Kostnadsdataen er presentert i 1000 norske kroner (NOK).

Gjennomsnittlig totale kostnader for de 86 nettselskapene i perioden 2008-2020 er i underkant av 150 millioner kroner. I Norge er det noen få store nettselskap, og mange små, og dermed er det en klar høyreskjev fordeling i kostnadsfordelingen. Den høyreskjeve fordelingen framkommer av de deskriptive variablene. Mediankostnaden er betydelig lavere enn gjennomsnittet, og fordelingen har en høy høyreskjevhet med kurtosisverdi i underkant av 43.¹¹ Det samme gjelder naturligvis de ulike kostnadskomponentene. Drifts- og vedlikeholdskostnader, OPEX,

¹⁰Nettap skyldes motstand i kraftledninger, som innebærer at noe strøm går tapt under transport. Nettap i MWh rapporteres hvert år til NVE.

¹¹Kurtosisverdi er en sannsynlighetsfordeling, og en kurtosisverdi lik 3 indikerer normalfordeling.

Tabell 4: Deskriptiv statistikk (2008-2020). Alle kostnadsverdier i 1000 NOK. N=1105.

	Mean	Median	SD	1 percentile	99 percentile	Kurtosis
<i>Kostnadsvariabler</i>						
Totale kostnader	147604.2	48764.56	336732.9	3414.48	2542941	42.81
Drift- og vedlikehold	71812.39	26862.51	159641.5	1482.88	1113564	46.87
Kapitalkostnader	27481.41	8262.32	63876.58	660.79	395425	41.15
CENS	6355.95	1508.74	16286.89	43.38	88809.25	52.12
Depresieringskost	28327.01	8608.05	64293.15	717.02	443066	37.82
Nettapskostnader	13627.47	3522.29	40278.57	204.54	150624.7	85.75
<i>Oppgavevariabler</i>						
Antall elbiler	1029.66	20	6334.94	0	19808.99	228.34
Antall nettstasjoner	1479.20	418	3414.75	30	27813	46.14
Km høyspentkabler	1170.68	405	2369.96	33	18129	37.65
Antall nettkunder	34475.07	7824	99732.96	32	793132	53.71

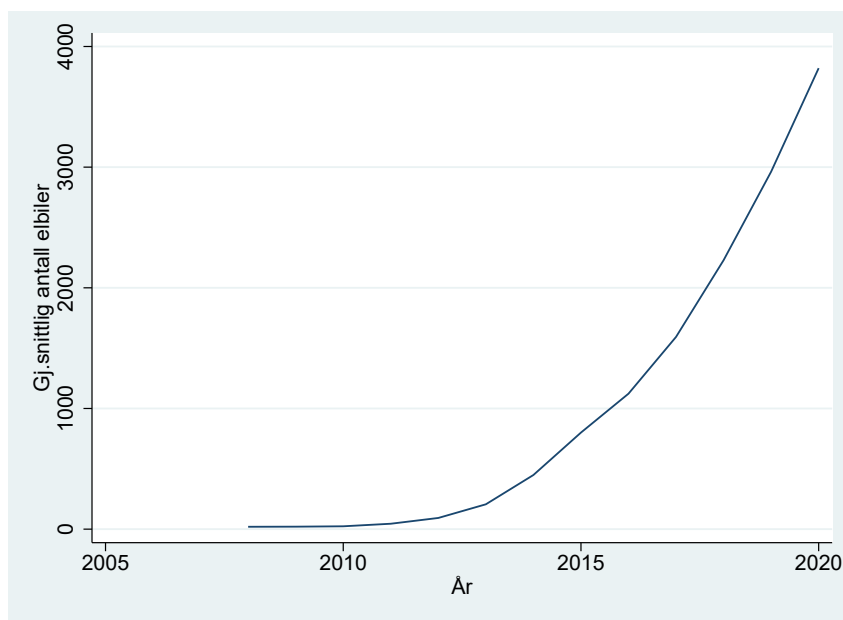
er den dominerende kostnadsdriveren i det lokale distribusjonsnettet. Disse kostnadene utgjør i snitt i underkant av halvparten av de totale kostnadene. Kapital- og depresieringskostnader har gjennomsnittverdier på rundt 28 millioner kroner. Gjennomsnittlig nettap i NOK er 13,4 millioner kroner, og gjennomsnittlig CENS er 6,4 millioner kroner.

Antall elbiler, nettkunder, nettstasjoner og kilometer høyspentkabler har også en klar høyreskjev fordeling i utvalget. Gjennomsnittlig antall elbiler på nettselskapsnivå er 1 030, men i fordelingen er det flere nettselskap med null elbiler for noen år, og andre med flere titusen. Spesielt driver Elvia, Norges største nettselskap, opp gjennomsnittlig antall elbiler, og er registrert med 128 354 elbiler i 2020. Liknende sammenheng gjelder for antall nettstasjoner, kilometer høyspentkabler, og nettkunder.

I de neste to delkapitlene, presenterer jeg mer detaljert utvikling gjennom perioden for henholdsvis elbiler og kostnader.

4.6.1 Elbiler

Veksten i elbilparken har vært stor i tidsperioden 2008-2020. Utviklingen i gjennomsnittlig antall elbiler på nettselskapsnivå er illustrert i Figur 6.

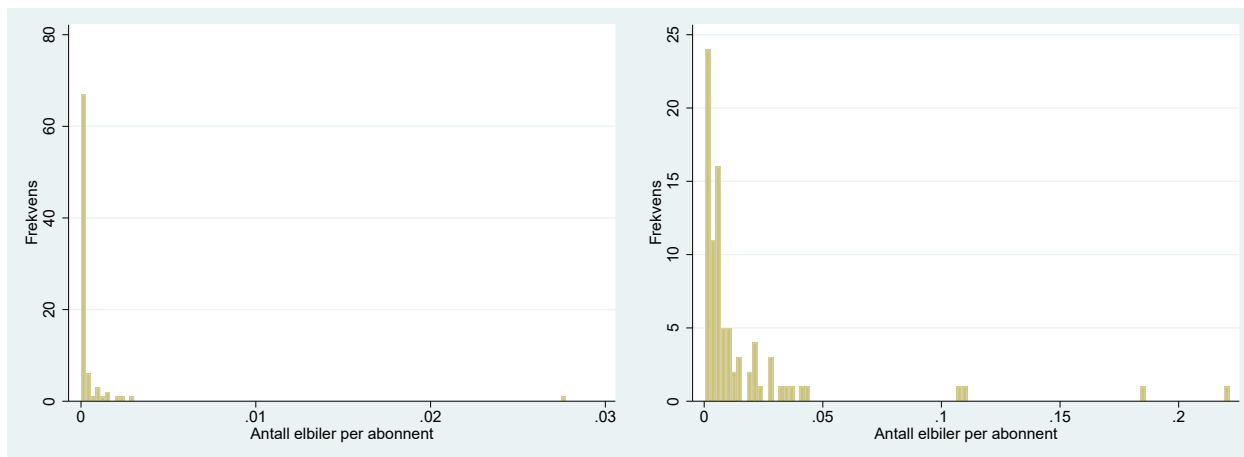


Figur 6: Vekst i gjennomsnittlig antall elbiler på nettselskapsnivå i perioden 2008-2020

I 2008, tidsseriens første år, hadde et gjennomsnittlig nettselskap i underkant av 20 elbiler i sitt geografiske område. I 2015 hadde gjennomsnittet økt til 800 elbiler, og i tidsseriens siste periode, 2020, var gjennomsnittlig antall elbiler 3820. Veksten i elbilflåten har vært stor generelt, men det er stor variasjon i veksten på tvers av nettselskapene. I dataen er det for eksempel en sterk sammenheng mellom geografisk beliggenhet og veksten i antall elbiler. Nettselskap som har sitt geografiske område i den nordlige delen av Norge, har hatt en svakere vekst i antall elbiler, i forhold til nettselskap som har sitt geografiske område lengre sør. Nettselskap med flere abonnenter, som typisk dekker områder med større byer, har også en tendens til å ha en sterkere elbilvekst.

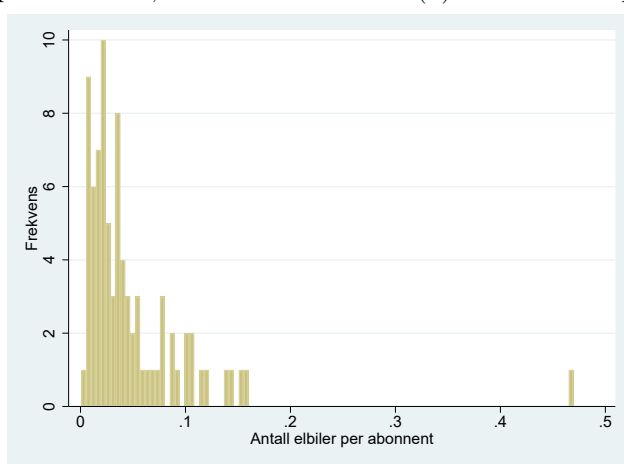
Figur 7 illustrerer veksten i antall elbiler *per nettkunde*,¹² hvor årene 2008, 2015 og 2020 er

¹²Antall elbiler per nettkunde er beregnet som antall elbiler delt på antall nettkunder for hvert nettselskap hvert år.



(a) Antall elbiler per abonnent, 2008

(b) Antall elbiler per abonnent, 2015



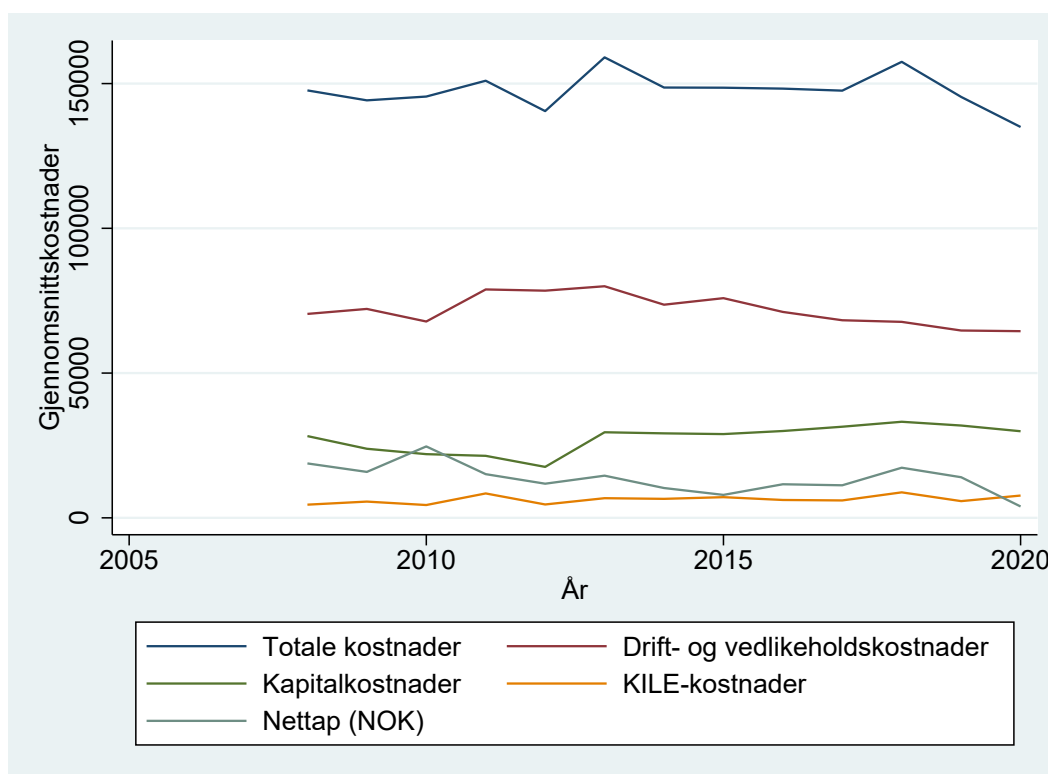
(c) Antall elbiler per abonnent, 2020

Figur 7: Histogram som illustrerer utviklingen i elbiltettheten. Variabel: Antall elbiler per abonnent.

inkludert. I 2008 var det høy frekvens av nettselskap med null eller svært lavt antall elbiler per abonnent. I 2015 hadde elbilveksten tiltatt, og frekvensen av nettselskap som har svært få eller ingen elbiler i sitt området har blitt redusert fra 2008, illustrert i Figur 7b. I datasettets siste observerte år, 2020, har denne frekvensen falt ytterligere, og det er flere nettselskap som har relativt mange flere elbiler per abonnent, illustrert i Figur 7c. Disse nettselskapene er typisk de som dekker de største byområdene, og eventuelt kommuner rundt disse byene, hvor det bor mange pendlere. Figuren viser også at veksten er ulik på tvers av nettselskap, og som det blir diskutert i kapittel 5, gjør denne variasjonen det mulig å estimere modellen med faste enhetseffekter.

