



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2023 60 stp
Fakultetet for realfag og teknologi

Reduksjon av nettapkostnader ved bruk av forbrukerfleksibilitet: et bidrag til økt betalingsvillighet i lokale fleksibilitetsmarkeder

The DSO willingness to pay for demand-side flexibility by reducing cost of grid losses

Birgitte Kjuus og Helene Tengesdal
Industriell Økonomi

Forord

Denne masteroppgaven avslutter vårt femårige studieløp i Industriell Økonomi ved Norges miljø- og biovitenskapelig universitet. Selv med ulike spesialiseringer, innen byggeteknikk og prosesseteknikk, ønsket vi sammen å utforske og belyse et tema med relevans som kunne bidra inn i det grønne skiftet.

Masteroppgaven gir et innblikk i hvordan lokale fleksibilitetsmarked kan bidra til et mer effektivt og bærekraftig energisystem. Der formålet er å kunne si noe mer om hva nettselskapene er villig til å betale for fleksibilitet. Utforming og spissing av oppgaven har vært en utfordrende prosess, men var mulig med hjelp fra veiledere og personer i bransjen.

Takk til vår hovedveileder Tor Kristian Stevik og biveileder Åshild Grøtan for gode diskusjoner og innspill. De har med ulik kompetanse og bakgrunn bidratt til oppgaven på hver sin måte. Takk til alle som har vært med å bidra med kunnskap ved Fakultetet for realfag og teknologi. Det har vært viktige bidrag for to studenter med begrenset kunnskap innen programmering og energifysikk.

Vi vil også takke alle fra bransjen som har vært med å bidra til utforming av problemstilling, og for nødvendig informasjon og data for oppgavens utforming. Vi er svært takknemlig for positiv respons og raske tilbakemeldinger ved intervjuer, samtaler og spørsmål. Stor takk til Iver Bakken Sperstad som har gitt oss nødvendig kunnskap rundt temaet og vært tilgjengelig for spørsmål ved alle tider.

Avslutningsvis vil vi takke for all støtte og bidrag for oppgaven. Vi håper oppgaven vil kunne øke forståelsen for fleksibilitet i kraftnettet og inspirere til videre arbeid på dette området.

Ås, 15.mai 2023


Birgitte Kjuus


Helene Tengedal

Sammendrag

Kraftnettet står overfor nye utfordringer som følge av det grønne skiftet og økende etterspørsel av strøm. Lokale fleksibilitetsmarked er pekt på som en viktig løsning for noen av disse utfordringene, særlig for å redusere effekttoppene. I utviklingen av lokale fleksibilitetsmarked er det viktig at nettselskapene ser behovet og verdien av fleksibilitet. Et sentralt spørsmål, som foreløpig er lite forsket på, er nettselskapenes betalingsvillighet for fleksibilitet. Dette påvirkes av flere elementer, men en mulig påvirkningsfaktor er nettapkostnadene og muligheten for å redusere disse ved å jevne ut forbruket.

Denne studien analyserer derfor hvordan forbrukerfleksibilitet reduserer nettapkostnadene, og dermed øker nettselskapenes betalingsvillighet. For å innhente og samle datagrunnlag om kraftnettet og fleksibilitet i et lokalt fleksibilitetsmarked ble det brukt kvalitativ innholdsanalyse og ustrukturerte intervjuer. Casestudie av et referansenett fra CINELDI ble brukt som kvantitativ metode for å teste og analysere hvordan nettapkostnadene kan reduseres ved å ta i bruk fleksibilitet. Fleksibilitet gjør det mulig for nettselskapene å redusere effekttopper og dermed redusere nettapet og nettapkostnadene. Ved bruk av referansenettet sammenlignes to modellnett: en med den opprinnelige lastprofilen og en med reduserte effekttopper. Modellnettet inkluderer kun den høyspente delen av et distribusjonsnett, og for å vurdere potensialet i nettapsreduksjonen for et helt distribusjonsnett ble data fra nettselskap om fordelingen av nettapet for de ulike spenningsnivåene anvendt.

Resultatene viser at det er stor forskjell i potensialet for reduksjon av nettapkostnader og at betalingsvilligheten dermed vil variere. Betalingsvillighet for et distribusjonsnett, som inkluderer alle spenningsnivå, varierer i denne studien fra 12 kr/MWh til 247 kr/MWh. Hvor stort potensialet er avhenger av ulike faktorer som pris- og lastkurve for døgnet. Samtidig vil det være store forskjeller mellom nettselskapene på grunn av ulik nettopologi, topografi og kundegrupper. Det viktigste funnet er at store svingninger i pris- og lastkurve kombinert med sterk korrelasjon gir størst betalingsvillighet. Den totale betalingsvilligheten vil være avhengig av flere andre faktorer, og det vil dermed være nødvendig med videre arbeid på dette feltet.

Abstract

The power grid faces new challenges because of the increasing development of unregulated power supply and electricity demand. Local flexibility markets can be an essential solution for these challenges, particularly in reducing peak loads. However, it is unknown what the value and need for flexibility are for the distribution system operators (DSO). One important question is what the DSOs are willing to pay for flexibility. This depends on various factors, but a possibility of increasing DSOs willingness to pay is by reducing grid losses by reducing peak loads.

This study analyzes how demand-side flexibility reduces the cost of grid losses, thus increasing the DSOs willingness to pay. Qualitative content analysis and unstructured interviews were used to obtain and collect data about the power grid and local flexibility markets. A case study of a reference network from CINELDI was used as a quantitative method to evaluate and analyze how grid loss can be reduced by adopting flexibility. Flexibility allows the DSO to reduce peak loads, thereby reducing grid losses and loss costs. The case study compares two network models: one with the original load profile and one with reduced power peaks. The network model only includes the high-voltage part of a distribution network. Therefore, the study uses data on grid losses in various voltage levels from DSOs to assess the potential of reducing grid losses in a complete distribution network.

The results show a difference in the potential for reducing grid loss costs and the willingness to pay. The DSOs willingness to pay differs from 12 NOK/MWh to 247 NOK/MWh. The size of the potential depends on several factors, such as the price and load curve for the day. The DSOs have different network topologies and customer groups, which also will affect the results. The most important finding is that significant price and load curve fluctuations, combined with a strong correlation, result in the highest willingness to pay. The total willingness to pay will depend on several other factors, and further work in this field will therefore be necessary.

Innhold

Forord.....	ii
Sammendrag	iii
Abstract.....	iv
Tabelliste.....	viii
Figurliste	ix
1 Introduksjon	1
1.1 Bakgrunn.....	1
1.2 Problemstilling	2
1.3 Forskningsspørsmål	3
1.4 Avgrensninger.....	3
2 Teori.....	5
2.1 Kraftnettet	5
2.1.1 Transmisjonsnettet	5
2.1.2 Regionalnettet	6
2.1.3 Distribusjonsnettet	6
2.2 Nettselskapenes regulering	6
2.3 Fleksibilitet	9
2.3.1 Forbrukerfleksibilitet	10
2.3.2 Potensialet for forbrukerfleksibilitet	11
2.4 Lokalt fleksibilitetsmarked	11
2.4.1 Aggregator	12
2.4.2 Markeds plass.....	12
2.4.3 Begrensninger for et lokalt fleksibilitetsmarked	13
2.5 Effekttopper	14
2.6 Nettap.....	15
2.7 Prisvolatilitet	16
2.8 Nettselskapenes betalingsvillighet	17
3 Metode	19
3.1 Mixed methods research	19
3.1.1 Kvalitativ innholdsanalyse	19
3.1.2 Ustrukturerte intervjuer	19

3.1.3	Casestudie	20
3.2	Analyseverktøy	21
3.3	Effektutjevning	21
4	Case.....	23
4.1	Referansenettet.....	23
4.2	Belastning i modellnettet	24
4.3	Utjevning av lastflyt.....	25
4.4	Beregning av nettapkostnader	27
4.5	Fordeling av nettapet i distribusjonsnettet	28
4.6	Utvalgte dager	29
4.6.1	Høyest effektbehov	29
4.6.2	Høyest spotpris.....	30
4.6.3	Størst variasjon i spotpris	30
5	Resultater	32
5.1	Ustrukturerte intervjuer.....	32
5.2	Utvikling og sammenheng mellom effekt og nettap	33
5.3	Fordeling av nettap i distribusjonsnettet	34
5.3.1	Ustrukturerte intervjuer.....	34
5.3.2	Forholdstallene.....	35
5.3.3	Prosentvis nettap av total effekt	36
5.4	Resultater for helt år.....	36
5.4.1	Nettapsbesparelser	36
5.4.2	Betalingsvillighet	37
5.5	Resultater fra tre utvalgte dager	38
5.5.1	Høyest effektbehov	38
5.5.2	Høyest spotpris.....	39
5.5.3	Størst variasjon i spotpris	40
5.5.4	Betalingsvillighet utvalgte dager	41
6	Diskusjon	42
6.1	Funn fra casestudiet	42
6.2	Sammenligning av ulike nett.....	44
6.3	Sammenligning med markedspris i andre prosjekt	45
6.4	Andre påvirkende faktorer for betalingsvilligheten	46

6.4.1	Nettap og nettinvesteringer	46
6.4.2	Regulatorisk påvirkning	46
6.4.3	Nettselskapenes kostnadsbilde	47
6.4.4	Samfunnsøkonomiske aspekter	48
6.5	Datakvalitet	49
6.5.1	Referansenettet	49
6.5.2	Simulering med analyseverktøyet	49
6.5.3	Fordeling av nettap	50
6.6	Metodisk tilnærming	50
6.6.1	Valg av casestudiet	50
6.6.2	Utjevning av effekttopper	51
6.6.3	Spotprisen	52
7	Konklusjon	53
7.1	Vårt bidrag	53
7.2	Videre arbeid	54
8	Referanser	56
9	Vedlegg	61
	Vedlegg A – Python kode for simulering og analyse	61
	A.1 – Kode hentet fra (60)	61
	A.2 - Utrekning av nettap og nettapkostnader for det opprinnelige modellnettet	63
	A.3 - Utrekning av nettap og nettapkostnader for det justerte modellnettet	64
	Vedlegg B – Ulike eksempelnett fra Elvia	66

Tabelliste

Tabell 1: Fordeling av kundetyper i referansenettet.	24
Tabell 2: Total effekt og nettap for referansenettet og modellnettet med pålagte laster.	33
Tabell 3: Fordeling av nettap i distribusjonsnett med blanding av by og landlig nett (64).	34
Tabell 4: Fordeling av nettap i distribusjonsnett med hovedsakelig fritidsboliger (64).	35
Tabell 5: Prosentvis nettap av total effekt levert over et år.	36
Tabell 6: Nettap og nettapskostnader foret helt år i den opprinnelige og justerte modellnettet. ..	36
Tabell 7: Betalingsvillighet for kun modellnettet sammenlignet med fullstendige distribusjonsnett.	37
Tabell 8: Nettap og nettapskostnader for 28. februar.	38
Tabell 9: Nettap og nettapskostnader for 30. august.	39
Tabell 10: Nettap og nettapskostnader for 13. desember.	40
Tabell 11: Betalingsvillighet for kun modellnettet sammenlignet med fullstendige distribusjonsnett for de utvalgte dagene.	41

Figurliste

Figur 1: Grafisk fremstilling av spenningsnivåene i kraftnettet (16).....	5
Figur 2: Fordeling av kostnadselementer i kostnadsgrunnlaget for nettselskapenes inntektsramme (13).....	7
Figur 3: Utvikling i total inntektsramme for nettselskapene i årene 2018 – 2023 (13).....	9
Figur 4: Illustrasjon av lastreduksjon.....	15
Figur 5: Illustrasjon av laststyring.	15
Figur 6: Illustrasjon av effektutjevning.....	22
Figur 7: Referansenettet fra CINELDI med oversikt over noder og distribusjonslinjer.....	23
Figur 8: Lastflytanalyse av belastning den 28. februar i topplasttimen i modellnettet.....	25
Figur 9: Flytskjema av koden for å opprette en ny modell med jevn lastflyt.	26
Figur 10: Flytskjema for koden av beregninger av nettapkostnader.	27
Figur 11: Last- og spotpriskurve for 28. februar.....	29
Figur 12: Last- og spotpriskurve for 30. august.....	30
Figur 13: Last- og spotpriskurve for 13. desember.....	31
Figur 14: Grafiske fremstilling av hvordan total effekt og nettap utvikles ulikt når belastningen øker ved pålagte laster i tre trinn.....	33
Figur 15: Fordeling av nettap på ulike spenningsnivå for to ulike eksempelnett fra Elvia.	35
Figur 16: Nettapet for et helt år for opprinnelig og justert modellnett.	37
Figur 17: Nettapkostnader for opprinnelig og justert modellnett for 28. februar.....	38
Figur 18: Nettapkostnader for opprinnelig og justert modellnett for 30. august.....	39
Figur 19: Nettapkostnader for opprinnelig og justert modellnett for 13. desember.....	40

1 Introduksjon

1.1 Bakgrunn

Som følge av det grønne skiftet, ser man store og økende utfordringer i drift av kraftnettet i Norge og resten av Europa. For å nå FN's klimamål, blir fossile energikilder byttet ut med fornybare, samtidig som forbruket blir mer og mer elektrifisert. Kombinasjonen av mer ikke-regulerbar kraft, økt strømforbruk og høyere topplasttimer gjør at kraftnettet får nye kapasitetsutfordringer. Det vil derfor være nødvendig med nye smarte løsninger for å sikre effektbalanse og utnytte kapasiteten i kraftnettet mer effektivt (1).

Endringene i kraftmarkedet vil gi økte strømkostnader både på grunn av økt nettleie og perioder med svært høye kraftpriser. De siste årene har gitt en forsmak på hvordan høye effekttopper og høye, variable strømpriser kan bli (1). I 2021 og 2022 ble det satt flere strømpris- og forbruksrekorder (1, 2). Kraftprisen for husholdninger har økt fra 291 kr/MWh i 2012 til 1 496 kr/MWh i 2022, altså en femdobling av den gjennomsnittlige kraftprisen for året (2).