4.6.2 Kostnadsutvikling

Den generelle kostnadsutviklingen, sammen med utviklingen i de ulike kostnadskomponentene, er illustrert i Figur 8. Kostnadene er KPI-justert for å reflektere 2015-priser. Litt overraskende, viser ikke den deskriptive statistikken en vekst i totale kostnader hvert år. Faktisk har det vært et kostnadsfall i perioden 2018 til 2020, og det er flere forklaringer bak denne sammenhengen. En grunn til at nettselskapene i snitt har hatt et kostnadsfall, kan være knyttet til at det har vært en periode med mange sammenslåinger av nettselskap. Nettselskap som er slått sammen på et tidspunkt i tidserien, blir behandlet som sammenslått i hele perioden. Dette vil si at kostnadsdata for to nettselskap som drives separat i 2017, men som slås sammen i 2018, blir slått sammen for 2017, mens for perioden 2018-2020 er kostnadene for det sammenslåtte nettselskapet observert. Det er rimelig å anta at selskapene har blitt mer effektiv etter sammenslåing, en effekt som omtales som stordriftsfordeler (Kenton, 2021).



Figur 8: Utvikling i gjennomsnittsverdier for kostnadskomponenter og totale kostnader på nettselskapsnivå, 2008-2020

I tillegg til denne effekten, er det også andre faktorer som påvirker kostnadskomponentene. Årlige kapitalkostnader, som beregnes basert på bokførte verdier og referanserente (se likning 4.2), er sensitiv til endringer i referanserenten. Figur 9 illustrerer hvordan gjennomsnittlig bokførte verdier og kapitalkostnader har utviklet seg i perioden 2008-2020. Bokførte verdier har økt kraftig i denne perioden, men årlige kapitalkostnader følger ikke samme trend. I perioden 2018-2020 har det vært en økning i investeringer, men et fall i årlige kapitalkostnader. Dette er sterkt knyttet til endringer i den årlige referanserenten som settes av NVE. Referanserenten falt fra 6.1 % i 2018, til 5.69 % i 2019, og videre til 5.15 % i 2020. Dette betyr at avkastningen på investeringene til nettselskapene har falt, som direkte påvirker beregningen av inntektsrammen.

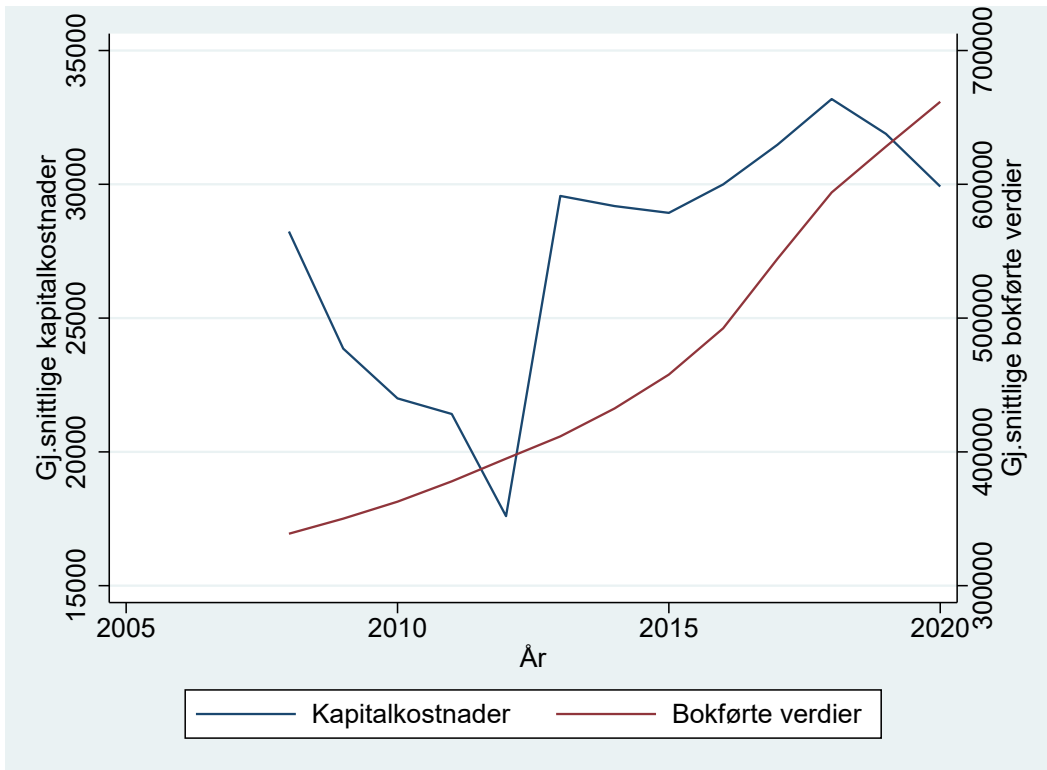
En annen faktor er variasjon i systemprisen på energi. Denne variabelen blir brukt for å verdisetne nettapet i norske kroner, og variasjonen i prisen per MWh påvirker naturligvis nettapet i norske kroner. Variasjonen i de to underliggende variablene systempris og referanserente i perioden er illustrert i Figur A2, og viser spesielt et fall fra og med 2018. I kapittel 5 diskuteres det mer om hvilke utfordringer disse variasjonene skaper, og hvordan inkludering av faste tidseffekter kan ta hensyn til slik variasjon.

Fordelingen i totale kostnader for populasjonen i hele tidsperioden er illustrert i Figur 10. Fordelingen er klar høyskjev, og indikerer det som tidligere er nevnt, nemlig at det er noen få store nettselskap, og mange små. Fordelingen til de ulike kostnadskomponentene følger samme form, og det er derfor hensiktsmessig å omforme variablene til logaritmisk form i analysen.

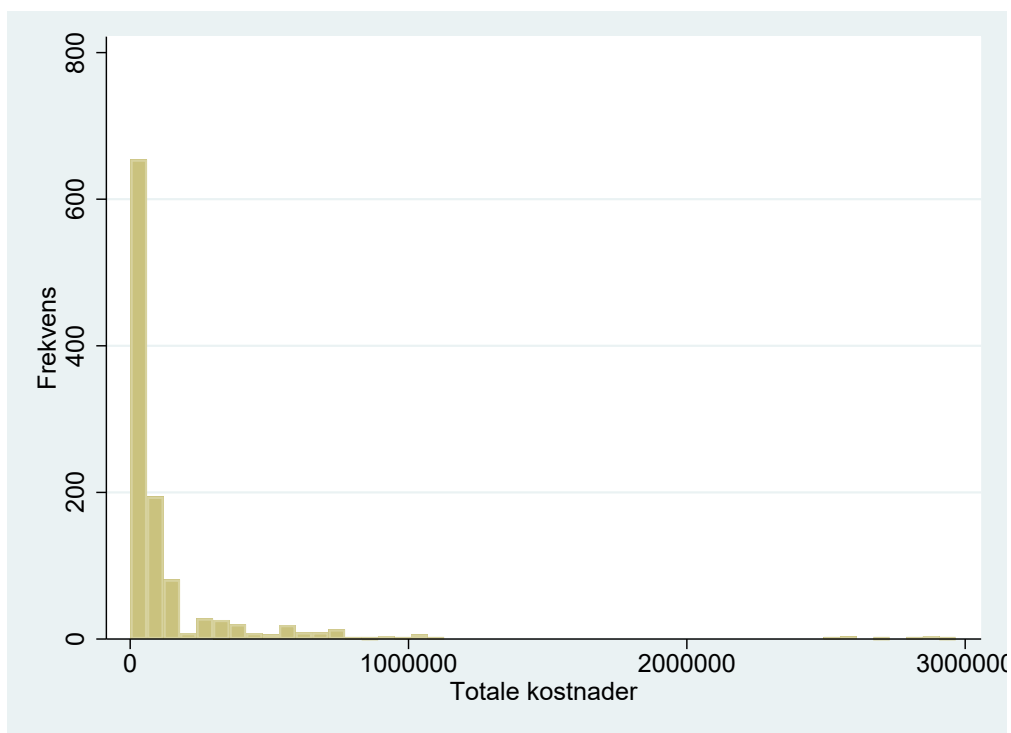
4.6.3 Utvikling i nettkapital for de med høy elbiletthet mot de med lav elbiletthet

Figur 11 illustrerer utvikling i nettkapital¹³ for de med høy elbiletthet og de med lav elbiletthet. Nettselskapene er inndelt i to kategorier basert på om de har færre eller flere elbiler per nettkunde enn et median-nettselskap. Nettkapitalen er aggregert for alle nettselskap i de

¹³Nettkapital betyr i denne sammenhengen egenfinansierte bokførte verdier, og ser dermed bort fra bidragsfinansierte verdier gjennom anleggsbidrag.

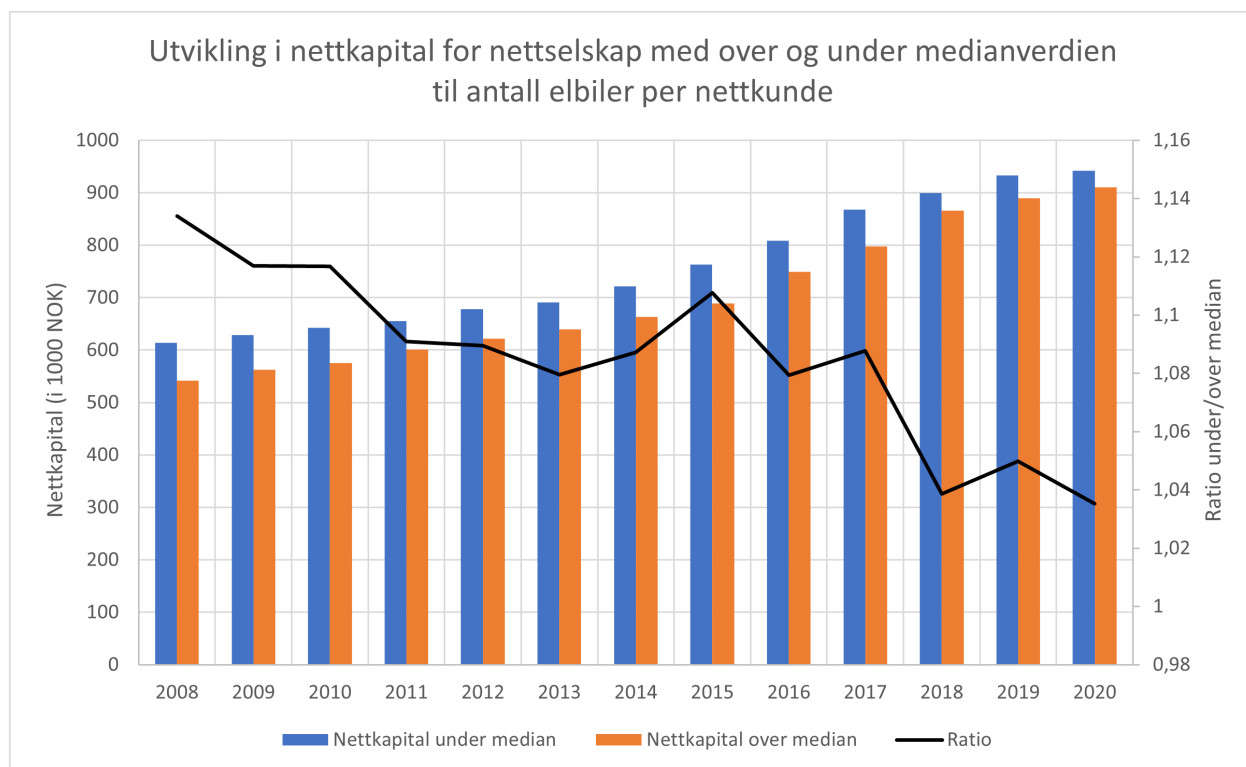


Figur 9: Utviklingen i gjennomsnittlig bokførte verdier og kapitalkostnader



Figur 10: Kostnadsfordeling i populasjonen for perioden 2008-2020. Verdier målt i 1000 NOK. N=1105.

gitte kategoriene, og er målt som nettkapital per nettkunde. I alle perioder har nettselskap med relativt få elbiler per nettkunde høyere nettkapital per nettkunde enn nettselskap med relativt mange elbiler per nettkunde. Denne sammenhengen kan forstås ved å se på ulike karakteristikker mellom nettselskapene. Nettselskap i spredbygde strøk har jevnt over få elbiler, og har lengre distanse mellom hver nettkunde, og dermed høyere kostnad for å forsyne nettkundene.¹⁴



Figur 11: Utvikling i nettkapital

Differansen i nettkapital mellom nettselskapene har falt gjennom perioden, som også illustreres av ratio-grafen. Ratioen er beregnet som forholdet mellom aggregert nettkapital for nettselskap under medianen og nettselskap over medianen. I 2008 var ratioen 1.134, i 2015 var den 1.10, og i 2020 var den 1.03. Nettkapitalen per nettkunde har med andre ord konvergjert mellom de to gruppene. Denne utviklingen indikerer at investeringsnivået, justert for antall nettkunder, har økt mer for nettselskap med høy elbiltetthet relativt til lav elbiltetthet.

¹⁴Denne sammenhengen forklarer også hvorfor nettleien generelt er høyere i spredbygde strøk enn i urbane områder.

5 Metode og estimeringsstrategi

Modellene som estimeres har som formål å finne den kausale effekten økning i antall elbiler har på kostnader for nettselskap. Den teoretiske modellen som ble presentert i kapittel 2.6, uttrykker at dersom antall elbiler påvirker kostnadene til nettselskapet, vil dette påvirke nettselskapets inntektsramme, som til slutt påvirker nettleien for husholdningene. Det som denne studien mer spesifikt ser på, er hvordan vektoren \mathbf{Y} med oppgavevariabler, fra likning 2.6, påvirker kostnadene i vektor \mathbf{X} , fra likning 2.5.

På bakgrunn av den klart høyreskjeve fordelingen i den avhengige og de uavhengige variablene, er det hensiktsmessig å estimere modellen på logaritmisk form. Jeg estimerer ulike versjoner av den empiriske log-log modellen som er uttrykt i likning 5.1. Alle koeffisientene tolkes som elastisiteter, hvor eksempelvis 1 % økning i $numEV_{jt}$ gir en forventet endring i $totcosts_{jt}$ på $\beta_1\%$, alt annet likt.

$$\begin{aligned} \log(totcosts_{jt}) = & \beta_1 \log(numEV_{jt}) + \beta_2 \log(subscribers_{jt}) \\ & + \beta_3 \log(highvoltage_{jt}) + \beta_4 \log(substations_{jt}) + \gamma' \mathbf{Z} + \phi_t + u_{jt} \end{aligned} \quad (5.1)$$

Det er forventet at antall elbiler, antall abonnenter, kilometer høyspentkabler, og antall nettstasjoner har en positiv effekt på totale kostnader. Wangsness og Halse (2021) vurderte nettstasjoner som en 'bad control', på bakgrunn av at det kan være en utfallsvariabel som følge av elbilvekst. Jeg antar at nettstasjoner først og fremst forsterkes ved elbilvekst, enten i huset den er bygget i, eller flyttes fra strømmast til bakkenivå¹⁵. På bakgrunn av at nettstasjoner potensielt er en utfallsvariabel, har modellen også blitt estimert med utelatelse av nettstasjoner.

Vektoren \mathbf{Z} fanger opp tidskonstante variabler som påvirker nettselskapets kostnader, og ϕ_t fanger opp faktorer som påvirker alle nettselskap likt over tid. Variablene i \mathbf{Z} skal fange opp at ulike nettselskap har ulike rammevilkår for å bygge og drifte strømmettet i sitt område. For eksempel vil et nettselskap som er utsatt for mye vind kunne oppleve høyere

¹⁵Nettstasjoner i strømmast har lavere effekt, og det kan derfor være aktuelt å flytte nettstasjoner til bakkenivå hvor den kan ha høyere installert effekt

kostnader enn et nettselskap som er utsatt for lite vind, alt annet likt. Et annet argument for å inkludere disse kontrollvariablene, er at disse kan være korrelert med interessevariabelen $numEV$. For eksempel kan den geografiske plasseringen påvirke husholdningenes valg av å eie elbil eller ikke. I spredtbygde strøk er lademulighetene dårligere enn i tettsted, og dette kan påvirke husholdningens preferanser. I tillegg er distansene mellom husholdningene lengre i spredtbygde strøk, og dermed kreves det større investeringer i nettområdet, enn et nettselskap i tettbygde strøk. Dersom denne sammenhengen ikke kontrolleres for, vil antakelsen om $cov(u, numEV) = 0$ brytes, som gir opphav til en forventningsskjev estimator.¹⁶

Kontrollvariablene i vektoren \mathbf{Z} er forventet å ha en positiv effekt på totale kostnader, og være negativt korrelert med antall elbiler. Formelt kan dette uttrykkes ved at $cov(totcosts, \mathbf{Z}) > 0$, og $cov(u, numEV) < 0$. Estimatet ved å utelate disse er derfor forventet å ha en negativ skjevhet, som vil si at effekten elbilettheten har på totale kostnader underestimeres.

Estimering ved bruk av OLS krever at variasjonen i interessevariabelen er strengt eksogen, som kan være en utfordring selv med de kontrollvariablene jeg har inkludert. Det kan være andre faktorer som gjør at preferansene på tvers av kommunene er forskjellige i utgangspunktet, og dette gjør faste enhetseffekter til en egnet estimeringsstrategi. Restleddet i modell 5.1, kan i utgangspunktet dekomponeres i tre deler, uttrykt likning 5.2.

$$u_{jt} = a_j + v_t + \alpha_{jt} \quad (5.2)$$

hvor a_i fanger opp faktorer som varierer på tvers av nettselskap, men er konstante over tid. v_t fanger opp faktorer som varierer over tid, men som er lik på tvers av nettselskap. α_{jt} er et idiosynkratisk feilledd, som fanger opp faktorer som både varierer over tid og på tvers av nettselskap. Ved bruk av faste enhetseffekter, vil feilleddet a_i bli tatt hensyn til, og det sees da kun på variasjonen *innad* i nettselskapene. For å fange opp faktorer som varierer over tid, men ikke på tvers av nettselskap, inkluderes årsummyer i regresjonen. På denne måten vil feilleddet v_t bli tatt hensyn til, og endringer i blant annet systempris og NVE sin referanserente fanges da opp. I flere rapporter om strømnettet pekes det på at infrastrukturen

¹⁶Gauss Markov-forutsetning: Forventningsrett estimering krever eksogen variasjon i de uavhengige variablene, som impliserer at korrelasjonen mellom de uavhengige variablene og feilleddet må være lik null.

er gammel, og behøver å oppgraderes. Dersom denne sammenhengen er relativ lik på tvers av nettselskap, vil årsummyer også fange opp en del av disse effektene.

Ved inkludering av faste selskapseffekter og faste tidseffekter, er det fortsatt en bekymring av en del av variasjonen i totale kostnader skyldes feilledet α_{jt} , og det er mulig at noen av disse faktorene korrelerer med antall elbiler. Det betyr at $cov(numEV, \alpha_{jt}) \neq 0$, som gir opphav til en forventningsskjev estimator. Det kan for eksempel være slik at nødvendig utbygging eller forbedring av infrastrukturen varierer på tvers av nettselskap. Denne type utbygging kan kategoriseres som en kostnadseffekt som ville funnet sted uavhengig av antall elbiler. Dersom det er slik at nettselskap med gammel (ny) infrastruktur typisk har mange (få) elbiler, vil effekten elbiler har på kostnader bli overestimert (underestimert). Jeg gjør på bakgrunn av dette flere sensitivitetstester, for å forsterke analysen.

Dersom antall elbiler har en effekt på kostnader, kan det videre argumenteres for at det har en effekt på effektivitetsresultatet til nettselskapene. NVE tar ikke hensyn til elbiletthet i beregning av inntektsrammen, og nettselskap med høy elbiletthet kan derfor bli evaluert som mindre effektive enn et nettselskap med lav elbiletthet, alt annet likt. Denne sammenhengen ble diskutert i en rapport av AFRY (2021), som ble presentert i kapittel 3. For å se om det er noen sammenheng mellom effektivitetsresultat og elbiletthet, presenterer jeg også resultater fra regresjoner med effektivitetsresultat som avhengig variabel.

6 Resultater

6.1 Hovedresultat

Tabell 5 presenterer hovedresultatene fra analysen, hvor modellen i likning 5.1 er estimert. Kolonne (1) presenterer resultatene fra regresjonen som inkluderer årsummyer og kontrollvariabler som er konstante over tid innad i nettselskapene. Koeffisienten til antall elbiler er positiv, og statistisk signifikant. Av de tre kontrollvariablene antall abonnenter, antall nettstasjoner og kilometer høyspentkabler, er alle positive, men effekten av nettstasjoner er ikke statistisk signifikant. I kolonne (2) inkluderes kvadratiske ledd av alle uavhengige vari-

abler.¹⁷ Resultatet indikerer at vekst i elbillettheten har en positiv effekt på kostnader, men effekten er svakt avtakende, representert ved negativ koeffisient til det kvadratiske leddet. Den avtakende effekten er derimot langt fra statistisk signifikant.

Kolonne (3) og (4) estimerer henholdsvis lik modell som kolonne (1) og (2), men inkluderer faste enhetseffekter. I begge spesifikasjonene er effekten av antall elbiler positiv og statistisk signifikant. I kolonne (5) ekskluderes antall nettstasjoner og kilometer høyspentkabler. Bakgrunnen for dette er svært høy multikollinearitet mellom de tre variablene,¹⁸ som gjør at det er vanskelig å fange opp den isolerte effekten av hver enkelt variabel. Estimaten for antall elbiler forblir positiv, men er lavere enn estimaten fra kolonne (4), og er i denne spesifikasjonen statistisk signifikant på 10% signifikansnivå. Effekten av antall abonnenter har i denne modellspesifikasjonen forventet fortegn, og er statistisk signifikant.

Estimaten fra Tabell 5, kolonne (4), indikerer at en økning i antall elbiler på en prosent, gir en forventet kostnadsøkning på 0.024 prosent. Resultatet er statistisk signifikant på et 5 prosent signifikansnivå, og det er også et økonomisk signifikant resultat. En måte å presentere den økonomiske betydningen på, er å evaluere punkttestimaten i medianen for 2020. Et median-nettselskap i 2020 hadde i overkant av 50 millioner i totale kostnader målt i 2020-verdi, og 291 elbiler i sitt område. Dersom antall elbiler øker med 10 %, tilsvarer dette 29 elbiler. Punkttestimaten indikerer at det er forventet at nettselskapet vil oppleve en kostnadsøkning på $50685 * 0.024 * 0.1$, som er i underkant av 122 000 NOK. Kostnadsevalueringen disaggregert, indikerer en forventet kostnadsøkning lik 4 200 NOK per elbil.

Selv om elastisiteten er konstant, er ikke den økonomiske betydningen lik for alle nettselskap. Ved samme beregningsmetode, er kostnadseffekten per elbil lavere desto høyere kostnader nettselskapet har i utgangspunktet. Evaluert for nettselskapet som ligger i persentil 75, er den estimerte kostnadseffekten omtrent 2 800 NOK per elbil, og for persentil 90 er esti-

¹⁷Mulige skalaeffekter er den økonomiske begrunnelsen for å inkludere kvadratiske ledd.

¹⁸Korrelasjonen mellom $\log(\text{substations})$ og $\log(\text{subscribers})$ er 0.95, og korrelasjonen mellom $\log(\text{highvoltage})$ og $\log(\text{subscribers})$ er 0.975.

Tabell 5: Hovedresultat. Avhengig variabel: $\log(\text{totcosts})$.

Variabler	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
$\log(\text{numEV})$	0.019*** (0.007)	0.026*** (0.009)	0.016** (0.008)	0.024** (0.009)	0.018* (0.010)
$\log(\text{subscribers})$	0.272*** (0.064)	-1.077*** (0.317)	0.053 (0.208)	-1.407** (0.639)	1.046*** (0.044)
$\log(\text{substations})$	0.002 (0.036)	-0.209*** (0.079)	-0.013 (0.019)	-0.311** (0.155)	
$\log(\text{highvoltage})$	0.647*** (0.075)	2.043*** (0.300)	0.418** (0.191)	2.574*** (0.788)	
$\log(\text{numEV})^2$		-0.001 (0.001)		-0.001 (0.001)	0.000 (0.001)
$\log(\text{subscribers})^2$		0.076*** (0.018)		0.085** (0.038)	-0.043*** (0.014)
$\log(\text{substations})^2$		0.036** (0.016)		0.054* (0.030)	
$\log(\text{highvoltage})^2$		-0.139*** (0.028)		-0.197*** (0.068)	
Observasjoner	1101	1101	1101	1101	1105
Faste effekter	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja
Årsdummyer	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Kontrollvariabler	Ja	Ja	-	-	-
R2_within	0.218	0.246	0.227	0.250	0.773

*Cluster-robuste standardfeil i parentes. *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$*

mert kostnadseffekt i underkant av 1 000 NOK per elbil.¹⁹ For å studere heterogene effekter

¹⁹**p75**: totale kostnader=109 millioner, antall elbiler=933. **p90**: totale kostnader=3.15 milliarder, antall elbiler=7673.

nærmere, estimerer jeg modellen på to måter, først med interkasjonsvariabler, deretter på delutvalg. Utvalgene etter selskapsstørrelse er basert på gjennomsnittlige totale kostnader for hvert nettselskap gjennom perioden, og jeg inndeler nettselskapene basert på hvilken kvartil de ligger i.²⁰ Regresjonen med interaksjonsvariabler tar hensyn til at elbillettheten kan påvirke nettselskap ulikt. Regresjonen på delutvalg tar i tillegg hensyn til at alle kontrollvariabler kan påvirke nettselskap ulikt,²¹ men estimerer modellen med færre observasjoner som dermed gir færre frihetsgrader.