Flere av nettselskapene uttrykker bekymring for at de ikke klarer å bygge ut kraftnettet raskt nok til å henge med på den økende etterspørselen (3). Kraftnettet dimensjoneres etter de kaldeste dagene i året på det tidspunktet i døgnet strømforbruket er høyest. Nettet er dermed bygget ut for å kunne håndtere korte perioder i året, men resten av tiden er det mer enn nok kapasitet i nettet (4). Utfordringene i nettet vil dermed kun oppstå ved effekttoppene (5). Å bygge ut nytt nett dimensjonert etter de økende effekttoppene er både tidkrevende og dyrt, og på grunn av elektrifiseringen av samfunnet vil dette bli mer og mer krevende (3). Ved å fordele forbruket jevnere utover døgnet vil nettselskapene kunne utnytte nettkapasiteten mer effektivt og møte det økende behovet fra elektriske biler og ny teknologi (6).

NVE sin rapport om «Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030» (1) viser at forbrukerfleksibilitet kan bli avgjørende for å sikre effektbalanse i 2030. Forbrukerfleksibilitet vil brukes til å flytte forbruk vekk fra timer med høy til lav belastning i nettet. Fleksibilitet kan fungere som en løsning på kapasitetsutfordringer, feilsituasjoner i kraftnettet og som et alternativ til nettinvesteringer (7). Det er lite utnyttelse av forbrukerfleksibilitet i kraftmarkedene i dag. Det

er få og store aktører som tilbyr fleksibilitet i kraftnettet, men framover blir det viktig at også mindre aktører kan delta (8). I EU-kommisjonens reform av strømmarkedet anbefales markedsbaserte løsninger, slik som lokale fleksibilitetsmarkeder (LFM), for å redusere effekttopper (9). Et lokalt fleksibilitetsmarked kan spille en avgjørende rolle for at nettet blir utnyttet mer effektivt og for at det grønne skiftet blir gjennomførbart (10).

Lokale fleksibilitetsmarkeder er lite utviklet både på sluttbruker- og kjøpersiden, og i Norge er det kun testet i pilotprosjekter (9, 11). Ny teknologi, nye markedsplasser og aktører må til for å realisere fleksibilitetspotensialet hos små og store aktører, og forholdene må ligge til rette for at nettselskapene utnytter disse mulighetene (8). Det er store utfordringer både for nettselskapene og på kundesiden, og det pekes på både regulatoriske og teknologiske barrierer for utviklingen av LFM i dag (7). For å etablere et fungerende lokalt fleksibilitetsmarked er det nødvendig å avdekke behovet og verdien for fleksibilitet for nettselskapene (5). Lønnsomheten er usikker for alle aktører i og med at betalingsvillighet til nettselskapene ikke er avdekket (5). En av flere barrierer for LFM er dermed ukjent betalingsvillighet hos nettselskapene. Nettselskapenes betalingsvillighet avhenger av ulike faktorer og det er i dag mange usikkerheter.

1.2 Problemstilling

Ett av de store spørsmålene for et lokalt fleksibilitetsmarked er betalingsvilligheten hos nettselskapene. Det finnes svært lite forskning på feltet, og det er ulike tilnærminger for å kunne besvare dette spørsmålet.

En vinkling for å finne betalingsvillighet hos nettselskapene er å se på det totale kostnadsbildet til nettselskapene. Hvor mye kan kostnadene reduseres og hvilke kostnader økes, ved bruk av fleksibilitet. Hvor mye det totale kostnadsbildet vil reduseres ved kjøp av fleksibilitet forteller dermed hva som er den høyeste prisen nettselskapene er villig til å betale, ergo nettselskapenes betalingsvillighet. Nesten alle kostnadselementene til nettselskapene, utenom KILE¹ og nettap, er knyttet til nettinvesteringer (12). Verdien av å kunne utsette investeringer ved bruk av fleksibilitet består dermed av den største delen av det totale kostnadsbildet. Dette er likevel ikke

¹ KILE - kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi (kap. 2.2).

det totale bildet av nettselskapenes betalingsvillighet, og det er potensielt andre deler som ikke har blitt utforsket tidligere som kan øke betalingsvilligheten.

Et av kostnadselementene som det ikke har vært fokusert på tidligere er nettapkostnadene og muligheten for å redusere disse ved bruk av fleksibilitet. Nettapkostnadene har de siste årene, som følge av høye strømpriser, blitt en større andel av de totale kostnadene. Det har gått fra 7 % i 2015 til 34 % i 2022 av nettselskapenes totale kostnader (13). Det at nettapet består av en større andel av det totale kostnadsbildet kan derfor åpne opp for et nytt potensial i reduserte kostnader ved å ta i bruk fleksibilitet. Følgelig er problemstillingen:

Kan nettapkostnadene reduseres ved bruk av forbrukerfleksibilitet og dermed øke nettselskapenes betalingsvillighet?

1.3 Forskningsspørsmål

- Hvor mye kan nettapkostnadene reduseres ved bruk av forbrukerfleksibilitet?
- Hvordan kan reduksjon av nettapkostnader påvirke nettselskapenes betalingsvillighet for fleksibilitet i et lokalt fleksibilitetsmarked?

1.4 Avgrensninger

Studien begrenses til å svare på hvordan reduksjon av nettapkostnader kan påvirke nettselskapenes betalingsvillighet for forbrukerfleksibilitet. Kostnadsbildet til nettselskapene består av flere elementer, men studien ser kun på nettapkostnadene og gir dermed kun en liten andel av nettselskapenes totale betalingsvillighet.

Studien forutsetter at all nødvendig fleksibilitet kan anskaffes gjennom et lokalt fleksibilitetsmarked. Dette forutsetter et mer utviklet marked hos både ressurs- og kjøpersiden enn det som er tilfellet i dag. Forbrukerfleksibilitet kan også utløses ved andre virkemidler, men LFM åpner opp for større treffsikkerhet og effektivitet (5) og at mindre aktører kan bidra.

Nettapet beregnes kun for distribusjonsnettet og studien ekskluderer dermed regionalnettet. Ved å redusere effekttopper i distribusjonsnettet vil dette også påvirke nettapet i regionalnettet. Dette gir dermed større betalingsvillighet for nettselskapene enn det resultatene viser.

Nettøpet beregnes av den tilsynelatende effekten, altså både aktiv og reaktiv effekt. Det ses ikke på tiltak for å redusere nettøpet ved å redusere andel reaktiv effekt, men kun hvordan nettøpet kan reduseres ved å flytte effekt i tid.

Det nasjonale kraftsystemet er bygget opp som et vekselstrømsystem med 3 faser (14).

Nettmodellen er en enfase-ekvivalent av tre-fase-systemet, og er modellert slik som det vanligvis gjøres for balanserte kraftsystem.

2 Teori

2.1 Kraftnettet

Samfunnet er kritisk avhengig av et velfungerende og pålitelig kraftnett. Kraftnettets oppgave er å transportere strømmen fra produsent til forbruker, og håndtere variasjoner i forbruk, produksjon og import (15). Kraftsystemet er komplekst og består av flere komponenter for å fungere, som kraftkabler, kraft- og transformatorstasjoner (Figur 1).



Figur 1: Grafisk fremstilling av spenningsnivåene i kraftnettet (16).

Det norske kraftnettet er fordelt inn i transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett. Transmisjonsnettet driftes og eies i Norge av Statnett (TSO²), mens regional- og distribusjonsnettet av nettselskapene (DSO³) (15).

2.1.1 Transmisjonsnettet

Transmisjonsnettet, også kalt sentralnettet, er nettet som forbinder produsenter og forbrukere i ulike deler av landet med hverandre. Det er hovedveiene i kraftsystemet og involverer også overføringsledninger til utlandet. Transmisjonsnettet består av nettkabler på totalt 11 000 km. Det er delen med høyest spenningsnivå, normalt på 300 til 420 kV (15).

² TSO – Transmission System Operator.

³ DSO – Distribution Network Operator.

2.1.2 Regionalnettet

Regionalnettet er bindeleddet mellom transmisjonsnettet og distribusjonsnettet, men omfatter også noen produksjons- og forbruksradialer⁴ på høyere spenningsnivå. Spenningsnivået ligger på 33 kV til 132 kV. Regionalnettet består av 19 000 km med nettkabler (15).

2.1.3 Distribusjonsnettet

Distribusjonsnettet er det lokale nettet som forsyner sluttbrukerne slik som husholdninger. Nettet har spenning opp mot 22 kV og er delt inn i høyspent og lavspent distribusjonsnett. Det høyspente distribusjonsnettet er fra og med 1 kV opp mot 22 kV. Det lavspente distribusjonsnettet leverer til alminnelig forbruk og er normalt på 230 V eller 400 V. Distribusjonsnettet er den største delen av nettet, med mange små forgreininger, totalt 305 000 km med nettkabler (15).

2.2 Nettselskapenes regulering

Nettselskap defineres som «*konsesjonær som eier overføringsnett eller har ansvar for nettjenester.*» (17). Det er rundt 100 nettselskaper i Norge som transporterer strøm fra produsent til forbruker (18). Nettselskapene utfører ulike nettjenester som skal sørge for sikker transport av strøm. Nettjenester kan omfatte en eller flere av følgende:

- Overføring av kraft, herunder drift, vedlikehold og investering i nettanlegg
- Tariffering
- Måling, avregning og kundefølgning
- Tilsyn og sikkerhet
- Driftskoordinering
- Pålagte beredskapstiltak
- Pålagt energiutredning

(17)

Det er ikke lønnsomt å skulle bygge ut kraftnett og ha konkurranse om nettjenester. Derfor er det bare én netteier i hvert område, og hver av disse har monopol. For å unngå utnyttelse av

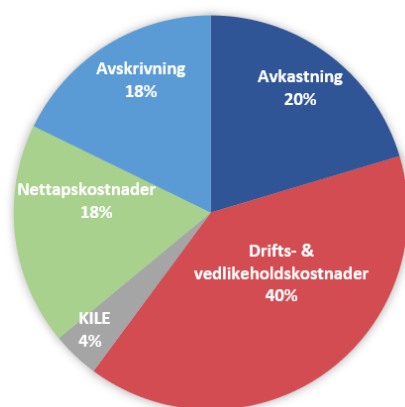
⁴ Produksjonsradial er linje fra et produksjonsanlegg til nettet, og forbruksradial er linje fra forbruksuttak til nettet.

monopolposisjonen er nettselskapene regulert av staten gjennom Reguleringsmyndigheten for energi (RME) (19). RME er en uavhengig reguleringsmyndighet organisert i Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) (20). De skal sikre at ulike aktører overholder regelverket, like konkurransevilkår i kraftmarkedet og at kraftnettet driftes på en samfunnsmessig og sikker måte.

Kostnadene for kraftnettet finansieres ikke av det offentlige, men blir betalt av brukerne gjennom nettleien (21). RME regulerer også nettselskapenes inntekter for å sikre at nettkundene ikke betaler mer enn nødvendig for netjtjenestene uten at dette går på bekostning av kvalitet (20). Nettselskapenes inntekter blir regulert ved en årlig tillatt inntekt fastsatt av RME. Den tillatte inntekten består av inntektsrammen, i tillegg til FoU-kostnader, kostnader til overliggende nett og eiendomsskatt (18). Reguleringen av inntektsrammen simulerer til et marked mellom monopolselskapene og gir insentiver for kostnadseffektivitet (22). Innteksreguleringen sørger for at nettselskapene utfører sine oppgaver til riktig kvalitet og ressursbruk, og at nettselskapene får en rimelig avkastning for sine investeringer (21).

Inntektsrammen er satt sammen av kostnadsgrunnlaget og kostnadsnormen. Kostnadsgrunnlaget er basert på selskapets faktiske kostnader, mens kostnadsnormen er et mål på kostnadene for et nettselskap som utfører sine oppgaver gjennomsnittlig effektivt (22). Kostnadsgrunnlaget består av flere kostnadselementer og disse er presentert i Figur 2. Største del av kostnadene er knyttet til investeringer, og drift- og vedlikehold (12).

**FORDELING AV KOSTNADELEMENTER I KOSTNADSGRUNNLAGET
2018-2022**



Figur 2: Fordeling av kostnadselementer i kostnadsgrunnlaget for nettselskapenes inntektsramme (13).

Drifts- og vedlikeholdskostnader er en samlebetegnelse for alle kostnader som knytter seg til den daglige driften av nettselskapet. Størst andel av disse kostnadene er tilknyttet lønn og pensjon (12).

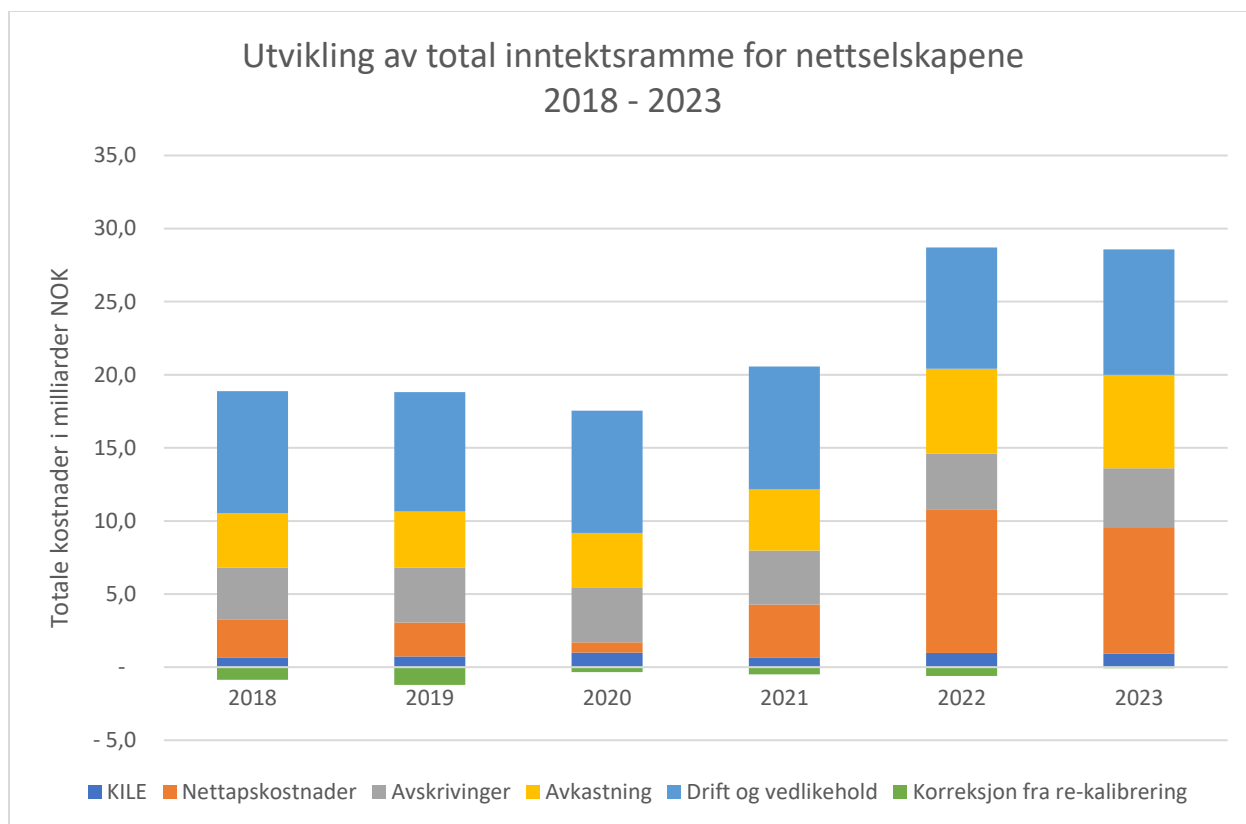
Avskrivninger knytter seg til investeringer i nettanlegg som til ledninger, master, kabler, bryteranlegg og transformatorer (12).