Tabell 6, kolonne (1), inkluderer et interaksjonsledd mellom en dummyvariabel som indikerer kvartilgruppe og logaritmen til antall elbiler, med kvartil 1 som sammenligningsgruppe. Resultatene indikerer at elasticiteten blir lavere jo høyere kvartil nettselskapet ligger i, og indikerer dermed heterogene effekter. Koeffisientene til interaksjonsvariablene er derimot ikke signifikante, og det kan dermed ikke avkreftes at kostnadselasticiteten er lik på tvers av gruppene. Kolonne (2)-(5) presenterer resultatene fra regresjonene på de ulike kvartilgruppene. Resultatene indikerer enda sterkere heterogene effekter mellom utvalgene enn regresjonen i kolonne (1). Større nettselskap har en lavere kostnadselasticitet av økt elbilletthet enn små nettselskap. Den laveste kvartilen er det eneste utvalget hvor elbilvekst har en signifikant og positiv effekt på kostnader. Den andre og tredje kvartilen har en elasticitet som er forholdsvis lik den estimerte for hele utvalget, mens resultatet for den fjerde kvartilen indikerer tilnærmet ingen kostnadseffekt av økt elbilletthet.

6.2 Effekt på kostnadskomponenter

I Tabell 7 presenteres resultatene for de ulike kostnadskomponentene. I den første kolonnen for hver kostnadskomponent presenteres resultatene når modellen estimeres uten enhetsfaste effekter, men med kontrollvariabler, og i kolonne to for hver kostnadskomponent er både tids- og enhetsfaste effekter inkludert. Ved sammenligning av elasticitetene, har en økning i antall elbiler sterkest effekt på kapitalkostnader. Dersom antall elbiler øker med én prosent, er det forventet at kapitalkostnadene øker med 0.037 %. En lik økning i antall elbiler er forventet å

²⁰k1=kvartil 1, k2=kvartil 2, k3=kvartil 3, k4=kvartil 4.

²¹Med kontrollvariabler i denne sammenhengen menes nettkunder, nettstasjoner og kilometer høyspentkabler.

Tabell 6: Heterogene effekter i utvalget.

Variabler	log(totcosts)	log(totcosts)	log(totcosts)	log(totcosts)	log(totcosts)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
log(numEV)	0.025** (0.010)	0.033** (0.013)	0.020 (0.017)	0.020 (0.016)	-0.001 (0.019)
k2#log(numEV)	-0.005 (0.011)				
k3#log(numEV)	-0.006 (0.009)				
k4#log(numEV)	-0.010 (0.011)				
Observasjoner	1101	269	273	286	273
Faste effekter	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Årsdummyer	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Kontrollvariabler	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
R2_within	0.251	0.315	0.342	0.333	0.285
Kvartil	-	k1	k2	k3	k4

*Cluster-robuste standardfeil i parentes. *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$*

øke drifts- og vedlikeholdskostnader med 0.032 %. Koeffisientene i begge disse regresjonene er statistisk signifikant på 5% signifikansnivå, og ved samme evaluering som under hovedmodellen, kan det også argumenteres for at de er økonomisk signifikante. Antall elbiler har ingen statistisk signifikant effekt på depreciseringskostnader og *cens*, og estimatet er svakt positiv. Resultatene indikerer at elbilveksten har en sterkest påvirkning på nettselskapets investeringkostnader og drift- og vedlikeholdskostnader.

For å si noe om de monetære verdiene som resultatene for variablene *opex* og *capcosts* fra Tabell 7 indikerer, er det hensiktsmessig å evaluere koeffisientene må lik måte som koeffisienten

Tabell 7: Regresjon på de ulike kostnadskomponentene.

Variabler	log(opex)		log(capcost)		log(depcosts)		log(cens)	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
log(numEV)	0.036*** (0.009)	0.032** (0.013)	0.032*** (0.008)	0.037** (0.016)	0.008 (0.010)	0.004 (0.020)	0.004 (0.033)	0.003 (0.038)
log(subscribers)	-1.314*** (0.226)	-0.986 (0.754)	-0.625** (0.305)	-2.886*** (0.832)	-0.454* (0.263)	-2.374** (0.959)	-1.159** (0.502)	6.219 (5.216)
log(substations)	-0.124 (0.108)	-0.290 (0.225)	-0.186 (0.115)	-0.277 (0.253)	-0.337*** (0.120)	-0.610* (0.350)	-0.492 (0.314)	-0.235 (0.587)
log(highvoltage)	2.128*** (0.259)	4.462*** (1.047)	1.528*** (0.341)	0.269 (1.435)	1.763*** (0.299)	1.150 (1.733)	2.461*** (0.610)	-4.492 (4.029)
log(numEV)2	-0.004*** (0.001)	-0.002 (0.002)	0.000 (0.001)	-0.002 (0.002)	0.002** (0.001)	0.001 (0.002)	-0.001 (0.003)	0.003 (0.006)
log(subscribers)2	0.090*** (0.014)	0.079* (0.045)	0.054*** (0.019)	0.167*** (0.051)	0.043*** (0.016)	0.104* (0.060)	0.060* (0.031)	-0.310 (0.299)
log(substations)2	0.008 (0.017)	0.034 (0.043)	0.050** (0.020)	0.066 (0.049)	0.068*** (0.020)	0.119* (0.068)	0.075* (0.044)	0.039 (0.114)
log(highvoltage)2	-0.129*** (0.025)	-0.365*** (0.091)	-0.116*** (0.032)	0.001 (0.122)	-0.136*** (0.028)	-0.071 (0.157)	-0.141** (0.058)	0.412 (0.335)
Observasjoner	1101	1101	1101	1101	1101	1101	1096	1096
Faste effekter	Nei	Ja	Nei	Ja	Nei	Ja	Nei	Ja
Årsdummyer	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Kontrollvariabler	Ja	-	Ja	-	Ja	-	Ja	-
R2_within	0.218	0.234	0.696	0.707	0.138	0.166	0.117	0.126

Cluster-robuste standardfeil i parentes. *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$

fra regresjonen i Tabell 5. En økning på i elbilflåten på 10 % i 2021, indikerer en forventet økning i drifts- og vedlikeholdskostnader tilnærmet 2 500 NOK per elbil. Samme økning gir en forventet økning i kapitalkostnader i overkant av 1 150 NOK per elbil. Samlet sett indi-

kerer dette en kostnadsøkning på 3 650 NOK, som er den største delen av kostnadseffekten på 4 000 NOK.

Siden *opex*-variabelen er satt sammen av flere underliggende variabler (se likning 4.1), ble det kjørt en regresjon med de underliggende variabler som avhengige variablene. Tabell A3 presenterer resultatene, og en økonomisk tolkning indikerer at *opex* blir drevet av drift- og vedlikeholdskostnader ekskludert lønn og pensjonskostnader.

6.3 Sammenheng mellom elbilvekst og effektivitetsresultat

Resultatene med effektivitetsresultat, *effscore*, som avhengig variabel, er presentert i Tabell 8. Effektivitetsresultatet er oppgitt for 60 av nettselskapene i datasettet, og er resultatet etter steg 2 i beregningen (se kapittel 2.3). Fordelingen i effektivitetsresultat er illustrert i Figur A1.²² Resultatene indikerer at nettselskap med høy tetthet av elbiler er forventet å oppnå et lavere effektivitetsresultat enn de med lav elbiletthet. Denne sammenhengen gjelder i alle modellspesifikasjoner, og er statistisk signifikant. Når koeffisientene tolkes økonomisk, framstår det derimot som lite betydningsfullt. Med utgangspunkt i koeffisienten fra kolonne (3), indikerer en 10% økning i elbilettheten en reduksjon i effektivitetsresultatet på 0.0048. Estimater tilsvarende kun 4% av et standardavvik.²³ I tillegg er koeffisienten til kvadratet av $\log(\text{numEV})$ positivt, som indikerer at den negative effekten avtar når elbilettheten øker.

²²Merk at effektivitetsresultatet kan være høyere enn 1. Det er på grunn av at det er resultatet før siste steg i inntektsrammeberegninger hvor den justeres.

²³Standardavviket i effektivitetsresultat er 0.1325.

Tabell 8: Regresjon med effektivitetsresultat som avhengig variabel.

Variabler	effscore	effscore	effscore	effscore
	(1)	(2)	(3)	(4)
log(numEV)	-0.014*** (0.004)	-0.036*** (0.008)	-0.049*** (0.011)	-0.048*** (0.010)
log(subscribers)	0.030 (0.059)	0.697*** (0.262)	2.847** (1.414)	2.879 (1.955)
log(substations)	-0.077 (0.104)	-1.300** (0.539)	-2.366 (2.460)	
log(highvoltage)	0.076 (0.087)	0.732 (0.484)	2.259* (1.254)	
log(numEV)2		0.003*** (0.001)	0.005** (0.002)	0.005** (0.002)
log(subscribers)2		-0.039*** (0.014)	-0.163* (0.083)	-0.164 (0.117)
log(substations)2		0.104*** (0.040)	0.190 (0.181)	
log(highvoltage)2		-0.058 (0.037)	-0.177* (0.101)	
Observasjoner	771	771	771	771
Faste effekter	Nei	Nei	Ja	Ja
Årsdummyer	Ja	Ja	Ja	Ja
Kontrollvariabler	Ja	Ja	-	-
R2_within	0.074	0.113	0.136	0.122

Cluster-robuste standardfeil i parentes. *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$

7 Sensitivitetsanalyse

For å danne et bedre grunnlag for å trekke en konklusjon, er det hensiktsmessig å gjennomføre flere regresjoner for å se på robustheten. Den første testen jeg gjør, er å se på mekanismer som legger grunnlaget for nettapkostnader. Deretter gjør jeg flere tester hvor jeg inkluderer flere uavhengige variabler, for å se på hvor robust koeffisienten til interessevariabelen er.

I hovedresultatene ble det presentert regresjoner med alle kostnadskomponenter som avhengige variabler, med unntak av nettapkostnader. Nettapkostnader er beregnet ved å multiplisere selskapets nettap i MWh med systemprisen (se likning 4.3). Systemprisen er kun en teoretisk likevekt, og reflekterer ikke nødvendigvis den faktiske prisen nettselskapet betaler. Norge er inndelt i fem prisområder, herunder Sørøst-Norge (NO1), Sørvest-Norge (NO2), Midt-Norge (NO3), Nord-Norge (NO4) og Vest-Norge (NO5) (Statnett, 2022). Utelatelse av områdepris, kan betraktes som en kilde til målefeil i avhengig variabel. Målefeilen kan gi utfordringer dersom målefeilen er korrelert med de uavhengige variablene (Wooldridge, 2016, s.287-288), som i oppgavens sammenheng betyr at områdeprisen er korrelert med antall elbiler. Sammenhengen mellom strømpris og elbilletthet er utenfor oppgavens omfang, men blant annet finner ikke Wangsness mfl. (2020) bevis for at elbilveksten påvirker strømprisen i særlig stor grad. I Tabell 9 presenteres ulike spesifikasjoner med nettapkostnader som avhengig variabel.

I kolonne (1) i Tabell 9 kjøres samme regresjonsmodell som i regresjonene med de andre kostnadskomponentene som avhengig variabel. Resultatene for variablene nettkunder, høyspentkabler og nettstasjoner samt kvadratiske ledd av disse presenteres ikke, men er inkludert som kontrollvariabler. Siden årsummyer inkluderes, er resultatene sammenfallende som å se på nettap i MWh.²⁴ Bekymringen om at prisområdet nettselskapet drifter nettet i korrelerer med interessevariabelen, forsøkes å tas hensyn til i kolonne (3) og (4). I en oversikt tilsendt fra NVE har jeg oversikt over hvilket prisområde nettselskapene opererer i, og som de dermed må kjøpe kraft fra.²⁵ Kolonne (2) representerer lik regresjonsmodell som kolonne

²⁴På bakgrunn av at endring i systemprisen påvirker alle selskap likt over tid.

²⁵I oversikten observeres ikke alle nettselskap som er i datasettet, og det er dermed færre observasjoner.

(1), men med færre observerte nettselskap. I kolonne (3) inkluderes interaksjonsledd mellom $\log(\text{numEV})$ og en dummyvariabel for prisområde. I kolonne (4) inkluderes interaksjonsledd mellom år og prisområde. Alle de estimerte koeffisienter til $\log(\text{numEV})$ er negative, men ikke statistisk signifikante. Dette peker mot at det har lite å si å ekskludere nettapkostnader fra hovedregresjonen.

Tabell 9: Regresjon med nettapkostnader, $\log(\text{nlNOK})$, som avhengig variabel.