Avkastning er knyttet opp til den bokførte verdien av nettinvesteringene. Det er et uttrykk for hvor mye egenkapital eller gjeld selskapet har for å finansiere investeringene (12).

KILE, kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi, blir fastsatt per nettkunde som blir berørt av et strømbrudd. KILE-beløpet er ikke en faktisk kostnad, men en ordning der de samfunnsøkonomiske kostnadene av et avbrudd blir beregnet (12).

Nettapskostnader er kostnadene som kommer av overføringstap i kraftnettet fra produsent til forbrukere gjennom linjer og kabler. Det blir altså en differanse mellom mengden strøm som blir produsert og mengden strøm som blir levert til forbrukere på ulike steder i nettet. I utregning av inntektsrammen regnes nettapet fra to år tilbake i tid og multipliseres med årets gjennomsnittlige områdepris for strøm, og dette tilsvarer nettselskapets nettapskostnader (12). Dette er ikke det samme som det nettselskapene faktisk betaler i nettapskostnader, men brukes kun av RME i utregning av inntektsrammen.

Den totale inntektsrammen har tydelig økt de siste årene Figur 3, særlig nettapskostnadene (Figur 3). Frem mot 2020 har nettapskostnadene vært nokså jevne på rundt 10 % av de totale kostnadene (13). I 2020 var det historisk lave strømpriser (23) som også resulterte i svært lave nettapskostnader på rundt 4 % (13). I inntektsrammen for 2022 og estimert for 2023 har nettapskostnadene derimot hatt en kraftig økning (Figur 3). Nettapskostnadene for 2022 står for hele 34 % av den totale inntektsrammen. Økningen av nettapskostnader kommer av historisk høye strømpriser i 2021 etterfulgt av enda høyere priser i 2022 (2). Ved høye strømpriser vil nettapskostnadene utgjøre en betydelig andel av de totale kostnadene for nettselskapene, og reduksjonen av disse kan være viktig for nettselskapene.



Figur 3: Utvikling i total inntektsramme for nettselskapene i årene 2018 – 2023 (13).

2.3 Flexibilitet

Flexibilitet er ifølge CINELDI⁵ definert slik: «Flexibilitet er evne og vilje til modifisering av produksjons- og/eller forbruksmønster, på et individuelt eller aggregert nivå, ofte som en reaksjon på et eksternt signal, for å kunne tilby en tjeneste til kraftsystemet eller opprettholde stabil nettdrift.» (24)

Flexibilitet kan oppstå på både produksjon- og forbrukssiden. På produksjonssiden er typiske fleksibilitetskilder i Norge vannkraft og fossile energikilder. Flexibilitet på forbrukssiden kan komme fra ulike industrier, næringer og husholdninger. I tillegg kan energi lagres og brukes som fleksibilitetsressurs for eksempel gjennom batterier (25).

Flexibilitet på forbrukssiden deles inn i to typer: implisitt og eksplisitt (26).

⁵ CINELDI - Centre for Intelligent Electricity Distribution.

Implisitt forbrukerfleksibilitet, også kalt prisbasert fleksibilitet, er forbrukerens reaksjon på prissignaler. Forbrukeren tilpasser forbruket sitt aktivt ved å bruke mindre strøm i timer ved høye strømpriser for å spare på strømkostnader (26). I juni 2021 ble en ny nettleiestruktur, effekttariff, igangsatt. Effekttariff er et godt eksempel på slik implisitt forbrukerfleksibilitet der det blir gitt insentiver gjennom at forbruksmønsteret påvirker kostnaden av å bruke strøm (7).

Eksplisitt forbrukerfleksibilitet, kan også refereres som insentivdrevet fleksibilitet, er fleksibilitet som kan brukes i de forskjellige strømmarkedene. Her aktiveres fleksibiliteten gjennom et eksternt signal, og kjøpes og selges på et eget marked (26). Denne type fleksibilitet avhenger av nettselskapene og hvordan de drifter og overvåker sitt nett (3).

2.3.1 Forbrukerfleksibilitet

Forbrukerfleksibilitet kan utnyttes fra ulike fleksibilitetsressurser, og man kan dele fleksibilitetsressursene inn i tre ulike sektorer: (7)

- Transport
- Bygg
- Industri og næringsliv

Transportsektoren kan inneholde fleksibilitetsressurser for elektriske ladere til bruk for biler, kollektivt, ferger og tungtransport. Særlig elbillading er en fleksibilitetsressurs som de siste årene har økt kraftig (27) og vil kunne utnyttes både for private ladere og for offentlige ladestasjoner.

Bygningssektoren er alle typer bygg som husholdninger, kommunale og kommersielle bygg. Dette inkluderer alle typer bygg som for eksempel kontorer, kjøpesentre og skoler. Ifølge en rapport fra Internasjonal Energy Agency (IEA) er det størst potensial for forbrukerfleksibilitet i bygningssektoren (28).

Industri og næringsliv kan også utnytte fleksibilitet på ulike måter. Disse ressursene varierer avhengig av industri og vil ha ulike krav og muligheter for avkobling. Gartnerier er et eksempel på en industri som fungerer godt som fleksibilitetsressurs. Dette er fordi det er mulighet for å koble av på kort advarsel uten at det påvirker produksjonen (29).

2.3.2 Potensialet for forbrukerfleksibilitet

Fleksibilitetsressurser har i liten grad blitt benyttet av nettselskapene og i dag er det for det meste begrenset til store industrielle brukere. IEA estimerer at globalt er rundt 3 900 TWh av dagens elektrisitetsforbruk tilgjengelig som fleksibilitetsressurser og det forventes nesten en dobling innen 2040 (28). I Norge peker NVE på at det er høyst usikkert hvor mye tilgjengelig fleksibilitet det vil være i fremtiden (1). Forbrukerfleksibilitet har svært varierende potensial avhengig av hvilken sektor og hvilke fleksibilitetsressurser som blir tatt i bruk. Forbrukerfleksibilitet egner seg best til å jevne ut døgnvariasjoner, men det er usikkert hvordan lasten kan fordele seg utover døgnet (30). Vennemo et al. (4) viser at den samlede fleksibiliteten er større enn det som skal til for å fordele forbruket jevnt over døgnet.

Fleksibilitetsressurser i husholdninger og næringsbygg har et stort potensial som ikke er realisert. For husholdninger ser man at oppvarming, varmtvannstanker og elbillading har størst potensial som fleksibilitetsressurser. Oppvarmingen står for den største andel av forbruket hos husholdningene, og hvis disse enhetene skrur av i korte perioder ved de høyeste effekttoppene vil dette sjeldent gå utover brukernes komfort. Varmtvannstanker fungerer godt som fleksible ressurser da tanken fungerer som en lagringsenhet(29). For næringsbygg vil oppvarming, men også kjøling og ventilasjon være de viktigste kildene til fleksibilitet. Dette står for omtrent halvparten av strømforbruket i byggene, og det er trege laster som kan kobles av i korte perioder uten konsekvenser. (1).

2.4 Lokalt fleksibilitetsmarked

Nettselskapene kan utløse fleksibilitet ved bruk av ulike virkemidler som effekttariffer og utkoblingsavtaler. Et lite utprøvd virkemiddel er å utløse eksplisitt fleksibilitet gjennom markedsløsninger slik som i et lokalt fleksibilitetsmarked (7). Hittil er det få land i Europa som har kommersialiserte fleksibilitetsmarkeder. En velfungerende løsning finnes i Nederland med initiativet GOPACS (11). I Norge har dette kun blitt utprøvd i pilotprosjekter (9), men dette kan bli viktig for å løse de kommende utfordringene kraftnettet står overfor (10).

Et lokalt fleksibilitetsmarked gjør det mulig for kundene å tilby sin fleksibilitet for å bedre håndtere nettkapasiteten (6). I et LFM vil mindre sluttbrukere kunne tilby fleksibilitet slik at nettselskapene kan håndtere lokale utfordringer med bedre treffsikkerhet. Kundene får betalt for

å redusere eller flytte forbruket sitt når det er behov. Nettselskapene, men også TSO, betaler dermed kundene for å endre forbruket for å løse utfordringer i hele eller deler av sitt nett (5). Dette kan være for å løse kapasitets- og spenningsutfordringer, men også for å minimere avbrudd, håndtere feilsituasjoner og legge til rette for vedlikehold. (5, 10). Det er fremdeles mye som er ubestemt for et slikt marked, men det blir avgjørende å utvikle en markeds plass med felles markedsløsninger og spilleregler (7).

2.4.1 Aggregator

Aggregering er nødvendig for å gjøre deltakelsen i LFM lettere for små bedrifter og husholdninger. Aggregatorens rolle er å samle fleksibilitet fra ulike laster, på vegne av sluttbrukerne, slik at de kan dekke det etterspurte behovet for fleksibilitet i volum og tid. En aggregator vil også kunne gi nettselskapene større sikkerhet for at fleksibiliteten leveres når den trengs (5, 7). Det regulatoriske rammeverket for aggregatorer og hvordan dette utvikles, vil være viktig for videre vekst av fleksibilitetsmarked (31).

2.4.2 Markeds plass

Skal et fleksibilitetsmarked fungere trengs det en markeds plass for kjøp og salg av fleksibilitet. Markeds plasser åpner opp for at nettselskapene kan endre handlemåte og bruke fleksibilitet som alternativ for nettinvesteringer og ulike netttutfordringer (31). Den som eier og drifter en markeds plass bør være uavhengig av alle aktørene som kan bruke den (5). Nodes er et eksempel på en slik markeds plass som er brukt i flere pilotprosjekter (11). De tilbyr en markeds plass for handel av fleksibilitet mellom nettselskap og aggregator, men også til støtte for Statnetts balansemarked (31).

I et LFM er det nødvendig at nettselskapene kan dekke umiddelbare behov, men også sikre fleksibilitet frem i tid ved kjøp av fleksibilitet i markedet. Markeds plassen må kunne gi nettselskapene sikkerhet om at fleksibilitetsressursene har sikker respons når den aktiveres og at den leveres ved avtalt responstid. I markeds plassen vil ulike fleksibilitetsressurser konkurrere mot hverandre, noe som sikrer nettselskapene den riktige type fleksibilitet, til riktig tid, lokasjon og til den laveste tilgjengelige pris (31).

2.4.3 Begrensninger for et lokalt fleksibilitetsmarked

Per dags dato er det flere barrierer og begrensninger for oppstarten av et velfungerende LFM. Høiem et al. (7) peker på at nettselskapene i flere tilfeller ikke ser behovet for fleksibilitet. Nettselskapene har tradisjonelt investert i nytt nett som skal benyttes for flere tiår frem i tid. Dette gjør at kraftnettet ofte er godt dimensjonert, og at man derfor ikke ser behovet for fleksibilitet. I andre tilfeller kan det være behov for fleksibilitet, men det er ikke sikkert dette korresponderer med hvor tilbudet av fleksibilitet er.

Når nettselskapene skal vurdere fleksibilitet oppstår det nye usikkerheter og risikofaktorer ved å ta i bruk løsningene. I følge Høiem et al. (7) er det usikkert hvor mye fleksibilitet som faktisk kan aktiveres, er fleksibilitetsressursene tilgjengelig når de trengs og til hvilket volum, fungerer teknologi og systemer slik de skal og hvordan responderer fleksibilitetsressursene ved aktivering.

Nettselskapene har i svært varierende grad oversikt over eget nett, og dette varierer mellom de ulike spenningsnivåene. I det regionale nettet er det sanntidsovervåking i de fleste transformatorstasjonene, men for distribusjonsnettet mangler det god nok overvåking for å observere ulike situasjoner i nettet. Det er vanskelig for nettselskapene å forutse hvor i nettet utfordringer vil dukke opp og hvor det er størst behov for fleksibilitet. En stor utfordring er dermed nettselskapenes manglende informasjon over eget nett og oversikt over tilgjengelig fleksibilitet (7).

Nettselskapene peker også på regulatoriske barrierer som årsak for at de ikke tar i bruk fleksibilitet. Her kan særlig reguleringen av inntektsrammen trekkes frem som en barriere for bruk av fleksibilitet. Dersom nettselskapene investerer i nytt nett vil inntektsrammen øke, og det er derfor sterke insentiver i reguleringen for å investere i nytt nett. Ønsker nettselskapene istedenfor å benytte fleksibilitet for å utsette investeringer, vil driftskostnadene øke som følge av kjøpt fleksibilitet. Høyere driftskostnader reduserer selskapets effektivitet og reduserer dermed også deres tillatte inntekt (7).

KILE-kostnader er en annen del av innteksreguleringen som kan være til hinder for bruk av fleksibilitet. Høiem et al. (7) viser til at opplevd risiko for KILE virker til å utgjøre en vesentlig barriere mot å ta i bruk fleksibilitetsløsninger. Nettselskapene kan unngå å ta i bruk fleksibilitet i frykt for flere uplanlagte avbrudd og dermed økte KILE-kostnader.