Variabler	(1)	(2)	(3)	(4)
$\log(\text{numEV})$	-0.011 (0.018)	-0.002 (0.015)	-0.022 (0.024)	-0.003 (0.020)
$\log(\text{numEV})^2$	-0.002 (0.002)	-0.003* (0.002)	-0.003 (0.002)	-0.003 (0.002)
$\log(\text{numEV})\#\text{NO2}$			0.033** (0.014)	
$\log(\text{numEV})\#\text{NO3}$			0.028 (0.017)	
$\log(\text{numEV})\#\text{NO4}$			0.015 (0.017)	
$\log(\text{numEV})\#\text{NO5}$			0.039** (0.016)	
Observasjoner	1101	880	880	880
Faste effekter	Ja	Ja	Ja	Ja
Årsdummyer	Ja	Ja	Ja	Ja
Kontrollvariabler	Ja	Ja	Ja	Ja
R2_within	0.829	0.827	0.830	0.840
Interaksjon år#prisområde	Nei	Nei	Nei	Ja

*Cluster-robuste standardfeil i parentes. *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$*

En annen bekymring er at variasjon i alder på nettkomponenter på tvers av nettselskap

påvirker kostnadene. Dette kan føre til skjevhet i estimatoren dersom antall elbiler er korrelert med alderen på komponentene. Jeg finner ingen indikasjon fra rapporter eller studier på at dette er tilfelle, men det bør likevel sjekkes. Alderen på nettkomponentene er ukjent, men depresieringskostnader kan brukes som en proxy-variabel for alderen. Dersom depresieringskostnader har en effekt på de andre kostnadene, blir bekymringen om at det er variasjon i alderen som påvirker kostnadene sterkere. Det er en potensiell simultan sammenheng mellom kostnader og depresieringskostnader, siden økte bokførte verdier (økt investering) gir økte depresieringskostnader, vice versa. Med dette som bakgrunn benyttes også depresieringskostnader i forrige periode som uavhengig variabel. Kostnader ved tid t påvirker ikke depresieringskostnader ved tid $t - 1$, men depresieringskostnader ved tid $t - 1$ kan påvirke kostnadene ved tid t . Depresieringskostnader er potensielt en såkalt 'bad control', siden den kan være en utfallsvariabel. Jeg fant derimot ingen effekt på $\log(depcost)$ i modellspesifiseringen i kolonne (6), Tabell 7, og bekymringen er derfor liten.

Tabell 10, kolonne (1), presenterer resultatene med $\log(depcosts)$ som uavhengig variabel, istedenfor at den inkluderes i totale kostnader. Koeffisienten er positiv, som indikerer at høyere depresieringskostnader gir økte investeringer. Resultatet er motsatt av det som er forventet, siden gamle komponenter er assosiert med lav eller null depresieringskostnad. Koeffisienten til antall elbiler øker, men evaluert i medianen er ikke den økonomiske forskjellen betydelig.²⁶ I kolonne (2) tas det hensyn til at depresieringskostnader kan ha en effektforsinkelse på kostnadene, men den estimerte effekten er kun marginalt ulik resultatet i kolonne (1).

I kolonne (3) benyttes depresieringskostnader som andel av totale bokførte verdier som uavhengig variabel. Hypotesen er at dersom depresieringskostnaden er lav relativt til de akkumulerte investeringene, indikerer det en høy andel gamle komponenter, som da bør gi høyere investeringer, vice versa. Koeffisienten er negativ, og ikke statistisk signifikant. At koeffisienten til $\log(depcosts/assets)$ er negativ indikerer at når depresieringskostnadene er høye relativt til akkumulerte investeringer, blir investeringsnivået lavere, som er konsistent

²⁶Merk: Totale kostnader er fratrukket depresieringskostnader, og mediankostnaden blir da lavere.

med forventningene. I kolonne (4) er $\log(\text{depcosts}/\text{assets})[t-1]$ inkludert som uavhengig variabel, med samme argumentasjon som i modellen fra kolonne (2). Den estimerte effekten er nøyaktig lik som koeffisienten til $\log(\text{depcosts}/\text{assets})$ i kolonne (3), og heller ikke statistisk signifikant. Koeffisienten til interessevariabelen er relativt like på tvers av de fire spesifikasjonene, og det er betryggende at koeffisienten til interessevariabelen er robust sammenlignet med hovedresultatet.

Tabell 10: Avhengig variabel: $\log(\text{totcosts}-\text{depcosts})$.

Variabler	(1)	(2)	(3)	(4)
$\log(\text{depcosts})$	0.078** (0.038)			
$\log(\text{numEV})$	0.028*** (0.010)	0.024** (0.010)	0.027*** (0.010)	0.023** (0.010)
$\log(\text{numEV})^2$	-0.002 (0.001)	-0.001 (0.001)	-0.002 (0.001)	-0.001 (0.001)
$\log(\text{depcosts})[t-1]$		0.073* (0.037)		
$\log(\text{depcosts}/\text{assets})$			-0.042 (0.028)	
$\log(\text{depcosts}/\text{assets})[t-1]$				-0.042 (0.031)
Observasjoner	1101	1016	1101	1016
Faste effekter	Ja	Ja	Ja	Ja
Årsdummyer	Ja	Ja	Ja	Ja
Kontrollvariabler	Ja	Ja	Ja	Ja
R2_within	0.2426	0.2424	0.2361	0.2378

*Cluster-robuste standardfeil i parentes. *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$*

Torje Høyvesveen fra Gudbrandsdal Energi Nett, fortalte til Distriktsenergi at elbilene gjør

at strømmettet i hytteområdene må oppgraderes (Distriktsenergi, 2019). En utfordring med datasettet er at det ikke inkluderer data på *hvor* elbileierne lader. For eksempel kan en elbil være registrert i Oslo, men elbileieren kan ha en hytte i Hemsedal hvor det er installert en elbillader. Med det datasettet jeg har tilgjengelig, er det ikke mulig å teste slike heterogene effekter presist. En alternativ spesifikasjon er å inkludere antall hytter, for å se om nettselskap med høy tetthet av hytter blir påvirket sterkere av elbilveksten i sitt område. I denne modellen spesifiseres det en interaksjonsvariabel mellom $\log(\text{numEV})$ og antall hytter per abonnent. SSB (2022) publiserer årlig statistikk om boligmassen, hvor antall hytter på kommunenivå er hentet fra. Antall hytter er aggregert opp til nettselskapsnivå på samme måte som antall elbiler.

Tabell 11 presenterer resultatene med et interaksjonsledd mellom logaritmen til antall elbiler og antall hytter som uavhengig variabel.²⁷ I kolonne (1) er antall hytter multiplisert med logaritmen til antall elbiler, og i kolonne (2) er antall hytter per nettkunde multiplisert med logaritmen til antall elbiler. Med unntak av disse variablene, er samme modell som hovedmodellen estimert. Formålet er å se om effekten av elbilveksten er sterkere for nettselskap med mange hytter, men resultatene fra kolonne (1) finner ikke bevis for denne sammenhengen. Det kan være mer hensiktsmessig å bruke hyttetetthet som mål, og ikke antall hytter, og resultatene fra kolonne (2) indikerer at kostnadseffekten for nettselskap med høy tetthet av hytter er sterkere enn de med lav tetthet. Et nettselskap med gjennomsnittlig antall hytter per nettkunde (0.28), har en estimert kostnadselastisitet lik 0.0225, som er tilnærmet lik den estimerte effekten uten interaksjonsleddet. I kolonne (3) tas det hensyn til at vekst i hyttetettheten kan ha en kostnadseffekt i seg selv. Effekten av hyttevekst er positiv, men ikke statistisk signifikant. Den estimerte kostnadseffekten av elbilvekst er i denne spesifikasjonen tilnærmet lik som i kolonne (2). Bakgrunnen for at hytteområder har en høyere kostnadseffekt av økt elbiletetthet, er trolig på grunn av at nettselskap med hytteområder har et svakere nett i disse områdene. Når antall elbiler øker i slike områder, kreves det større investeringer enn i områder med færre hytter per abonnent.

²⁷Nettkunder, nettstasjoner og kilometer høyspentkabler er inkludert som kontrollvariabler.

Koeffisienten til interessevariabelen er også i disse spesifikasjonene robust når de sammenlignes med koeffisientene fra Tabell 5, men i kolonne (2) er den estimerte effekten noe svakere, og ikke statistisk signifikant. At den er svakere skyldes at noe av kostnadseffekten fanges opp av interaksjonsvariabelen,²⁸ men denne er heller ikke statistisk signifikant. Den samlede effekten er derimot signifikant.²⁹

Tabell 11: Avhengig variabel: $\log(\text{totcosts})$.

Variabler	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
$\log(\text{numEV})$	0.023** (0.010)	0.018 (0.012)	0.017 (0.012)	0.024** (0.010)	0.018 (0.012)
$\log(\text{numEV})^2$	-0.001 (0.001)	-0.001 (0.001)	-0.000 (0.001)	-0.001 (0.001)	-0.001 (0.001)
$\log(\text{numEV})\#\text{Cabins}$	-0.000 (0.000)				
$\log(\text{numEV})\#\text{Cabins}/\text{sub}$		0.016 (0.015)	0.016 (0.015)		0.016 (0.015)
$\log(\text{Cabins}/\text{sub})$			0.083 (0.100)		
$\log(\text{numIND})$				0.003 (0.073)	-0.003 (0.073)
Observasjoner	1101	1101	1101	1101	1101
Faste effekter	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Årsdummyer	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Kontrollvariabler	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
R2_within	0.2509	0.2534	0.2555	0.2505	0.2534

*Cluster-robuste standardfeil i parentes. *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$*

²⁸Ingen har negativ verdi av antall hytter per abonnent, og effekten for alle nettselskap evalueres som høyere enn koeffisienten til $\log(\text{numEV})$.

²⁹ $p = 0.0131$, $F(2, 84) = 4.56$.

En annen sensitivitetstest er å inkludere antall industribygg. Det kan tenkes at flere industribygg fører til økt effekteterspørsel, og bidrar derfor til å øke kostnadene. En del av industrien er tilknyttet høyere nettnivå, og vil derfor ikke ha en direkte påvirkning på kostnadene i det lokale distribusjonsnett. Dersom de fleste er tilknyttet høyere nettnivå, bør ikke inkludering av denne variabelen gi betydelige utslag. På samme måte som har blitt gjort med antall elbiler og antall hytter, er antall industribygg aggregert opp fra kommunenivå til nettselskapsnivå i perioden 2008-2020. SSB publiserer årlig data på boligmassen, hvor antall industribygg på kommunenivå er hentet fra (SSB, 2022b). I Tabell 11, kolonne (4) inkluderes logaritmen av antall industribygg som uavhengig variabel, og i kolonne (5) inkluderes i tillegg interaksjonsleddet mellom antall elbiler og antall hytter per abonnent.

Resultatene fra regresjonene indikerer at antall industribygg ikke har en effekt på kostnader i distribusjonsnett. Ved å sammenligne kolonne (2) og (3) fra Tabell 11, er koeffisientene til antall elbiler og interaksjonsleddet likt, som underbygger robustheten i analysen.

Flere alternative spesifiseringer er presentert i Appendiks. Tabell A1 presenterer resultatene med alle variabler per abonnent, og gir ganske like koeffisienter som regresjonen med nivåverdier. I Tabell A2 presenteres resultat når jeg utelater de fem største og minste nettselskapene representativt, hvor formålet er å se om det er 'outliers' som driver resultatene. Størrelsen av nettselskapene baseres på gjennomsnittlig 1) totale kostnader, 2) antall elbiler, og 3) antall nettkunder. Sammenlignet med hovedmodellen, gir spesifisering 2) interessante resultat. Ved utelatelse av de fem nettselskapene med flest elbiler, øker den estimerte kostnadselastisiteten fra 0.024 til 0.027. Ved utelatelse av de fem med færrest elbiler, reduseres elastisiteten til 0.021. På samme måte som regresjonene i Tabell 6, indikerer resultatene heterogene effekter.

8 Diskusjon og politiske implikasjoner

I denne delen diskuteres resultatene fra kapittel 6 og 7. Videre diskuteres resultatene opp mot erfaringer fra seks nettselskap i Norge, og til slutt diskuteres mulige politiske implikasjoner på bakgrunn av resultatene.

8.1 Diskusjon

I hovedregresjonen, presentert i kolonne (4) i Tabell 5, er det estimert at en økning i antall elbiler på 1%, gir en forventet kostnadsøkning på 0.024%. Evaluert i medianen indikerer punkttestimatet en kostnadsøkning på omtrent 4 200 NOK per elbil. I virkeligheten er det lite trolig at én husholdning som kjøper én elbil er det nok til utløse investeringer i nettet. Den siste elbilen som utløser en investering, har en mye høyere marginalkostnad. Det som observeres er en gjennomsnittlig marginalkostnad for den store strømmen av mange nye elbiler. Elastisitetene som er estimert, er ganske like Wangsness og Halse sine funn. Den økonomiske tolkningen er derimot betydelig lavere, hvor de fant en kostnadsøkning på omtrent 10 000 NOK per elbil. De fant at effekten av elbilvekst er avtakende, og ettersom elbilveksten har vært kraftig i årene 2018-2020, var forventningen at punkttestimatet ville være lavere.

Da jeg så nærmere på hvilke kostnadskomponenter som blir påvirket av elbilveksten, var retningen av resultatene som forventet. Kostnadselastisiteten er høyest for kapitalkostnader, med en elastisitet på 0.037. Kostnadselastisiteten for drifts- og vedlikeholdskostnader er estimert til å være 0.032, og effekten elbilvekst har på begge komponentene er statistisk signifikant på 5% signifikansnivå. Effekten på depreciseringskostnader og KILE-kostnader er positiv, men ikke statistisk signifikant. Nettpap-variabelen er estimert spesifikt i sensitivitetsanalysen, med begrunnelse om at det er en målefeil i variabelen. Som nevnt har jeg brukt systemprisen på kraft, og ikke områdeprisen. Det er likevel ikke altfor interessant å se på variasjon i systempris, da flere studier viser at elbiler ikke har en sterk påvirkning på kraftpriser. Ved bruk av tidsfaste effekter som fanger opp variasjon i systempris, gir det samme resultat som ved å kun se på nettap målt i MWh. Den estimerte effekten elbilvekst har på nettap er litt overraskende negativ, men langt ifra statistisk signifikant. En mulig årsak til at nettselskap opplever lavere nettapskostnader når elbilettheten øker, er at de investerer i ny og bedre infrastruktur, som gjør at færre MWh går tapt under transport.

Litteraturen som ble presentert fra NVE/RME, gir uklare konklusjoner om omfanget økt elbiletthet har på kostnader i strømmettet. De har lagt til grunn en rekke antakelser om lademønster, som innebærer at mesteparten av ladingen skjer om natten. I scenarioet med

1.5 millioner elbiler i 2030, var det ikke klare indikasjoner på at strømmettet må forsterkes, men det ble lagt vekt på at deler av strømmettet kan trenge forsterkninger dersom lademønsteret er annerledes enn forutsatt. I DNV (2019) sin rapport, på oppdrag av NVE, gjorde de anslag på hvor høye investeringskostnader som trengs for å takle elbilveksten i gitte scenarioer. Det eneste tilfellet uten økt investeringsbehov, er når ladingen skjer om natten. Ettermiddagslading ved behov og ettermiddagslading hver dag, vil basert på beregningene gi høye investeringsbehov. Resultatene fra denne masteravhandlingen gir støtte til retningene av beregningene gjort av DNV. Derimot er det utfordrende å sammenligne resultatene presist, på grunn av at DNV sine beregninger er aggregert og framoverskuende til 2040.

En potensiell økonometrisk utfordring som er verdt å diskutere, er simultanitet som kilde til endogenitet. Dette kan være tilfellet dersom det er slik at nettselskapets kostnader påvirker husholdninger sitt valg om å kjøpe elbil eller ikke. Økte kostnader påvirker inntektsrammen, som igjen påvirker nettleien. Når nettleien øker, vil marginalkostnaden ved å kjøre elbil bli høyere. En nyttemaksimerende konsument vil ta den økte marginalkostnaden innover seg, og ta et valg om å eie null, en eller flere elbiler basert på denne informasjonen. I en undersøkelse av Norsk elbilforening, finner de at 59% av de som velger å kjøpe elbil mener at lave kostnader er den viktigste grunnen (Norsk elbilforening, 2021). Likevel er det ikke nettleien som står for den store økonomiske gevinsten ved å kjøpe og kjøre elbil. De økonomiske gevinstene som dominerer er fritak fra merverdiavgiften, lavere bomsatser og fergepriser (Opplysningsrådet for veitrafikk, 2020). I tillegg til disse fordelene, er også kilometerprisen ved å kjøre en elbil svært mye lavere enn en konvensjonell bil på grunn av at fossilt drivstoff er dyrere per kilometer enn strøm. Når alle disse økonomiske fordelene aggregeres, må veksten i nettleien bli svært stor for å bli en viktig faktor når en husholdning skal velge mellom konvensjonell bil eller elbil. Oppsummert er simultanitet et mulig teoretisk problem, men i praksis er det få tegn som tyder på at det faktisk gir utfordringer i den valgte estimeringsstrategien.

Det ble gjort flere robustsjekker for å utforske mulige endogenitetsproblemer. Inkludering av en proxy for alder på nettkomponenter hadde som formål å ta hensyn til at variasjon i alder på nettkomponenter kan påvirke nettselskap sitt kostnadsnivå, samtidig som det poten-

sielt kan være korrelert med elbilvekst. På bakgrunn av at koeffisienten til interessevariabelen var robust i ulike spesifikasjoner, finner jeg ikke bevis for at inkludering av alder gir en bedre spesifisert modell. En annen utvidelse av modellen som ble gjort var å inkludere industribygg som uavhengig variabel. Det kan argumenteres for at økt energibruk i industrien, og dermed potensielt økt effektterspørsel, vil bidra til å overbelaste nettet dersom det ikke gjøres investeringer. Forventningen er at industribygg ofte må betale anleggsbidrag for å tilknytte seg nettet, og at de mest energitunge industriene er tilknyttet regional- eller transmisjonsnettet. Det var derfor forventet at inkludering av antall industribygg ikke vil gi betydelig utslag, noe det heller ikke gjorde.

På samme måte som industribygg, kunne man argumentert for at elektrifisering av andre deler av transportsektoren utløser investeringer i nettet. Det gjelder spesielt elektrifisering av buss og ferger, som har økt mye de senere årene. Det er i utgangspunktet ikke en bekymring at utelatelse av variabler som fanger opp denne utviklingen gir en forventningskjev estimator. Bussladepot og landstrøm til ferger, utløser investeringer som aktøren selv står ansvarlig for å finansiere gjennom anleggsbidrag. Bidragsfinansierte investeringer er ikke inkludert i variabelen for totale kostnader, og på denne måten utelukker jeg denne mekanismen. I de siste årene har også bussoperatører søkt om konsesjon om å eie og drifte eget nett, hvor grensesnittet er på høyspentnettet.³⁰ Slike konsesjonssøknader ligger tilgjengelig på NVE sine sider, hvor blant annet Ruter har søkt om konsesjon til å eie og drifte eget nett (NVE, 2022a).

En annen utvidelse som ble gjort var å se på om nettselskap med høy hyttetetthet har en sterkere kostnadseffekt av økt elbiletthet enn de med lav hyttetetthet. Resultatene indikerer at nettselskap med flere hytter per nettkunde, opplever en sterkere kostnadsvekst av økt elbiletthet. Koeffisienten til interaksjonsleddet mellom elbiler og hyttetetthet er ikke statistisk signifikant,³¹ men stemmer overens med omtale i media. Det er likevel fortsatt en bekymring om at målefeil i antall elbiler som lader i nettselskapets område gir en skjevhet i estimatoren mot null. For å gjøre en mer presis analyse, ville det vært ideelt å hatt informasjon om *hvor* elbilene lades, og ikke kun hvor de er registrert. Alternativt kunne antall

³⁰Grensnitt definerer hvor eierskille mellom nettselskap og nettkunde er.

³¹De er ikke signifikante hver for seg, men felles er de klart signifikante.

installerte elbilladere blitt inkludert, men dette finnes det ikke tilgjengelig data for.

Basert på hovedregresjonene og sensitivitetstestene som er gjort, er den estimerte kostnads-effekten av økt elbiletthet forholdsvis robust. Det har blitt kontrollert for faktorer som er konstant over tid på tvers av nettselskap, og faktorer som påvirker alle nettselskap likt over tid, eksempelvis endring i referanserenten. Det er likevel mulig at det er faktorer som både varierer over tid, og på tvers av nettselskap, som påvirker kostnadsnivået. Dette vil gi en forventningsskjev estimator dersom faktoren(e) er korrelert med veksten i antall elbiler.

Den største bekymringen er manglende data på annen energibruk på husholdningsnivå, som også kan utløse investeringer i strømmettet. Den generelle økningen i energietterspørsel fanges opp av faste tidseffekter, men det kan likevel være ikke-observert variasjon på tvers av nettselskap som påvirker kostnadsnivået, og er korrelert med antall elbiler. Inntektsnivået til nettselskapets kunder kunne blitt benyttet som en kontrollvariabel, for å fange opp denne effekten. Tanken er at energibruk er et normalt gode, slik at en inntektsøkning gir økt energibruk. Inntekt er trolig positivt korrelert med antall elbiler, som gjør denne bekymringen reell. På grunn av mange kommunesammenslåinger, har det dessverre vært vanskelig å innhente inntektsdata fra SSB med en sammenslått tidsserie på kommunenivå. I Wangsness og Halse (Wangsness & Halse, 2021) sin studie for perioden 2008-2017, inkluderte de median husholdningsinntekt på kommunenivå som uavhengig variabel, men det ga ingen signifikant effekt i seg selv, og påvirket ikke interessevariabelen nevneverdig. Det kan derfor tenkes at det heller ikke ville gitt endringer i resultatene fra denne studien, men det skulle helst ha blitt gjort en sensitivitetstest som tar hensyn til inntektsutvikling som varierer på tvers av nettselskap.

8.2 Samtaler med seks nettselskap

For å få en bedre forståelse for hva som drar resultatene, og om det stemmer overens med nettselskapene sin opplevelse av økt elbiletthet, har jeg vært i møte med seks nettselskap.³² Møtene danner ikke et bredt nok grunnlag til å konkludere isolert sett, men indikasjonene kan

³²De seks nettselskapene er Agder Energi Nett, Vevig, Lnett, Glitre Energi Nett, Tensio TS og Tensio TN.

enten underbygge eller kritisere resultatene fra analysen, og kan mest sannsynlig overføres til mange nettselskap.

Den generelle oppfatningen er at alle nettselskap, med unntak av ett, har opplevd en kostnadsøkning som følge av elbilveksten. Hypotesen om at elbilvekst gir kapasitetsutfordringer, som følgelig utløser investeringer, blir bekreftet av disse nettselskapene. Det nettselskapet som ikke har opplevd en kostnadseffekt, forteller at de merker at artikkelsalget har økt, som for eksempel oppgradering fra 1-fas til 3-fas. Denne investeringen dekkes 100% av husholdningen som utløser investeringen, og skal dermed ikke fanges opp av variablene i mitt datasett. På investeringssiden har de ikke opplevd at det er behov for betydelig oppgradering av nettkomponenter før de er utlevd, men de opplever at risikoen er der, og at lastutjevning er nødvendig for å unngå et slikt scenario. De utelukker derimot ikke at de kan ha indirekte kostnader som de ikke fanger opp. Når husholdningene skal oppgradere fra 1-fas til 3-fas, kan det hende at de vurderer det som hensiktsmessig å gjøre andre investeringer for fremtiden på samme tidspunkt, og typisk hvis oppgraderingen innebærer gravearbeid.

De øvrige nettselskapene angir at de har måttet gjøre investeringer for å takle elbilveksten, og de trekker særlig frem et økt investeringsbehov. Kun ett nettselskap sier at de spesifikt har hatt en effekt på drift- og vedlikeholdskostnadene. Etter en diskusjon med de andre, kan en mulig grunn til at jeg finner denne effekter være at drift- og vedlikeholdskostnadene er en funksjon av investeringer, som jeg diskuterte i forrige delkapittel.

Inkludering av hyttetetthet kommer frem som en fornuftig utvidelse av modellen. Et av nettselskapene har svært høy tetthet av hytter, hvor 50% av kundene er hytteboliger. De opplever at hytteeiere ofte ønsker to elbilladere, og infrastrukturen i disse områdene er ikke dimensjonert til at mange av hytteeirene setter to elbiler til lading simultant. Et annet nettselskap sier at de opplever at hytteområdene deres krever større investeringer enn øvrige husholdningsområder. Hytteområder har et generelt lavt energibruk gjennom året, men svært høyt effektbruk på utfartsdager og i ferier. Det er disse toppene som nettet skal være dimensjonert for å takle, men nettselskapet har ikke tatt hensyn til at én eller to elbiler skal settes på lading i mange tilknytningspunkt samtidig, i tillegg til at hytten skal oppvarmes etc.

I tillegg til kostnadseffekten, har jeg diskutert elbiletthet som en potensiell oppgave- eller korrigeringsvariabel i reguleringen av nettvirksomhet. Når jeg presenterer at nettselskap med høy elbiletthet har en tendens til å oppnå et lavere effektivitetsresultat, blir de ikke overrasket, men det er likevel tvetydig om de mener at variabelen bør inngå i reguleringen. Jeg har overordnet fått tre ulike svar fra nettselskapene. Det ene er at det muligens bør inkluderes, men de tror at industri er en større driver til at nettselskap blir behandlet ulikt. Det andre er at elektrifiseringstakten muligens bør inngå i reguleringen, og veksten i elbilettheten kan potensielt være en indikator på elektrifiseringstakten i området. Det tredje svaret er at elbilettheten kan være en viktig indikator på forskjeller mellom nettselskap, og dermed bør inkluderes. Et nettselskap ga et innspill om at på grunn av at elbilettheten ikke har vært inkludert i beregningen av effektivitetsresultat, har det ført til at hele Norge ligger bakpå i elektrifiseringen. Dersom et nettselskap velger å investere for fremtidig økt elbilvekst, ville det blitt evaluert som mindre effektivt, og har isolert sett et insentiv til å utsette investeringene.