2.5 Effekttopper

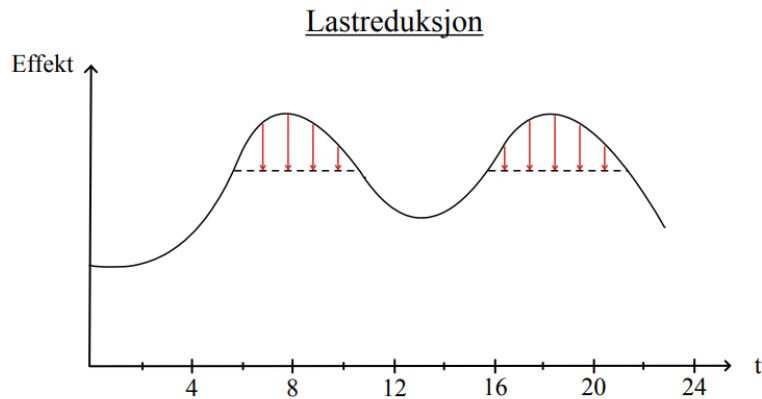
Kraftnettet er dimensjonert etter de største effekttoppene, altså etter de tidspunktene der flere brukere bruker mye strøm samtidig. Med en jevn vekst i forbruket vil det ofte bare være noen timer hver dag der det er begrenset nettkapasitet i nettet (5). Effektbehovet i løpet av døgnet varierer ut ifra de ulike forbruksgruppene, og det at flere kunder bruker strøm samtidig resulterer i effekttopper i kraftnettet. Tradisjonelt sett har strømkunder vært lite fleksible i den forstand at de bruker strøm akkurat når det passer, samtidig har det manglet gode nok insentiver til å tilpasse forbruket (3). Husholdninger har typisk to effekttopper før og etter jobb/skole (29, 30).

Næringskunder har også en forbrukstopp på morgningen som reduseres utover dagen med markant nedgang ved slutten av arbeidsdagen (32). Industrien har forholdsvis jevn lastprofil ut over året, uka og døgnet (29). Effekttutfordringene følger dermed forbrukstoppene til husholdninger og næringskunder, og oppstår som regel på morgenen (07-11) og på ettermiddagen (17-19) på de kaldeste vinterhverdagene (29). Flexibilitet kan være en løsning for å redusere effekttopper og dermed håndtere kapasitetsutfordringene, samtidig som det kan være med å opprettholde effektbalanse (29).

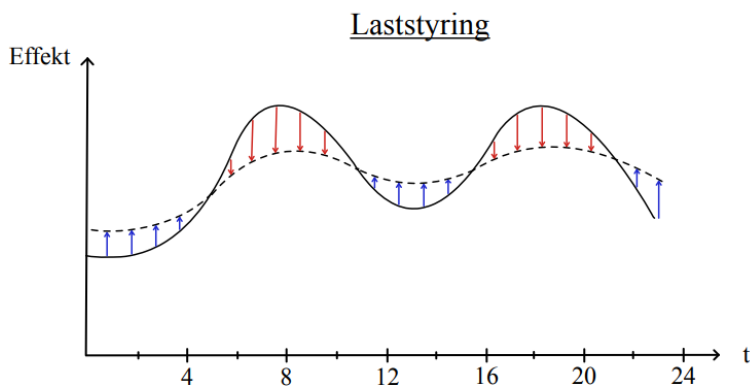
Reduksjon av effekttopper kan gjøres ved lastreduksjon (Figur 4) eller laststyring (Figur 5).

Lastreduksjon innebærer redusert effektuttak uten at dette kompenseres med last økning i en annen periode (Figur 4). Dette inkluderer energieffektivisering, energiomlegging og reduksjon av effektbelastning over tid. Lastreduksjon kan være midlertidig slik som reduksjon av ventilasjon på kalde dager eller mer permanente løsninger som etterisolering av bygg (4).

Laststyring brukes til å flytte eller fordele laster over tid slik at effekttoppene reduseres, men innebærer ingen reduksjon i det totale energiforbruket (Figur 5). Lastflytting er avhengig av fleksibelt forbruk som ventilasjon, varmtvannsberedere og elbilladere. De fleste mulighetene for å flytte laster vil være begrenset til det samme døgnet (4). Lastflytting kan for eksempel gjøres ved å flytte elbillading over til natta.



Figur 4: Illustrasjon av lastreduksjon.



Figur 5: Illustrasjon av laststyring.

2.6 Nettap

Ved transport av elektrisk energi vil det alltid oppstå elektriske tap i kraftnettet som forsvinner i form av varme. Dette er fysiske nettap og er bestemt av fysiske lover (33), som skyldes ohmsk motstand i ledninger og transformatorer (34). Nettapet er forskjellen i produsert strøm sendt inn i nettet og mengden strøm som er levert til sluttbrukere. Det teoretiske nettapet i en ledning er produktet av ohmsk motstand og strømmen som går gjennom ledningen kvadrert (ligning 1) (35).

$$P_{\text{tap}} = I^2 R \quad (1)$$

Hvor mye nettap som forsvinner i nettet avhenger av flere faktorer som energiforbruk, spenningsnivå og motstand. Høyere energiforbruk, mer strøm i linjene, vil gi økt nettap. Fra ligning 1 kan man se at en dobling av strømmen vil gi en firedobling av nettapet. Et høyere

spenningsnivå vil derimot redusere tapene. Dette er fordi høyere spenning gir lavere strøm for samme overført effekt, og dermed også lavere tap. Derfor overføres strømmen i transmisjonsnettet på høye spenninger (33). Lavere motstand i kablene vil også redusere nettapet. Motstandene i kablene er avhengig av temperatur, valg av materiale, lengde og tvernsnittarealet på kablene (36).

Av strømmen som transporteres gjennom kraftnettet forsvinner cirka 10 prosent til nettap. Disse tapene kommer fra transmisjons-, regional- og distribusjonsnettene. Av disse 10 prosentene kommer i underkant halvparten fra tap i distribusjonsnettet (37). Dette er fordi distribusjonsnettet er delen av kraftnettet med lavest spenning, og det har klart størst utstrekning av ledninger. Nettapet rapportert inn til NVE av nettselskapene lå i gjennomsnitt på 4,0 % i det lokale distribusjonsnettet i 2021. Dette varierte fra 0,1 – 15,6 % (38). Denne variasjonen i nettap kommer av det kan være store variasjoner i hvordan nettselskapene velger å bygge opp nettet i sitt område, men også av variasjoner i topografi⁶ og kundegrupper i nettet (39). Det kan være forskjeller i antall, type og størrelse på trafostasjoner og ledninger, samt fordeling av ledninger mellom ulike spenningsnivå. En annen avgjørende faktor for nettapet er nettets tilstand og kvalitet. Kvaliteten på ledningene kan variere mellom nettene, men også mellom ledningene i samme nett.

Nettselskapene må betale nettapet som oppstår i sine nett til markedspris for å erstatte differansen mellom produsert strøm og forbruk (40). Nettapskostnadene varierer som følge av endringer i det fysiske nettapet og kraftprisen (14). Høyere strømpris gir dermed høyere nettapskostnader (41). Det fysiske nettapet kan reduseres ved nye investeringer eller ved å redusere effekttoppene (14, 42).

2.7 Prisvolatilitet

Strømpris bestemmes av forbruk og produksjon, og høy pris betyr enten ressursknapphet og/eller høyt forbruk (43). Det er derfor en positiv korrelasjon mellom pris og effektbehov. Norge har hatt relativt lav prisvolatilitet i årene før 2021. I årene framover vil det derimot bli mer og mer ikke-regulerbar kraft som sol- og vindkraft. Dette vil gjøre produksjonen mindre fleksibel og føre

⁶ Topografi refereres til forhold i landskap, terreng o.l. som påvirker utbygging av kraftnettet.

til en kraftpris som svinger mer. Det vil bli flere timer med veldig lave priser, men man vil også få høye pristopper i timer med lav produksjon (30). Samtidig vil økt forbruk og høyere effekttopper føre til høyere priser i topplasttimene (14).

Det norske kraftnettet er tett knyttet til Norden og resten av Europa. Derfor vil strammere effektbalanse og mer ikke-regulerbar kraft i naboland bidra til høyere effekttopper og høye priser selv når det er effektbalanse i Norge (29). Høyere CO₂- og brenselpriser vil også forsterke prisvariasjonen. Når det er lite sol og vind, vil gasskraft være prissettende og kraftprisene vil da bli høyere (44).

2.8 Nettselskapenes betalingsvillighet

Betalingsvillighet sier noe om hva som er den høyeste prisen en kjøper er villig til å betale for en gode (45). Nettselskapenes betalingsvillighet refererer derfor til hva som er den høyeste prisen de er villig til å betale for fleksibilitetsressurser. Det er flere usikkerheter ved kjøp og salg av fleksibilitet i et marked, og et av de ubesvarte spørsmålene er: *Hva skal nettselskapene betale for fleksibilitet i fremtiden?* (7).

De fleste studier av betalingsvillighet har kun vurdert fleksibilitet som et alternativ til nettinvesteringer (46, 47). I disse studiene brukes prinsippene for break-even analyse for å estimere nettselskapenes betalingsvillighet for fleksibilitet (46, 48). Break-even beskriver når resultatet er lik null, altså når inntekter og utgifter er lik hverandre (49). Nettselskapenes betalingsvillighet betraktes som enhetskostnaden av å kjøpe fleksibilitet. De kan dermed tillate en pris for fleksibilitet som er lik de reduserte kostnadene (46, 48).

Nettselskapenes betalingsvillighet vil avhenge av flere faktorer, og vil variere i ulike tilfeller etter hvilke nettutfordringer som skal løses og hvor stort behovet for fleksibilitet er. I områder der nettet er godt dimensjonert vil behovet for fleksibilitet være lavt, og dermed betalingsvilligheten lav. Ytterligere vil det være større behov for fleksibilitet når effektbehovet er stort, og betalingsvilligheten vil derfor være større om vinteren kontra sommeren. Verdien av fleksibilitet kan ikke bare vurderes opp mot forsterkning og investering i nett, men også andre tiltak som kan løse nettutfordringer. Dette øker kompleksiteten av hva nettselskapenes betalingsvillighet er (5).

Nettselskapenes betalingsvillighet bør også vurderes med et samfunnsøkonomisk perspektiv. Det at nettet driftes effektivt resulterer i lavere nettleie, noe som kommer brukerne av strømmettet til gode. Ved å unngå nettinvesteringer kan man også unngå nye inngrep i naturen. Det er av nyttegevinst for samfunnet å bevare natur- og friluftsområder (50). Bruk av fleksibilitet muliggjør også muligheten for å koble flere kunder og næringer på kraftnettet. I dag opplever industri at de ikke får kommet i gang, fordi det ikke er nok plass i kraftnettet (51, 52)

Oppsummert vil bruk av fleksibilitet kunne skape færre ubalanser, smartere utnyttelse av nettet, bidra til et klimavennlig energisystem, mer stabile priser og bedre forsyningssikkerhet (30). Alle disse faktorene vil være med å påvirke nettselskapenes betalingsvillighet.

3 Metode

3.1 Mixed methods research

For å kunne svare på problemstillingen er det valgt «mixed methods research», som er en kombinasjon av kvalitativ og kvantitativ metode. Det er ulike tilnærminger til denne metoden og det brukes i denne oppgaven et utforskende design. Dette innebærer å utforske et fenomen ved å samle inn kvalitativ data etterfulgt av kvantitativ data for å forklare sammenhengene. De kvalitative metodene som er benyttet er innholdsanalyse og ustrukturerte intervjuer. Dette er brukt for å lete etter utfordringer og muligheter for oppgaven, og for å utforme problemstilling og metode. For å bekrefte eller avkrefte funnene fra de kvalitative metodene benyttes et casestudium som kvantitativ metode. (53)

3.1.1 Kvalitativ innholdsanalyse

Kvalitativ innholdsanalyse er først og fremst benyttet for å samle inn informasjon om kraftnettet, fleksibilitet og nettselskapene. Særlig for å få mer kunnskap om betalingsvillighet hos nettselskapene. Kvalitativ innholdsanalyse innebærer systematisk søkning av informasjon og kritisk granskning av det som er relevant for å belyse oppgavens problemstilling (54).

3.1.2 Ustrukturerte intervjuer

Ustrukturert intervju er benyttet som kvalitativ metode særlig i forberedelsesfasen for oppgaven, men også underveis i arbeidet. Dette brukes for å samle inn informasjon som ikke var mulig å finne gjennom innholdsanalysen. Det finnes lite forskning om betalingsvillighet, og ustrukturerte intervjuer er dermed brukt fordi det fungerer godt for utforskende arbeid og datainnsamling i startfasen. Intervjuet har et formål, men ingen klar gang og ofte åpne spørsmål. Fordelen med ustrukturerte intervju er at en ofte kan få mer informasjon, også om forhold en ikke var klar over på forhånd (55).

For å tilegne kunnskap rundt forbrukerfleksibilitet og nettselskapenes betalingsvillighet, var det nødvendig å intervjuere personer med ulik bakgrunn i tilknytning til nettbransjen. Intervjuene kan kategoriseres i fire «seksjoner» vist under:

- Ulike **nettselskap** ble intervjuet for å få data og tall fra deres kraftnett. Det er nettselskapene som må betale for fleksibiliteten, og for å kunne si noe om deres betalingsvillighet er det viktig med innsikt om forholdene hos nettselskapene. Nettselskapene intervjuet er Agder Energi Nett (nå Glitre nett), Glitre nett, BKK nett og Elvia.
- Norges største pilotprosjekt innenfor fleksibilitet er **NorFlex**. Representanter fra dette pilotprosjektet ble oppsøkt for å høre om erfaringer ved kjøp og salg av fleksibilitet, samt om hvordan markedsprisene fra prosjektet kunne sammenlignes med realiteten.
- **Forskningsmiljøet** ble intervjuet for å høre hvordan problemstillinger rundt betalingsvillighet kan besvares og hvordan de har jobbet rundt dette tidligere. Sintef Energi, et norsk forskningsinstitutt, ble kontaktet da de har erfaring rundt muligheter, begrensninger og potensial for fleksibilitet.
- **RME**, avdelingen for økonomiske reguleringer, ble intervjuet for oppklaring i hvordan reguleringen fungerer og hvordan kjøp av fleksibilitet vil påvirke nettselskapenes regulering.

3.1.3 Casestudie

For å kunne tallfeste svar om betalingsvillighet, brukes casestudie som kvantitativ metode. Det er brukt et referansenett hentet fra CINELDI (56) som utgangspunkt for casestudien. Dette er valgt for å se, bekrefte og forstå sammenhenger i kraftnettet, samt validere og teste den teoretiske antagelsen om at nettapskostnadene reduseres ved bruk av fleksibilitet. I tillegg er ulike situasjoner analysert for å se ulike sammenhenger og vurdere hvordan resultatene kan variere. Casestudie brukes fordi gjennom en detaljert og omfattende datainnsamling fås det mer detaljert kunnskap og helhetlig forståelse av det som studeres (53).

Det finnes flere ulike testsystemer for kraftnett i forskningsmiljø, men referansenettet fra CINELDI brukes fordi det er utviklet med hensikt om å være anvendbar for det norske kraftnettet. Det er fordelaktig å ta utgangspunkt i et nett som er basert på data fra Norge og ikke annen internasjonal data. I tillegg er referansenettet utviklet for å representere et generisk kraftnett i Norge, noe som gir et mer helhetlig bilde sammenlignet med å bruke et kraftnett fra et nettselskap (56). Et slikt nett vil gi indikasjoner for den teoretiske antagelsen, men ikke faktiske resultater for et reelt case.

3.2 Analyseverktøy

For å bruke og analysere den kvantitative dataen er programmeringsspråket Python benyttet med programvaren Pandapower. Pandapower er en Python-basert programvare for kraftsystemanalyse og simuleringer av kraftnett (57). Dette er brukt for å kunne analysere distribusjonsnett med muligheter for tilgang til kraftdata og simulering av belastningsflyt. Pandapower brukes også for å teste kapasitetsgrensen i nettet. Gjennom Pandapower simuleres strømmen for hver ledning samtidig som referansenettet har tilgang til motstanden for hver ledning i nettet. Python brukes videre for å kode nødvendige operasjoner som skal gi oppgavens kvantitative resultater.

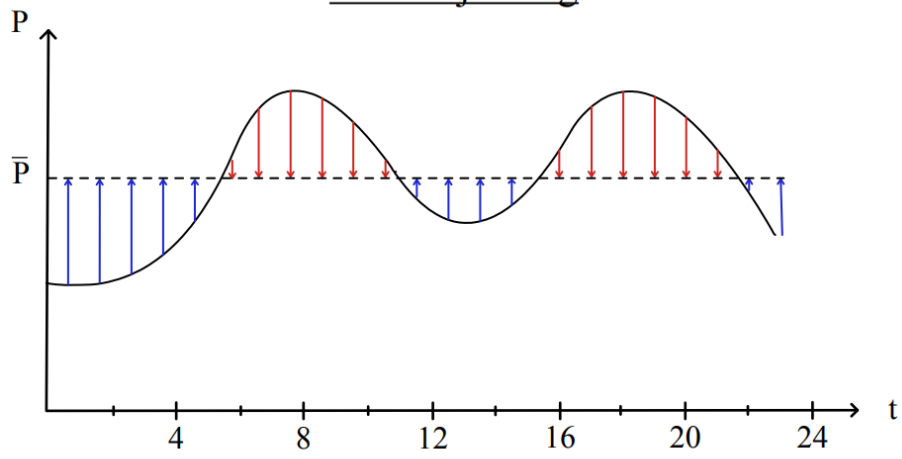
3.3 Effektutjevning

Haugen et al. (14) nevner prissignaler gjennom tariffer, implisitt fleksibilitet, som en mulig måte å redusere nettapet på. Dersom nettapet kan reduseres ved å jevne ut forbruket gjennom prissignaler, vil også nettapet kunne reduseres ved eksplisitt fleksibilitet. Fleksibilitet i et LFM antas dermed å kunne jevne ut forbruket og redusere effekttoppene.

Effekttoppene reduseres ved metoden for laststyring (Figur 5) der last flyttes fra et tidspunkt til et annet. Som nevnt tidligere er det svært usikkert hva potensialet for de ulike fleksibilitetsressursene er, men Vennemo et al. (4) viser til at det faktisk finnes nok fleksible ressurser tilgjengelig til å kunne fordele timelastene jevnt ut over døgnet. Derfor jevnes forbruket helt ut for et døgn slik at det maksimale potensialet for å redusere nettapet studeres. Når forbruket jevnes ut for hvert døgn vil man fjerne de høye toppene på morgen og ettermiddag, men samtidig beholde variasjonen fra ulike sesonger og dager.

Figur 6 viser hvordan lastflyten justeres opp eller ned til gjennomsnittseffekten. Det antas at nettselskap kun kjøper fleksibilitet fra sluttbrukerne for å redusere last. Effekten flyttes innenfor det samme døgnet, slik at effektbehovet før og etter effektutjevning er lik. Fleksibiliteten som er kjøpt av nettselskapene er illustrert med røde piler, mens de blå pilene representerer effekt som er flyttet til andre timer (Figur 6).

Effektutjevning

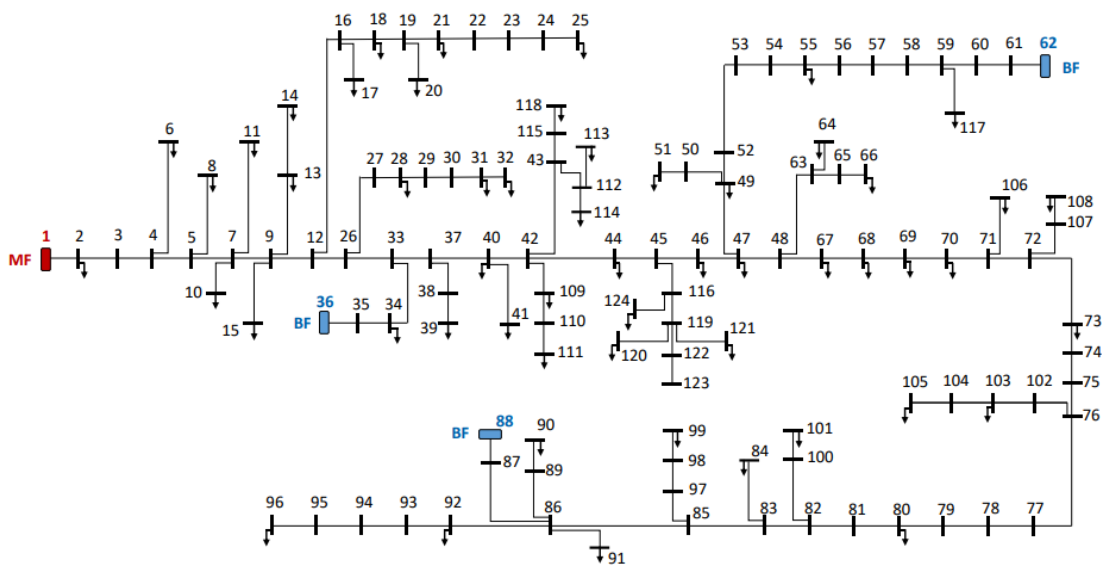


Figur 6: Illustrasjon av effektutjevning.

4 Case

Det er brukt et datasett av et referansenett utviklet av CINELDI (58). Referansenettet skal representere et norsk høyspent distribusjonsnett med kun 22 kV ledninger. Det er utviklet fra data av et distribusjonsnett i Norge levert av et nettselskap. I Norge er nettdata kraftsensitiv informasjon, og dataen er derfor anonymisert. Datasettet er simplifisert, men skal fremstille en realistisk nettmodell av et norsk høyspent distribusjonsnett (56).

4.1 Referansenettet



Figur 7: Referansenettet fra CINELDI med oversikt over noder og distribusjonslinjer.

Referansenettet har 124 noder⁷ og 123 distribusjonslinjer (Figur 7). «Mainfeeder⁸» til nettet er lokalisert i node 1 og er tilkoblet et regionalnett på høyere spenningsnivå. Det er tre «backup feeders⁹» i 36, 62 og 88 som er koblet til nabo-distribusjonssystem med samme spenningsnivå på 22 kV. Nettet inkluderer ikke transformatoren som overfører nettet ned til 22 kV og heller ikke nettstasjoner som tar nettet videre ned til lavspent distribusjonsnett.

⁷ Node beskriver et punkt i et kraftnett der to eller flere elementer kobles sammen.

⁸ Mainfeeder – primære distribusjonslinjen som fører elektrisitet fra høyere spenningsnivå.

⁹ Backup feeders – alternative distribusjonslinjer som er tilgjengelig for å levere strøm hvis det er avbrudd på den primære distribusjonslinjen.

Datasettet av referansenettet har en originalversjon der timebelastningen for hver node er basert på tall fra 2018. Grunndataen i referansenettet har 54 aktive lastpunkt¹⁰ der den høyeste totale toppbelastningen oppstår 28. februar, på 5,23 MW. Mostanden er ikke korrigert for temperatur, og er dermed uavhengig av temperaturpåvirkning. Det er mulig å endre og justere verdier i referansenettet som motstand, spenningsnivå og lastflytkurver. I tillegg har datasettet også mulighet for å analysere nettet med nye laster (56).

Hele nettet er lokalisert i et semi-urbant¹¹ område. Nettet har totalt 28,73 km med høyspente kraftledninger, der 12,67 km er kabler og 16,05 km er luftlinjer. Den klart største kundetyper er husholdninger på 87,3 %. De andre fire kategoriene jordbruk, offentlig virksomhet, industri og handel og tjenester er derimot jevnt fordelt mellom 2,7 og 3,7 % (Tabell 1).

Tabell 1: Fordeling av kundetyper i referansenettet.

Husholdning	Jordbruk	Offentlig virksomhet	Industri	Handel og tjenester
87,3 %	3,1 %	2,7 %	3,7 %	3,3 %

4.2 Belastning i modellnettet

Belastningen i originalversjonen for referansenettet er lav, og nettet er tydelig overdimensjonert. For å analysere referansenettet tettere opp mot den teoretiske kapasitetsgrensen legges det på flere laster. Det er allerede kjent fra de fysiske lovene om nettap, at lavere last i nettet gir lavere nettap (33). Belastning tett opp mot kapasitetsgrensen viser dermed større potensial for reduksjon av nettapkostnader. Modellnettet¹² brukt i analysen er derfor lagt til tre ekstra aktive lastpunkt. De tre lastene har alle en toppbelastning på 0,88 MW, og blir lagt til i nodene 89, 104 og 65. I et LFM vil husholdninger være viktige bidragsytere, og de tre nye lastene representerer fleksible husholdninger med en lastprofil lik husholdningslaster.

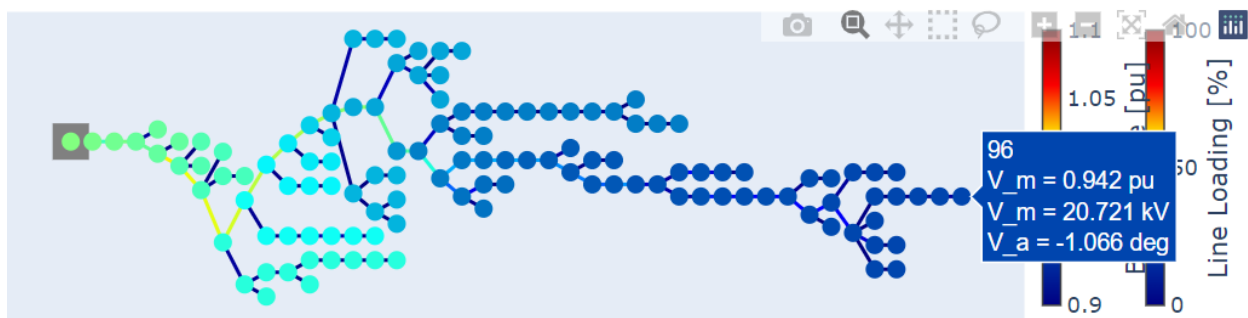
¹⁰ Lastpunkt (eng: load points) beskriver et punkt i et kraftnett der det kreves elektrisk forbruk slik som for eksempel en bygning, husholdninger og fabrikk.

¹¹ Semi-urbant område er det samme som en forstad.

¹² Modellnettet refererer til nettet som analyseres i oppgaven, der originalversjonen av referansenettet er pålagt tre ekstra laster.

For å teste om nettet er over kapasitetsgrensen, kontrolleres det for strøm og spenningsmagnitudo i forhold til ledningens kapasitet. Spenningsgrensen for høyspent distribusjonsnett ligger ofte hos nettselskapene rundt $0,95 \text{ pu}^{13} \pm 0,02$ (59). Spenningsgrensen er satt til 0,94 for å tydelig belaste nettet opp mot kapasitetsgrensen. Spenningen i referansenettet er den begrensende faktoren for nettets kapasitet. Når strømmen i en ledning er over 100 % av sin strømføringsevne, er allerede de laveste spenningene godt under 0,94 pu.

Kapasiteten i nettet blir testet i Python på den dagen med størst belastning (60). Kapasiteten i nettet blir testet i Python på den dagen med størst belastning (60). Figur 8 viser at spenningen på 20,7 kV er innenfor spenningsgrensen på 0,94 pu. Figuren er et utklipp fra lastflytanalysen for timen mellom kl. 19-20 den 28. februar med tre ekstra laster. For dette tilfellet er nettet akkurat innenfor kapasitetsgrensen, og denne belastningen brukes derfor videre i analysen.

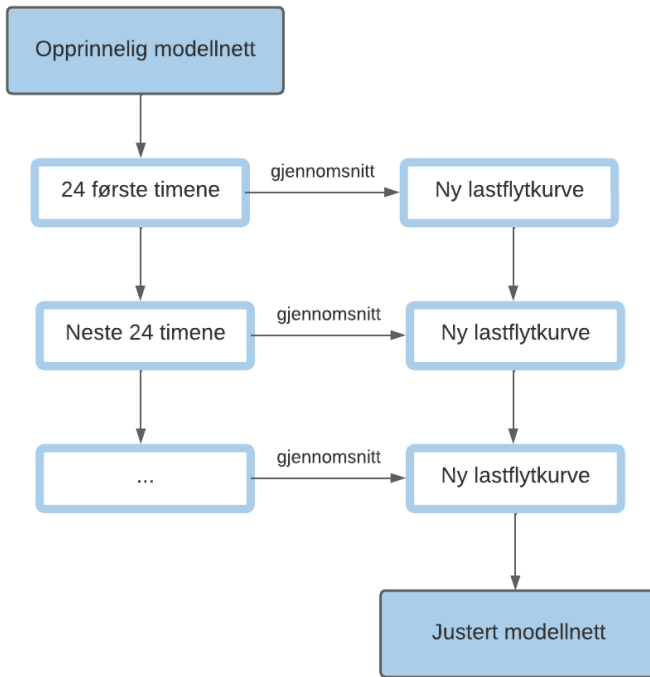


Figur 8: Lastflytanalyse av belastning den 28. februar i topplasttiden i modellnettet.