Jeg fant heterogene kostnadseffekter i analysen, og de heterogene effektene gjenspeiles også når jeg sammenligner svarene til de ulike nettselskapene. Det nettselskapet som sier at de ikke har opplevd økt investeringsbehov, er et stort nettselskap i Norge. Det minste nettselskapet er det selskapet som i størst grad uttrykker økt investeringsbehov. De andre relativt store nettselskapene, forteller at de forventer at elbilettheten vil ramme deres område i enda større grad framover, gitt at lastutjevningen uteblir.

På bakgrunn av samtalene med nettselskapene, er det ingen tydeligere tegn på at retningen på funnene mine er feilaktig. Noen selskap trekker imidlertid frem at elbilveksten kan være korrelert med annen vekst i forbruk, for eksempel induksjonstopper og varmtvannstanker som blir elektriske. Det kan også være slik at ladestasjoner for elbil og elbuss gir økte investeringer, selv når de betaler anleggsbidrag, som kan gjøre at koeffisienten til antall elbiler blir overestimert. To andre interessante aspekt fra møtene, er at 1) alle nettselskap tar hensyn til elbilvekst når de planlegger investeringer, og 2) alle nettselskap mener at ny nettleiemodell bør innføres, for å gi et insentiv til lastutjevning.

8.3 Politiske implikasjoner

Den teoretiske modellen som ble presentert i kapittel 2.6, viste den hypotetiske mekanismen som økt elbiletthet har på abonnentenes nettleie. Kort sagt forteller modellen at dersom det er slik at økt elbiletthet gir økte kostnader, betyr det at husholdninger som kjøper en elbil påfører de andre husholdningene en ekstern kostnad. Analysen bekrefter sammenhengen mellom elbiletthet og kostnader, og resultatet bør ha en innvirkning på hvordan nettleien utformes.

Som nevnt, besluttet Olje- og energidepartementet å innføre et ekstra ledd i nettleien, som skal prise husholdningenes effektbruk. Flere nettselskap har på sine hjemmesider forklart den nye nettleiemodellen, og poengterer at elbillading bør skje om natten hvor ledig kapasitet i strømmettet er større.³³ Effektleddet, som gjør at husholdninger betaler en viss sum for de(n) timen(ene) i måneden med høyest effektuttak, gir et insentiv til å spre energibruken gjennom døgnet. Det har vært sterk motstand mot den nye nettleiemodellen, men fra et samfunnsøkonomisk perspektiv, vil den nye nettleien bidra til at den eksterne kostnaden som følge av høyt effektuttak prises. En husholdning som kjøper en elbil, vil med den nye nettleiemodellen stå overfor en pris som i større grad reflekterer den faktiske kostnaden som energibruken påfører strømmettet. Dersom nettleiemodellen ikke innføres, tyder resultatene fra denne studien på at det vil føre til høyere investeringsnivå enn i en situasjon uten elbilvekst. Å gi insentiv til å spre forbruket er derfor klart nødvendig for å begrense forsterkning og utbygging av nettet, som kan omfatte naturinngrep og høye kostnader.

I reguleringen av nettselskapene, er det tvetydig om antall elbiler bør inngå i beregningen av inntektsrammen. Det er heterogene kostnadseffekter av elbilvekst, og det er derfor utfordrende å konstruere et generelt mål på hvor mye økt elbiletthet påvirker nettselskapene. Resultatene fra Tabell 8, indikerer at elbilvekst påvirker effektivitetsresultatet, men i praksis er denne effekten marginal. Denne sammenhengen bør likevel studeres i større grad, da denne analysen så vidt går innom denne mekanismen. Basert på disse funnene, er det ikke helt tydelig om elbiletthet bør inngå i reguleringen, men hvis den skulle gjort det, ville

³³Se for eksempel Agder Energi Nett (2022).

det vært nødvendig å ta hensyn til heterogene effekter, i form av skalaeffekter.

Resultatene gir ikke bred nok innsikt for å evaluere elbilpolitikken i sin helhet. At økt elbiletthet gir økte kostnader i strømmettet, betyr ikke nødvendigvis at elbilpolitikken er feilaktig utformet, men når elbilfordelene evalueres bør effekten på strømmettet inkluderes. En måte å evaluere politikken på er å beregne rensekostnaden per tonn CO₂. Dersom det ikke tas hensyn til kostnadseffekten i strømmettet i en slik beregning, vil effektiviteten av elbilfordelene som et miljøvirkemiddel overvurderes.

9 Konklusjon

Formålet med denne oppgaven var å studere hvilken effekt økt elbiletthet har på kostnader i strømmettet. For å studere sammenhengen har et paneldatasett med grunnlagsdata for inntektsrammeberegninger for 86 nettselskap blitt benyttet. Hovedresultatet indikerer at en økning i elbilettheten på 1% i nettselskap sitt område gir en forventet kostnadsøkning på 0,024%. Evaluert i et median-nettselskap, tilsvarer denne elastisiteten en kostnadsøkning på 4 200 NOK per elbil. Resultatet er statistisk signifikant, og av økonomisk betydning. Den sterkeste kostnadseffekten i prosent skjer gjennom økte investeringer, som kan forklares ved at økt elbiletthet gjør at infrastrukturen må utbygges og forsterkes for å takle den økte effektterspørselen. Økt elbiletthet har også en positiv effekt på drift- og vedlikeholdskostnader, som trolig følger av at et mer utbygd strømmett gir høyere vedlikeholdskostnader. Effekten på totale kostnader og kostnadskomponentene, samsvarer med forventningene.

Resultatene indikerer heterogene effekter på tvers av nettselskap, hvor jeg finner at store nettselskap har en lavere kostnadseffekt ved økt elbiletthet målt i kroner per elbil, i forhold til mindre nettselskap. Når kostnadselastisitetene studeres nærmere, gir resultatene også en indikasjon på at kostnadselastisiteten er lavere for store nettselskap. Det er spesielt stor forskjell mellom den fjerde kvartilen og de øvrige kvartilene i utvalget, hvor førstenevnte har en estimert kostnadselastisitet på tilnærmet null i en spesifikkasjon. Disse heterogene effektene skyldes trolig skalaeffekter, hvor de største nettselskapene har et mindre sensitivt nett enn mindre nettselskap. Heterogene effekter framkommer også til en viss grad når det inklude-

res et interaksjonsledd mellom logaritmen av antall elbiler og antall hytter per abonnent. Resultatene ved å inkludere interaksjonsleddet indikerer at nettselskap med høy tetthet av hytter har en sterkere kostnadseffekt av elbilveksten enn de med lav tetthet av hytter. Etter samtaler med ulike nettselskap, kan denne sammenhengen forklares ved at strømmettet i hytteområder har svakere kapasitet til å takle økt elbillading i forhold til andre områder.

En politisk implikasjon resultatene fra denne avhandlingen bør gi, er at den nye nettleie-modellen som inkluderer et effektledd blir innført. Nettleiemodellen vil gi et insentiv til å jevne ut forbruket, slik at omfanget av simultan lading av elbilene på tidspunkt hvor annen effektterspørsel er høy reduseres. Hva gjelder NVE sin regulering av tillatt inntekt, er det usikkert om elbiltetthet bør inkluderes som en eksogen kostnadsdriver. Den estimerte sammenhengen mellom økt elbiltetthet og effektivitetsresultat er negativ, men den praktiske sammenhengen er marginal. Både på bakgrunn av de heterogene effektene, og den svake praktiske sammenhengen mellom elbilvekst og effektivitetsresultatet, må mer forskning til for å avgjøre om det er hensiktsmessig å ta hensyn til elbiltetthet i reguleringen.

Referanser

- AFRY. (2021). Infrastruktur for elektrisk transport: Hvilket ansvar skal nettselskapene ha? *NVE rapport, 125000918*.
- Agder Energi Nett. (2022). *Ny nettleiemodell*. <https://www.aenett.no/nettleie/ny-nettleiemodell/>.
- Anastasiadis, A.G., Kondylis, G.P., Polyzakis, A. & Vokas, G. (2019). Effects of increased electric vehicles into a distribution network. *Energy Procedia, 157*, 586–593.
- Bråthen, H. (2022). *To av tre nye personbiler er elbiler*. <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/landtransport/statistikk/bilparken/artikler/to-av-tre-nye-personbiler-er-elbiler>. SSB.
- Det kongelige Finansdepartementet. (2019). *Skatter, avgifter og toll 2021, prop. 1 ls (2020–2021)*. <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/prop.-1-1-20202021/id2768694/>.
- Distriktsenergi. (2019). *Elbilene gjør at strømmettet i hytteområdene må oppgraderes*. <https://www.distriktsenergi.no/artikler/2019/1/16/elbilene-gjor-at-stromnettet-i-hytteomradene-ma-oppgraderes/>.
- DNV, G. (2019). Pöyry management consulting. kostnader i strømmettet-gevinster ved koordinert lading av elbiler. *The Norwegian Water Resources and Energy Directorate*.
- Energifakta Norge. (2019a). *Regulering av nettvirksomhet*. <https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/regulering-av-nettvirksomhet/>.
- Energifakta Norge. (2019b). *Strømmettet*. <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>.
- Eurelectric. (2021). *Debunking the myth of the grid as a barrier to e-mobility*. https://cdn.eurelectric.org/media/5275/debunking_the_myth_of_the_grid_as_a_barrier_to_e-mobility_-_final-2021-030-0145-01-e-h-2DEE801C.pdf.
- Geonorge. (2021). *Administrative enheter kommuner*. <https://kartkatalog.geonorge.no/metadata/administrative-enheter-kommuner/041f1e6e-bdbc-4091-b48f-8a5990f3cc5b>.
- Kenton, W. (2021). *Economies of scale*. <https://www.investopedia.com/terms/e/economiesofscale.asp>. Investopedia.

- Lovdata. (1999). *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer*. <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302>.
- Nordpool. (2022). *System price*. <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/SYS1/Yearly/?view=table>.
- Norsk elbilforening. (2021). *Elbilisten 2021: De fleste av oss velger elbil av økonomiske årsaker*. <https://elbil.no/elbilisten-2021-de-fleste-av-oss-velger-elbil-av-okonomiske-arsaker/>.
- NVE. (2013). *Spenningskvalitet*. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/leveringskvalitet/spenningskvalitet/>.
- NVE. (2014). *Referanserenten*. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/referanserenten/>.
- NVE. (2015a). *Anleggsbidrag*. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/anleggsbidrag/>.
- NVE. (2015b). *Leveringsplikt*. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/leveringsplikt/>.
- NVE. (2015c). *Tilknytningsplikt*. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/tilknytningsplikt/>.
- NVE. (2019). *Veiledning til beregningsgrunnlag for inntektsrammer 2019*. <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201832574/3062045>.
- NVE. (2021). *Nedlastning av fagdata fra nve*. <https://nedlasting.nve.no/gis/>.
- NVE. (2022a). *Konsesjonssaker*. <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/>.
- NVE. (2022b). *Nve atlas*. <https://atlas.nve.no/Html5Viewer/index.html?viewer=nveatlas#>.
- NVE-RME. (2017). *Guidelines for revenue cap calculation in r*. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/bransje/bransjeoppgaver/inntektsrammer/skript-for-beregning-av-inntektsrammer-i-r/>.
- Olje- og energidepartementet. (2021). *Effektbaserte tariffer legger til rette for bedre utnyttelse av strømmettet – nå skal smart strømbruk belønnes*. <https://www.regjeringen.no/no/dokumentarkiv/regjeringen-solberg/aktuelt-regjeringen-solberg/oed/>

- nyheter/2021/nettariffer/id2860406/.
- Opplysningsrådet for veitrafikk. (2020). *Så mye koster (el)bilen deg per år*. <https://ofv.no/aktuelt/2020/s%C3%A5-mye-koster-elbilen-deg-per-%C3%A5r>.
- Orea, L., Álvarez, I.C. & Jamasb, T. (2018). A spatial stochastic frontier model with omitted variables: Electricity distribution in norway. *The Energy Journal*, 39(3).
- RME. (2022). *Nettvirksomhet*. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/>.
- Samferdseldepartementet. (2021). *Norge er elektrisk*. <https://www.regjeringen.no/no/tema/transport-og-kommunikasjon/veg-og-vegtrafikk/faktaartikler-vei-og-ts/norge-er-elektrisk/id2677481/>.
- Skotland, C.H., Eggum, E. & Spilde, D. (2016). Hva betyr elbiler for strømmettet. *NVE rapport(74-2016)*.
- Spilde, D. & Skotland, C. (2015). Hvordan vil en omfattende elektrifisering av transportsektoren påvirke kraftsystemet. *The Norwegian Water Resources and Energy Directorate: Oslo, Norway*.
- SSB. (2021). *Bilparken - 07849: Drivstofftype, type kjøring og kjøretøygrupper (k) 2008 - 2020*. <https://www.ssb.no/statbank/table/07849/>.
- SSB. (2022a). *03013: Konsumprisindeks, etter konsumgruppe (2015=100) 1979m01 - 2022m02*. <https://www.ssb.no/statbank/table/03013>.
- SSB. (2022b). *03173: Eksisterende bygningsmasse. andre bygg enn boligbygg, etter bygningstype (k) 2001 - 2022*. <https://www.ssb.no/statbank/table/03173/>.
- SSB. (2022). *03174: Eksisterende bygningsmasse. fritidsbygg, etter bygningstype (k) 2001 - 2022*. <https://www.ssb.no/statbank/table/03174/>.
- Statnett. (2022). *Kraftmarkedet*. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/>. Forfatter.
- Thune-Larsen, H., Veisten, K., Rødseth, K.L. & Klæboe, R. (2014). *Marginale eksterne kostnader ved vegtrafikk*. Transportøkonomisk institutt.
- Verlo, K.R., Fladen, B.A. & Sira, U. (2020). Oppsummering av høring og anbefaling til endringer i nettleiestrukturen. *NVE-RME, Mar*.
- Wangsnæs, P.B. & Halse, A.H. (2021). The impact of electric vehicle density on local grid costs: Empirical evidence from norway. *The Energy Journal*, 42(5).