4.3 Utjevning av lastflyt

I vedlegg A.1 og A.3 ligger Python-koden som utjevner lastflyten og fastsetter hvor mye fleksibilitet som har blitt kjøpt. Figur 9 viser en forenkling av hvordan koden jevner ut effekttoppene. Det opprinnelige modellnettet refererer til lastflyten hentet fra referansenettet med tre pålagte laster, illustrert som heltrukken linje i Figur 6. Det justerte modellnettet refererer til den justerte lastflyten, illustrert med stiplet linje i Figur 6. I det opprinnelige modellnettet ligger det lastkurver for hver node i nettet. Alle disse skal jevnes ut til gjennomsnittet for et døgn. Prosessen repeteres for hvert døgn hele året, og lagres som en ny modell.

¹³ Pu – per unit.



Figur 9: Flytskjema av koden for å opprette en ny modell med jevn lastflyt.

Den justerte modellen sammenlignes med den opprinnelige for å finne ut hvor mye forbruk som justeres ned, altså hvor mye fleksibilitet som må kjøpes av nettselskapene. Den totale endringen i last er summen av arealene til områdene, markert med rød og blå piler, mellom de to grafene i Figur 6. Dette gjentas og summeres for alle nodene (0-57) for hver time i et helt år (0-8759) slik som vist i ligning 2.

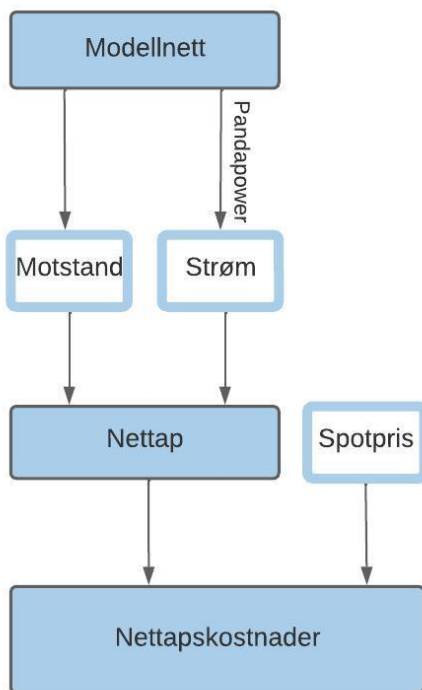
$$\text{Total effektendring} = \sum_{t=0}^{8759} \sum_{i=1}^{57} |\text{opprinnelig modell} - \text{ny modell}| \quad (2)$$

Den totale effektendringen består av fleksibiliteten kjøpt, men også forbruket som er flyttet. For å finne betalingsvilligheten er det interessant å vite hvor mye fleksibilitet som har blitt kjøpt av nettselskapene, og det er kun effekten som er justert ned som blir brukt videre. Effekt justert ned er beregnet etter ligning 3.

$$\text{Effekt justert ned} = \frac{\text{Total effektendring}}{2} \quad (3)$$

4.4 Beregning av nettapkostnader

Figur 10 viser et flytskjema med koden for utregning av nettap og nettapkostnader. Python-koden ligger i vedlegg A.1 og A.2. Metoden for utregningen av nettapkostnader blir kjørt gjennom for opprinnelig og justert modellnett.



Figur 10: Flytskjema for koden av beregninger av nettapkostnader.

For å regne ut nettapet brukes ligningen for teoretisk nettap (ligning 1). Strømmen simulert av Pandapower er oppgitt i kA, mens motstanden R_k er oppgitt i Ω . Nettapet som regnes ut for én ledning summeres opp for alle ledningene (1-123) i nettet for en time (ligning 4).

$$P_{tap \text{ per time}} = \sum_{k=1}^{123} P_{tap \text{ per ledning per time}} = \sum_{k=1}^{123} (i_k * 1\ 000)^2 * R_k * 1h \quad (4)$$

Dette itereres for hver eneste time (0-23) i døgnet, i et helt år (0-364). Slik regnes ut det totale nettapet for et helt år (ligning 5).

$$P_{tot,tap} = \sum_{d=0}^{364} \sum_{h=0}^{23} P_{tap \text{ per time}} / 1\,000\,000 \quad (5)$$

I utregningen av nettapskostnader hentes spotpris time for time for året 2022, for prisområde NO1¹⁴ (61). For å finne nettapskostnaden K, multipliseres nettapet for hele nettet i en time med spotpris S for den respektive timen (ligning 6).

$$K_{per \text{ time}} = P_{tap \text{ per time}} * S_{per \text{ time}} \quad (6)$$

Også denne utregningen repeteres for hver eneste time i et helt år og sorteres fra 0-23 for hver dag. For å få de totale nettapskostnadene summeres alle timene i året (ligning 7).

$$K_{tot} = \sum_{d=0}^{364} \sum_{h=0}^{23} K_{per \text{ time}} \quad (7)$$

4.5 Fordeling av nettapet i distribusjonsnettet

Selv om strømmen i referansenettet kun inkluderer strømmen gjennom ledningene i den høyspente delen, vil det også føres strøm videre gjennom den lavspente delen. Det ble viktig å inkludere den lavspente delen av distribusjonsnettet da dette er en stor andel av det totale nettapet (37). Data fra nettselskap om fordelingen av nettap i distribusjonsnettet ble derfor brukt for å regne ut nettapskostnader for et helt distribusjonsnett.

For å si noe om de totale nettapskostnadene er det brukt et forholdstall for å skalere opp modellnettet til å gjelde for et helt distribusjonsnett. Forholdstallet er forholdet mellom nettapet i det totale distribusjonsnettet og nettapet i den høyspente delen. Det er rimelig å anta at et forholdstall mellom nettapet av det totale distribusjonsnettet og den høyspente delen kan multipliseres med nettapskostnadene utregnet, fordi nettet leverer samme total effekt. Ligning 8 er brukt for å regne ut nettapskostnadene for et helt distribusjonsnett.

$$K_{tot,nett} = K_{tot} * \text{forholdstall} \quad (8)$$

Det er forskjeller i hvordan nettapet fordeler seg på spenningsnivåene i ulike nett. Det er derfor valgt to ulike nett for å vise hvordan ulik topografi og kundegruppe kan gi varierende resultater

¹⁴ NO1 er prisområdet for Sørøst-Norge.

og hvordan dette påvirker nettselskapenes betalingsvillighet. Referansenettet representerer et semi-urbant kraftnett. Derfor ble et eksempelnett med kombinasjon av by og landlige områder valgt. I tillegg ble et eksempel med hovedsakelig fritidsboliger benyttet, fordi referansenettet består i hovedsak av husholdninger.

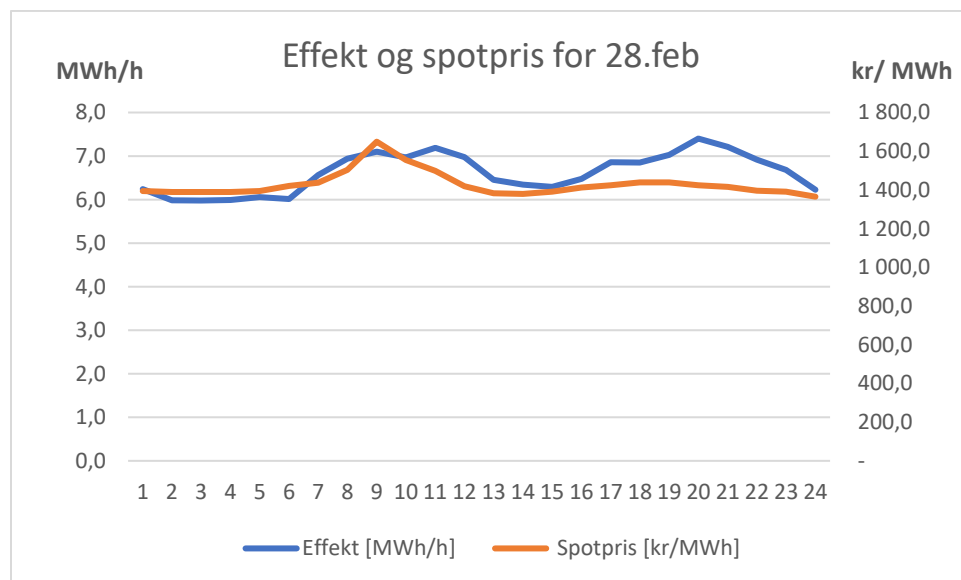
4.6 Utvalgte dager

De utvalgte dagene ble valgt for å si noe om hva som påvirker resultatene og hvordan ulike dager kan gi svært varierende resultat for nettselskapenes betalingsvillighet. De tre dagene ble valgt på bakgrunn av høy effekt, høy spotpris og stor variasjon i spotpris.

4.6.1 Høyest effektbehov

28. februar er dagen med det høyeste effektbehovet i løpet av et år. Figur 11 viser time for time effekt for 28. februar og spotprisen for den respektive dagen i 2022. Dagen har en gjennomsnittslast på 6,6 MWh og i toppplastimen er effektbehovet på hele 7,4 MWh.

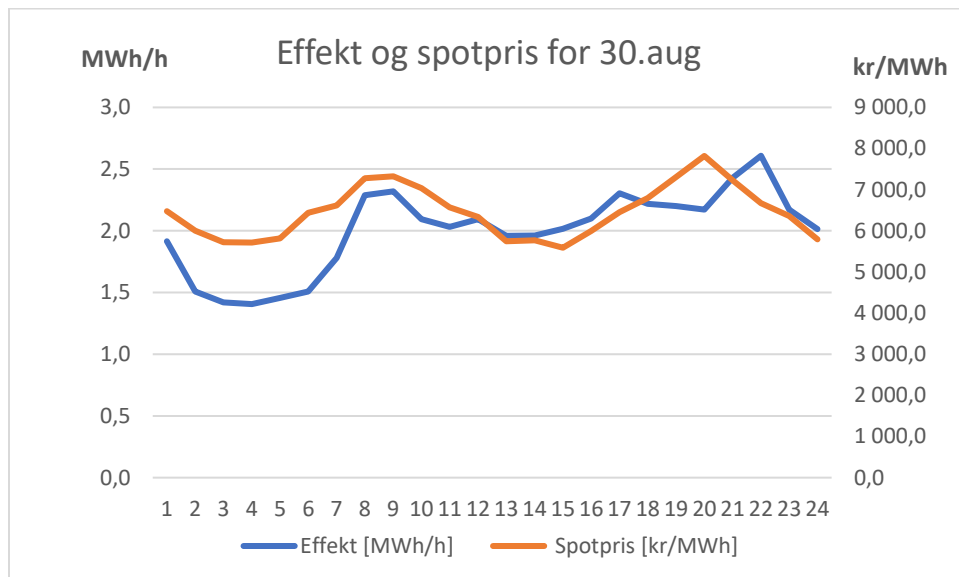
Effektkurven svinger med rundt 1,4 MWh og forskjellen på høyest og lavest spotpris er rundt 300 kr/MWh. Både grafen for effekt- og spotpris er jevn over døgnet (Figur 11). Korrelasjonen mellom de to kurvene er svak på kun 0,56.



Figur 11: Last- og spotpriskurve for 28. februar.

4.6.2 Høyest spotpris

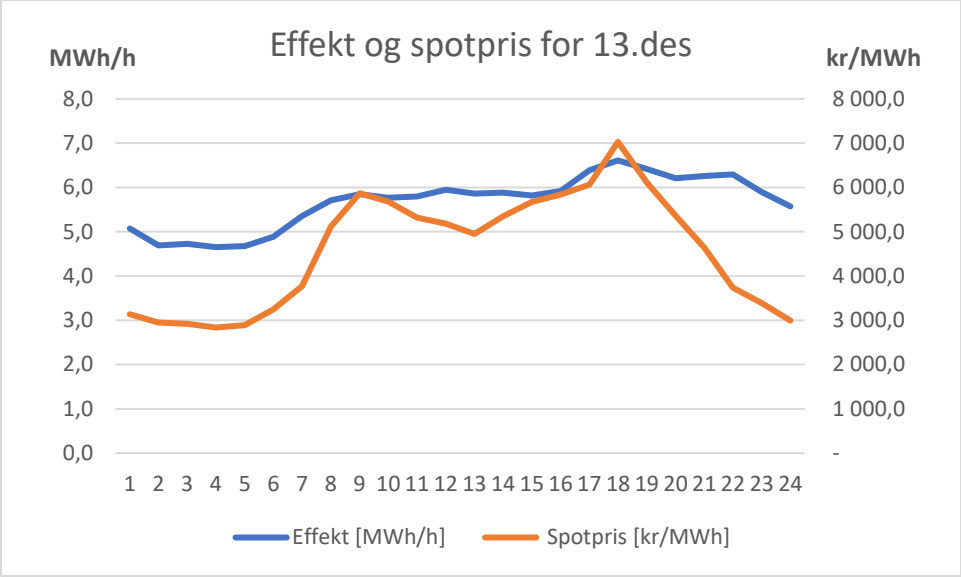
30. august er dagen med den høyeste spotprisen i løpet av 2022 med en gjennomsnittspris på nesten 6 500 kr/MWh. Spotprisen varierer med rundt 2 200 kr/MWh og effektkurven varierer fra 1,4 – 2,6 MWh (Figur 12). For denne dagen er det større prosentvis variasjon i både effekt og spotpris sammenlignet med dagen i februar. Denne dagen har også litt sterkere korrelasjon mellom kurvene på 0,65.



Figur 12: Last- og spotpriskurve for 30. august.

4.6.3 Størst variasjon i spotpris

13. desember er dagen med størst forskjell i spotpris i løpet av 2022 med en variasjon fra 3 000 – 7 000 kr/MWh (Figur 13). Dette er valgt for å vise hvordan høye spotpriser i høylasttimer og lave spotpriser i lavlasttimer påvirker reduksjonen av nettapkostnader. Effektkurven svinger fra 4,7 – 6,6 MWh, men den prosentvise variasjonen er lavere enn for dagen i august. 13. desember er dagen med sterkest korrelasjon av de tre utvalgte dagene på 0,80.



Figur 13: Last- og spotpriskurve for 13. desember.

5 Resultater

5.1 Ustrukturerte intervjuer

Nettselskapene har varierende informasjon og data av eget nett. Eksempler om hvordan nettapet fordeles seg for de ulike spenningsnivåene i distribusjonsnettet ble tildelt fra ulike nettselskap. Nettselskapene kontaktet hadde ulik informasjon om hvordan nettapet fordeles, og pekte på at dette vil variere i nettene deres (62).

NorFlex har hovedsakelig fokus på markedsløsninger og testing av fleksibilitetsressurser i et fleksibilitetsmarked. Markedsprisene i pilotprosjektet er antagelig for høye i forhold til et reelt marked, fordi betalingsvilligheten i pilotprosjektene kommer fra FoU-midler¹⁵. Det pekes også på at nettselskapene ikke er modne for et fleksibilitetsmarked før den økonomiske reguleringen endres (63).

Forskningsmiljøet peker på teknologiske begrensinger som en barriere, og mener teknisk sanntidsdata av nettet vil være avgjørende for å vite hvor i nettet det oppstår utfordringer og hvor det er tilgjengelig fleksibilitet. Det har til nå vært lite fokus på hvordan betalingsvilligheten påvirkes av redusert nettap.

CINELDI har utviklet et referansenettet som skal representere et norsk høyspent distribusjonsnett, og som kan brukes til ulike problemstillinger og forskningsarbeid slik som for eksempel nettap (63).

RME bekrefter at nettapet rapporteres inn av nettselskapene og fordeles kun på transmisjons-, regional- og distribusjonsnivå. Nettselskapene peker på mangelfulle insentiver for å kjøpe fleksibilitet da det fører til økte driftskostnader og mindre avkastning. RME er opptatt av å lønne det som gir lavest total kostnad på sikt og lønne de mest effektive løsningene. Også her pekes det på teknologiske barrierer som manglende digitalisering av nettet som hindrer effektiv utveksling av informasjon (41).

¹⁵ Nettselskapene kan få kostnadsdekning for forsknings- og utviklingsprosjekter (FoU) gjennom den økonomiske reguleringen til NVE.

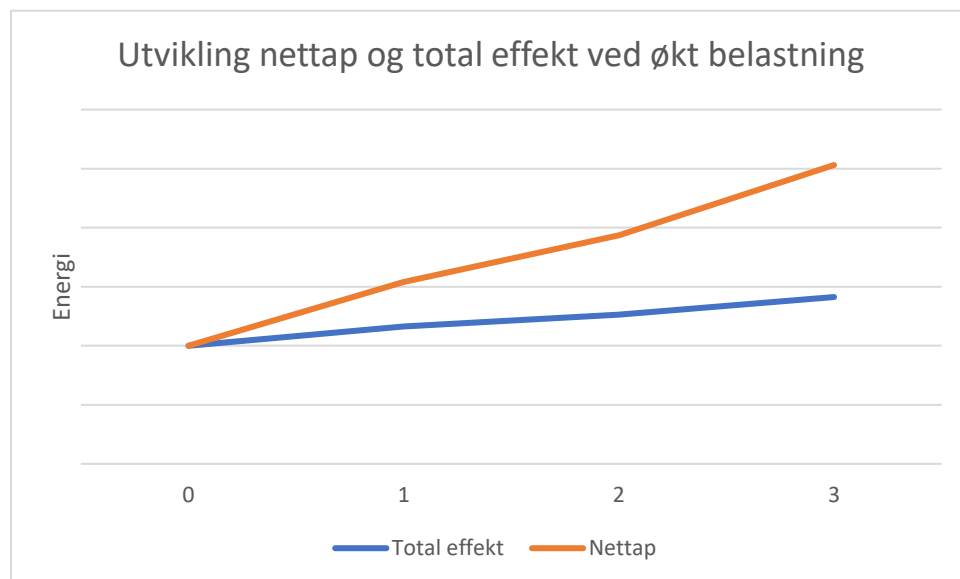
5.2 Utvikling og sammenheng mellom effekt og nettap

Nettøpet som oppstår i ledningene vil være avhengig av den totale effekten i nettet. Nett som leverer mer total effekt, vil ha større andel tap i nettet. Modellnettet legges til tre laster på 0,88 MW hver. Ved å legge til disse tre lastene har belastningen for året økt fra 21,5 GWh til 30,3 GWh. Dette gir nesten en dobling i andelen nettap fra 0,44 % til 0,80 % (Tabell 2).

Tabell 2: Total effekt og nettap for referansenettet og modellnettet med pålagte laster.

	Referansenettet	Modellnettet
Total effekt	21,5 GWh	30,3 GWh
Nettap	95,3 MWh	241,1 MWh
Nettøpsandel	0,44 %	0,80 %

Med en effekt som belaster nettet opp mot kapasitetsgrensen har nettapet økt betraktelig sammenlignet med effekten. Figur 14 viser hvordan effekt og nettap utvikler seg når det er lagt på 0,88 MW i nettet i tre trinn. Ved å legge på lastene, har effekten en økning på 41 % mens nettapet økte med 153 %. Trinn tre tilsvarer belastningen på 30,3 GWh i modellnettet brukt videre i analysen.



Figur 14: Grafiske fremstilling av hvordan total effekt og nettap utvikles ulikt når belastningen øker ved pålagte laster i tre trinn.

5.3 Fordeling av nettap i distribusjonsnettet

5.3.1 Ustrukturerte intervjuer

Fordelingen av nettapet vil variere i forhold til nettets utstrekning og belastning i forhold til kapasitet. Samtidig vil ulike kundegrupper og topografi påvirke hvor mye lavspent nett det er og hvor stor andel tap som skjer i trafostasjoner.

Glitre Nett anslår at det er en generell fordeling på 50/50 i nettapet mellom høyspent og lavspent. I bynære områder med kortere lavspentforbindelser anslår de derimot at det kan være nærmere 55/45, altså høyere overvekt på nettapet i den høyspente delen.

BKK har analysert et område med variert kundegrunnlag der det lavspente nettet utgjorde 15-20 % av tapene i distribusjonsnettet¹⁶. Dette er mye lavere enn den generelle antagelsen til Glitre Nett og for eksemplene til Elvia.

Elvia sendte eksempelnett med ulike variasjoner i kundegruppe og topografi vist i vedlegg B. Eksemplene som blir brukt i oppgaven er fordelingen i et nett med en blanding av by og landlig topografi (Tabell 3) og et nett med hovedsakelig fritidsboliger som kunder (Tabell 4). Tabellene viser fordelingen av nettap, antall trafostasjoner og lengden på ledningene i de ulike spenningsnivåene. Fordelingen av nettap mellom trafostasjoner og ledninger i det høyspente nettet er også vist.

Tabell 3: Fordeling av nettap i distribusjonsnett med blanding av by og landlig nett (64).

Spenningsnivå	Ledninger (km)	Antall trafoer	Tap (MW)		
			Ledninger	Trafoer	Sum
Høyspent nett (22 kV)	146,5	259	1,242	0,626	1,868
Lavspent nett (0,23-1 kV)	404,8	11	1,780	0,003	1,783
Sum	551,3	270	3,022	0,629	3,651

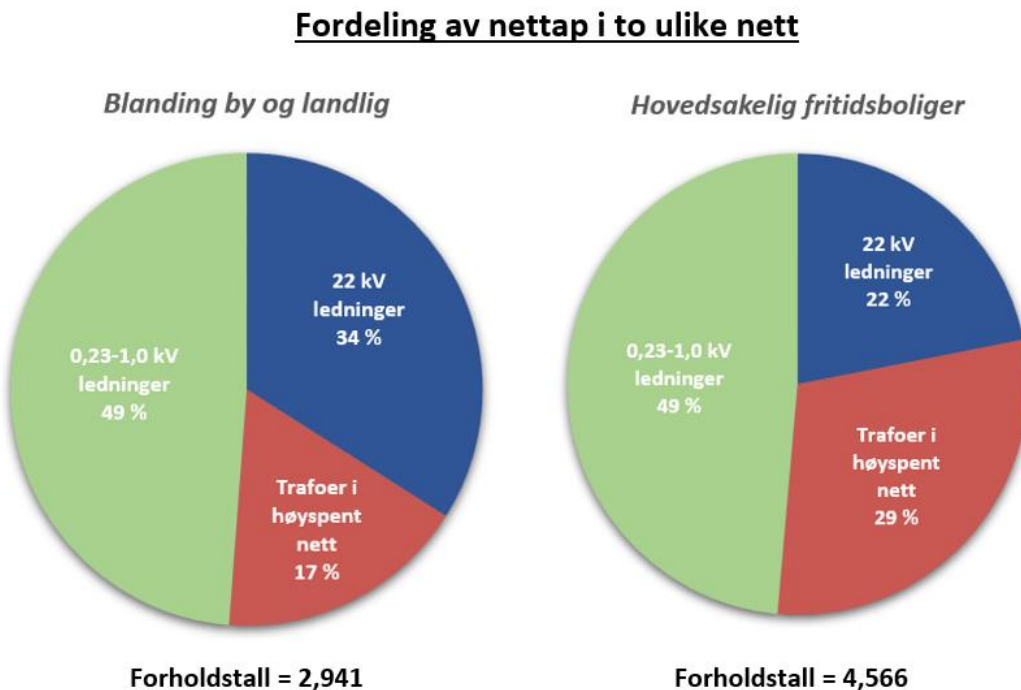
¹⁶ Resultatene fra BKK ble tilsendt etter gjennomført analyse, og ble dermed ikke brukt i analysen for oppgaven.

Tabell 4: Fordeling av nettap i distribusjonsnett med hovedsakelig fritidsboliger (64).

Spenningsnivå	Ledninger (km)	Antall trafoer	Tap (MW)		
			Ledninger	Trafoer	Sum
Høyspent nett (22 kV)	117,3	175	0,268	0,360	0,628
Lavspent nett (0,23-0,4 kV)	542,5	0	0,594	0	0,594
Sum	659,8	17	0,862	0,360	1,222

5.3.2 Forholdstallene

Tallene fra Tabell 3 og Tabell 4 resulterer i en fordeling vist i Figur 15. Fordelingen mellom den høyspente og lavspente delen for de to eksemplene fra Elvia er nesten 50/50, litt større andel i den høyspente delen. Dette stemmer ganske bra med anslagene til Glitre Nett. De to eksemplene fra Elvia har derimot ganske ulik fordeling i tapene for de ulike spenningsnivåene i den høyspente delen av nettet. Fordelingen resulterte i forholdstallene for de to nettene på 2,941 og 4,566 (Figur 15).



Figur 15: Fordeling av nettap på ulike spenningsnivå for to ulike eksempelnett fra Elvia.

5.3.3 Prosentvis nettap av total effekt

Tabell 5 viser prosentvis nettap av total effekt for modellnettet med kun 22 kV ledninger sammenlignet med to distribusjonsnett med ulik fordeling av nettap i høyspent og lavspent. Total levert effekt er lik for alle tilfeller. Modellnettet har et nettap på kun 0,8 %. Når nettapet multipliseres med de to forholdstallene fra Figur 15, blir nettapet 2,3 % og 3,6 %.

Tabell 5: Prosentvis nettap av total effekt levert over et år.

	Modellnettet (kun høyspente ledninger)	Blanding av by og landlig	Hovedsakelig fritidsboliger
Total effekt	30,3 GWh	30,3 GWh	30,3 GWh
Nettap	241,1 MWh	709,1 MWh	1 100,9 MWh
Prosent	0,8 %	2,3 %	3,6 %

5.4 Resultater for helt år

5.4.1 Nettapsbesparelser

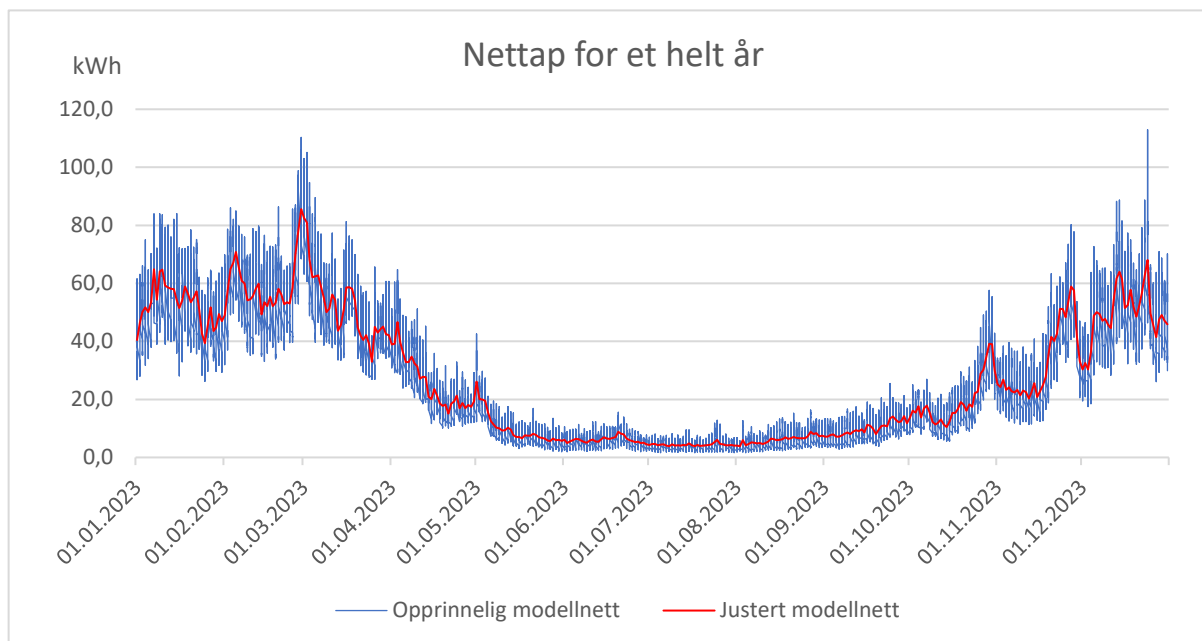
Tabell 6 viser nettapet og nettapskostnadene for et helt år for opprinnelig og justert modellnett. Ved å jevne ut effekten for hver dag i et år har nettapet redusert seg med 3,7 MWh, som tilsvarer en reduksjon på 1,5 %. Tilsvarende kostnadsreduksjon er på 14 783 kr med en prosentvis nedgang på 3,4 %. Det blir altså en høyere prosentvis nedgang av nettapskostnadene kontra nettapet.