- Wangsness, P.B., Kittelsen, S.A., Steinsland, C., Aune, F.R. & Nævdal, E. (2020). Elektriske biler og den gjensidige påvirkningen. *transport*, 52, 85–102.
- Wooldridge, J.M. (2016). *Introductory econometrics*, 6e. Cengage Learning.

A Appendiks

A.1 Alternative spesifikasjoner

Alternative spesifikasjoner

Tabell A1: Regresjon med alle variabler som per abonnent. Avhengig variabel: $\log(\text{numEV}/\text{sub})$

	(1)	(2)
$\log(\text{numEV}/\text{subscribers})$	0.016*** (0.005)	0.020* (0.012)
$\log(\text{subscribers})$	-0.523*** (0.125)	-0.342** (0.147)
$\log(\text{highvoltage}/\text{subscribers})$	0.424*** (0.092)	0.731* (0.381)
$\log(\text{substations}/\text{subscribers})$	-0.013 (0.024)	1.001* (0.539)
$\log(\text{numEV}/\text{subscribers})^2$		0.000 (0.001)
$\log(\text{highvoltage}/\text{subscribers})^2$		0.069 (0.063)
$\log(\text{substations}/\text{subscribers})^2$		0.140* (0.074)
Observasjoner	1101	1101
Faste effekter	Ja	Ja
Årsdummyer	Ja	Ja

*Cluster-robuste standarfeil i parentes. *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, $p < 0.1$*

Tabell A2: Regresjon ved utelatelse av de fem største og minste nettselskap basert på a) totale kostnader, b) antall elbiler, c) antall abonnenter. Avhengig variabel: $\log(\text{totcosts})$

	Baseline	Utelatelse - totcosts		Utelatelse - numEV		Utelatelse - sub	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
log(numEV)	0.024** (0.009)	0.023** (0.011)	0.024*** (0.009)	0.027*** (0.010)	0.021** (0.010)	0.023** (0.011)	0.021** (0.009)
log(numEV)2	-0.001 (0.001)	-0.001 (0.001)	-0.002 (0.001)	-0.001 (0.001)	-0.001 (0.001)	-0.001 (0.001)	-0.001 (0.001)
log(subscribers)	-1.407** (0.639)	-1.574*** (0.596)	-1.958*** (0.392)	-1.509** (0.664)	-1.801*** (0.582)	-1.574*** (0.596)	-1.021 (0.966)
log(subscribers)2	0.085** (0.038)	0.097** (0.037)	0.111*** (0.025)	0.091** (0.041)	0.102*** (0.032)	0.097** (0.037)	0.062 (0.055)
log(substations)	-0.311** (0.155)	-0.326** (0.163)	0.268 (1.418)	-0.329** (0.160)	0.862 (1.522)	-0.326** (0.163)	-0.049 (1.572)
log(substations)2	0.054* (0.030)	0.057* (0.032)	0.009 (0.111)	0.058* (0.031)	-0.036 (0.119)	0.057* (0.032)	0.036 (0.124)
log(high voltage)	2.574*** (0.788)	2.932*** (0.879)	1.840* (0.983)	3.168*** (0.807)	1.993** (0.935)	2.932*** (0.879)	1.901* (1.033)
log(high voltage)2	-0.197*** (0.068)	-0.231*** (0.077)	-0.135* (0.081)	-0.254*** (0.071)	-0.151* (0.077)	-0.231*** (0.077)	-0.139* (0.083)
Observasjoner	1101	1036	1036	1036	1036	1036	1040
Faste effekter	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Faste tidseffekter	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Utelatelse 5 største selskap	Nei	Ja	Nei	Ja	Nei	Ja	Nei
Utelatelse 5 minste selskap	Nei	Nei	Ja	Nei	Ja	Nei	Ja

Cluster-robuste standarfeil i parentes. *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, $p < 0.1$

Tabell A3: Hvilke variabler i opex blir påvirket?

	OPEXxS	sal	pens	ld_391	salcap
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
log(numEV)	0.029** (0.014)	-0.060 (0.037)	0.009 (0.045)	0.235 (0.234)	-0.142*** (0.053)
log(numEV)2	-0.003 (0.002)	0.003 (0.004)	-0.002 (0.005)	0.031 (0.019)	0.012 (0.007)
log(subscribers)	0.163 (1.296)	-3.004* (1.803)	-1.326 (2.386)	13.415 (12.701)	-9.136*** (2.944)
log(subscribers)2	0.010 (0.074)	0.228** (0.112)	0.164 (0.164)	-0.744 (0.692)	0.474** (0.189)
log(high voltage)	0.360 (0.236)	1.010 (0.652)	0.434 (0.909)	1.503 (2.906)	1.479 (1.074)
Observasjoner	1101	1101	945	554	1085
Faste effekter	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Årsdummyer	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
R2_within	0.206	0.392	0.135	0.144	0.389

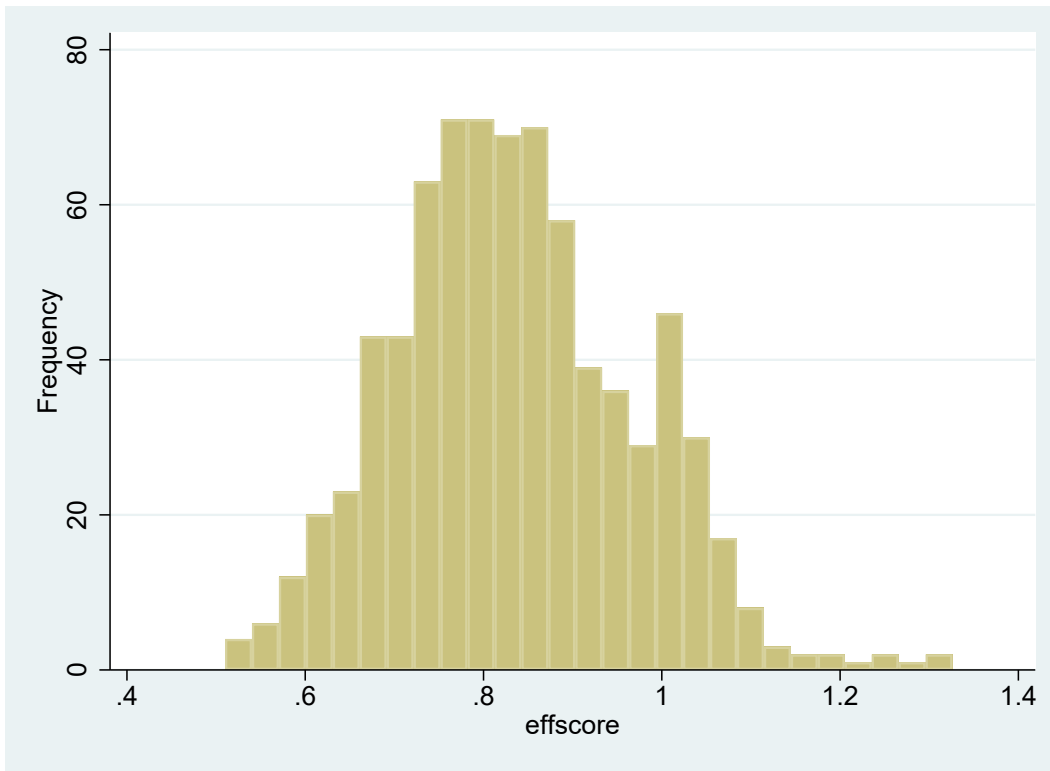
Standarfeil i parentes. *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, $p < 0.1$

A.2 Deskriptiv statistikk

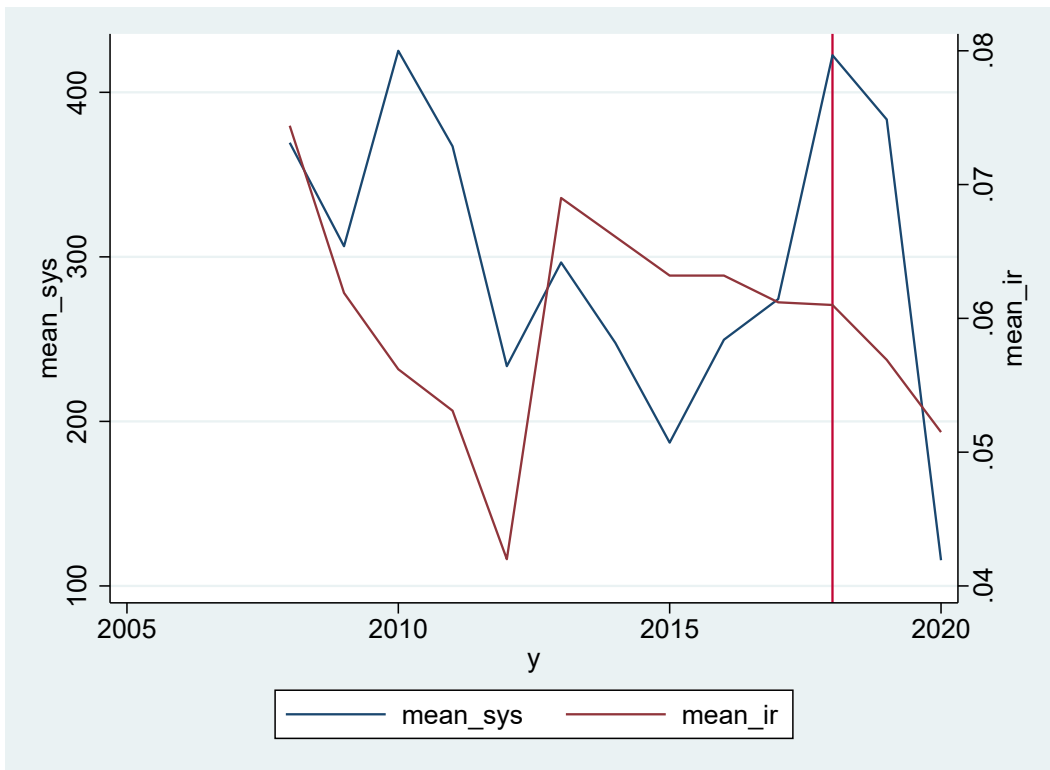
Tabell A4: Deskriptiv statistikk for rammevilkår-variabler

	Mean	Median	1 percentile	99 percentile	Skewness	Kurtosis
ldz_f4	.1123826	.0946771	0	.3916289	.5471488	2.408638
ldz_f7	.0688357	.0214578	0	.3054124	1.225277	3.132806
ldz_inc.av	10.04601	9.830898	0	22.21521	.4512908	3.759176
ldz_wind	25.22623	25.35694	0	31	-3.246509	23.1265
ldz_lat.av	61.2014	60.26305	0	70.34649	-6.058217	50.72076
ldz_ice.av	49.4347	38.68501	0	168.8192	1.712354	6.298899
ldz_snow	282.3018	272.9633	0	649.5029	.5672081	3.328638
ldz_temp	4.289432	4.286878	0	7.958518	-.1963346	2.154246
ldz_isl	3.6	0	0	45	3.13832	13.87087

Figur A1: Fordeling i effektivitetsresultat



Figur A2: Variasjon i referanserate (*ir*) og systempris på kraft (*sys*) i perioden 2008-2020.



A.3 Endring i organisasjonsnummer

Tabell A5: Endring i organisasjonsnummer fra 2020 til 2022

Navn/orgnr fra datasett 4.1	Navn/orgnr fra datasett 4.3
Alta Kraftlag SA/971029390	Alta kraftlag Nett AS/925336637
Rauland kraftforsyningslag/915317898	RK Nett AS/925017809
Krødsherad Everk/971030658	Norefjell Nett/824701482
Luostejok Kraftlag/938260494	Luostejok Kraftlag Nett/924934867
NEAS AS/960684737	Neas Nett AS/925668389
Nordkyn kraftlag/956740134	Nordkyn Nett AS/924868759
Rauma energiproduksjon/970974253	Rauma Energi AS/926377841
Sunndal energi KF/971029102	Sunndal energi Nett/924330678
Sykkylven energi AS/979918224	Straumen Nett/925354813
Vest-telemark kraftlag/955996836	Vest-telemark kraftlag Nett/925803375