Tabell 6: Nettap og nettapskostnader foret helt år i den opprinnelige og justerte modellnettet.

	Nettap	Nettapskostnader
Opprinnelig modellnett	241,1 MWh	438 492 kr
Justert modellnett	237,4 MWh	423 709 kr
Reduksjon	3,7 MWh	14 783 kr
Prosentvis reduksjon	1,5 %	3,4 %

Figur 16 viser nettapet for det opprinnelige og justerte modellnettet for et helt år. Større effektbehov gir større nettap, derfor er nettapet større på vinteren enn på sommeren. Nettapet for det opprinnelige modellnettet varierer fra 1,6 – 112,9 kWh, mens for det justerte modellnettet fra

3,8 – 85,6 kWh. Det er en tydelig forskjell i utfallsrommet mellom de to, og nettapet ved justert modellnett varierer mindre enn for det opprinnelige modellnettet.



Figur 16: Nettapet for et helt år for opprinnelig og justert modellnett.

5.4.2 Betalingsvillighet

Tabell 7 viser betalingsvillighet for modellnettet med kun 22 kV ledninger sammenlignet med to distribusjonsnett med ulik fordeling av nettap i høyspent og lavspent. Mengden effekt som er justert ned er på 2 271 MWh for alle tilfeller. Den gjennomsnittlige betalingsvilligheten for modellnettet blir 6,5 kr/MWh. Når nettapet og kostnadene multipliseres med forholdstallene fra Figur 15, blir betalingsvillighet 19,1 kr/MWh og 29,7 kr/MWh.

Tabell 7: Betalingsvillighet for kun modellnettet sammenlignet med fullstendige distribusjonsnett.

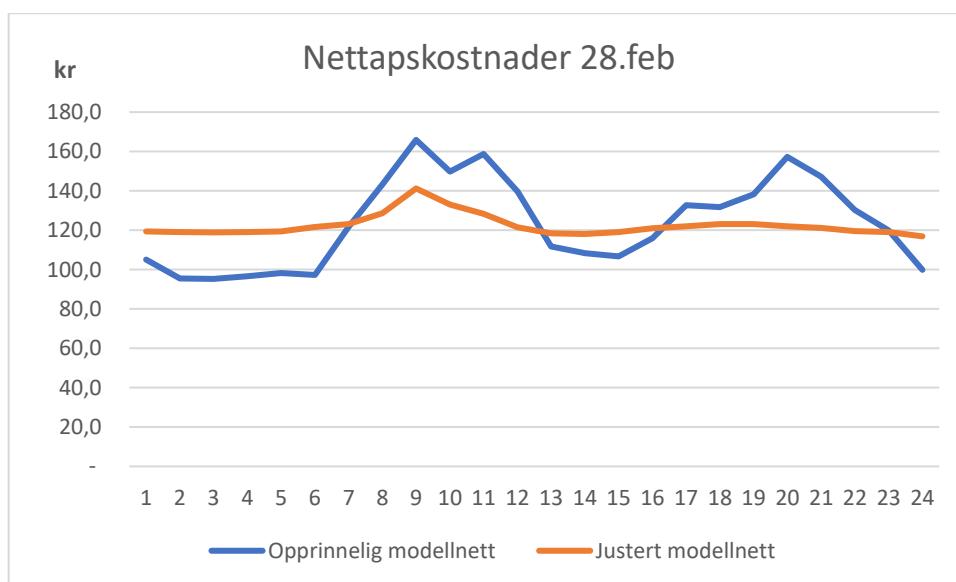
	Modellnettet (kun høyspente ledninger)	Fullstendig distribusjonsnett (by og landlig)	Fullstendig distribusjonsnett (hovedsakelig fritidsboliger)
MWh justert ned	2 271 MWh	2 271 MWh	2 271 MWh
Kostnadsreduksjon	14 782 kr	43 478 kr	67 500 kr
Betalingsvillighet	6,5 kr/MWh	19,1 kr/MWh	29,7 kr/MWh

5.5 Resultater fra tre utvalgte dager

Nettselskapenes betalingsvillighet vil ikke være lik for alle dager, men vil variere i forhold til størrelse og variasjon på lastflyt- og spotpriskurven. Kurven for nettapkostnadene for det justerte modellnettet vil være lik kurven for spotpris for den respektive dagen.

5.5.1 Høyest effektbehov

Figur 17 viser nettapkostnadene for det opprinnelige og justerte modellnettet. Nettapkostnadene for det opprinnelige modellnettet varierer fra 95 – 166 kr per time, mens nettapkostnadene for den justerte modellnettet varierer fra 117 – 141 kr per time.



Figur 17: Nettapkostnader for opprinnelig og justert modellnett for 28. februar.

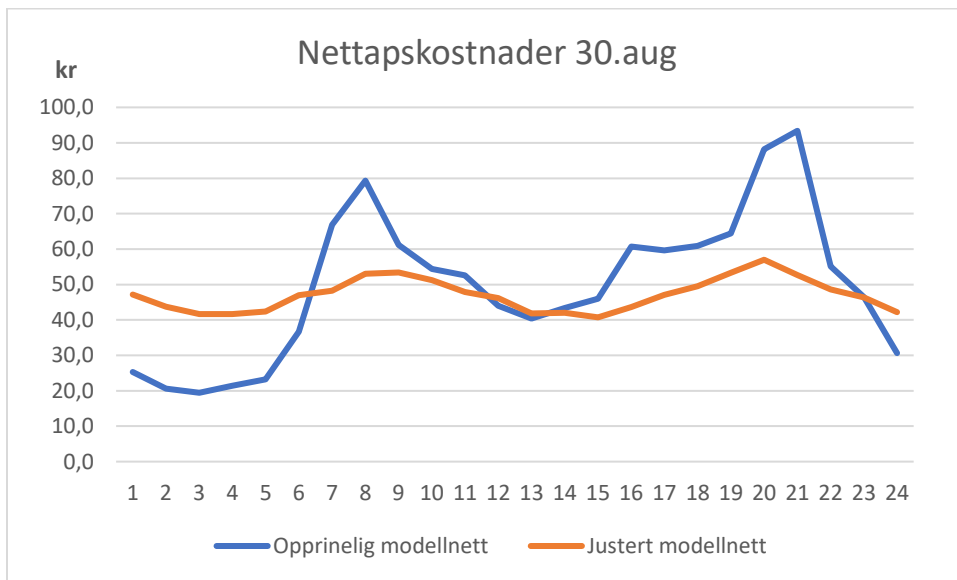
Tabell 8 viser nettapet og kostnadene den 28. februar for det opprinnelige og justerte modellnettet. Dette gir en prosentvis nedgang av nettapet på 0,64 %. Kostnadsreduksjonen er 29,7 kr, og tilsvarer en prosentvis nedgang på 1,0 %. Dette er vesentlig lavere enn de gjennomsnittlige prosentreduksjonene for hele året, som var på 1,5 % og 3,4 %.

Tabell 8: Nettap og nettapkostnader for 28. februar.

	Nettap	Nettapkostnader
Opprinnelig modellnett	2,068 MWh	2 966,4 kr
Justert modellnett	2,055 MWh	2 936,7 kr
Reduksjon	0,013 MWh	29,7 kr
Prosentvis reduksjon	0,64 %	1,0 %

5.5.2 Høyest spotpris

Figur 18 viser nettapskostnadene for det opprinnelige og justerte modellnettet. For det opprinnelige modellnettet varierer nettapskostnaden for en time fra 19 – 93 kr, mens det for den justerte varierer fra 41 – 57 kr. Det er en mye større spredning i verdiene for det opprinnelige modellnettet denne dagen sammenlignet med dagen i februar.



Figur 18: Nettapskostnader for opprinnelig og justert modellnett for 30. august.

Tabell 9 viser nettapet og kostnadene den 30. august for det opprinnelige og justerte modellnettet. Dette gir prosentvis nedgang for nettapet på 3,5 %. Den prosentvise reduksjonen er over dobbelt så stor som det årlige gjennomsnittet, og over fem ganger så stor som for dagen i februar.

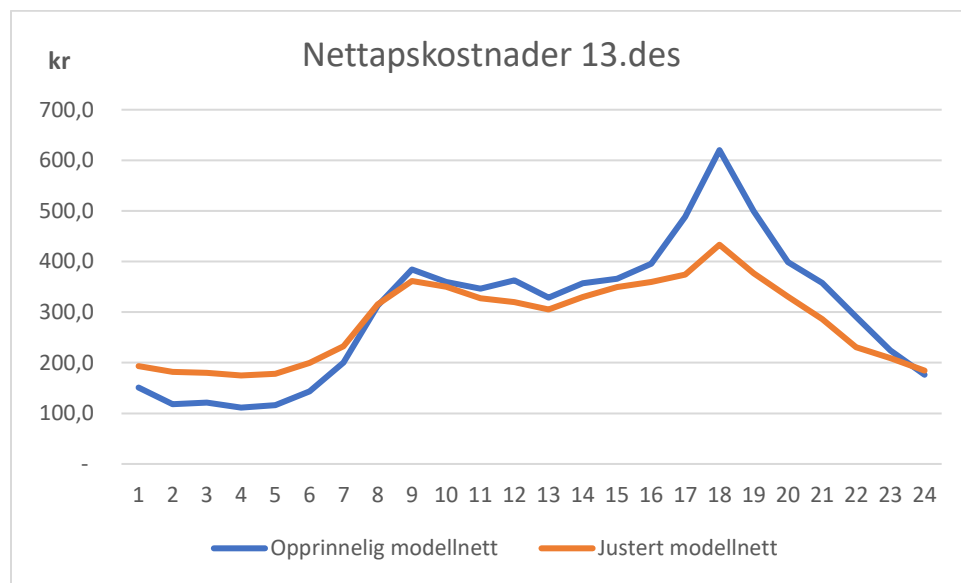
Nettapskostnadene er redusert med 65,7 kr som tilsvarer en prosentvis nedgang på 5,5 %. Også her er den prosentvise kostnadsreduksjonen over fem ganger så høy som for dagen i februar.

Tabell 9: Nettap og nettapskostnader for 30. august.

	Nettap	Nettapskostnader
Opprinnelig modellnett	0,181 MWh	1 194,1 kr
Justert modellnett	0,175 MWh	1 128,5 kr
Reduksjon	0,006 MWh	65,6 kr
Prosentvis reduksjon	3,5 %	5,5 %

5.5.3 Størst variasjon i spotpris

Figur 19 viser nettapkostnadene for det opprinnelige og justerte modellnettet. For det opprinnelige modellnettet varierer nettapkostnaden for en time fra 111 – 620 kr, mens det for den justerte varierer fra 175 – 433 kr. Det er en mye større spredning i verdiene for denne dagen sammenlignet med dagen i februar.



Figur 19: Nettapkostnader for opprinnelig og justert modellnett for 13. desember.

Tabell 10 viser nettapet og kostnadene den 13. desember for det opprinnelige og justerte modellnettet. Dette gir en prosentvis nedgang på 1,5 %. Denne prosentvise reduksjonen er tilnærmet lik den årlige prosentreduksjonen. Nettapkostnadene er redusert med 446,5 kr noe som tilsvarer en prosentvis nedgang på 6,2 %. Selv om den prosentvise reduksjonen i nettap var lik det årlige gjennomsnittet, er prosentreduksjonen i nettapkostnader nesten dobbelt så høy. Sammenlignet med dagen i august er den prosentvise reduksjonen i nettap lavere, men den prosentvise reduksjonen i nettapkostnader høyere.

Tabell 10: Nettap og nettapkostnader for 13. desember.

	Nettap	Nettapkostnader
Opprinnelig modellnett	1,501 MWh	7 230,9 kr
Justert modellnett	1,479 MWh	6 784,4 kr
Reduksjon	0,022 MWh	446,5 kr
Prosentvis reduksjon	1,5 %	6,2 %

5.5.4 Betalingsvillighet utvalgte dager

Resultatene for de utvalgte dagene er ulike, derfor vil nettselskapenes betalingsvillighet for fleksibilitet variere (Tabell 11). Betalingsvilligheten er størst 13. desember og lavest 28. februar. Betalingsvilligheten er høyere for de fullstendige distribusjonsnettene med klart størst betalingsvillighet i nettet med hovedsakelig fritidsboliger.

Tabell 11: Betalingsvillighet for kun modellnettet sammenlignet med fullstendige distribusjonsnett for de utvalgte dagene.

	Modellnettet (kun høyspente ledninger)	Fullstendig distribusjonsnett (by og landlig)	Fullstendig distribusjonsnett (hovedsakelig fritidsboliger)
28. februar			
MWh justert ned	7,07 MWh	7,07 MWh	7,07 MWh
Kostnadsreduksjon	29,7 kr	87,4 kr	135,7 kr
Betalingsvillighet	4,2 kr/MWh	12,4 kr/MWh	19,2 kr/MWh
30. august			
MWh justert ned	5,17 MWh	5,17 MWh	5,17 MWh
Kostnadsreduksjon	65,6 kr	192,8 kr	299,4 kr
Betalingsvillighet	12,7 kr/MWh	37,3 kr/MWh	57,9 kr/MWh
13. desember			
MWh justert ned	8,27 MWh	8,27 MWh	8,27 MWh
Kostnadsreduksjon	446,5 kr	1 313,3 kr	2 039,0 kr
Betalingsvillighet	54,0 kr/MWh	159 kr/MWh	247 kr/MWh

6 Diskusjon

6.1 Funn fra casestudiet

Ved å jevne ut effekttoppene kan nettapet og nettapkostnadene reduseres. For et år kan nettapet reduseres med 1,5 %, mens nettapkostnadene reduseres med 3,4 %. Dette støttes av Haugen et al. (14) som påpeker at jevnere forbruk over døgnet og året vil redusere nettapet. Dette er også sterkt forankret i de fysiske lovene som sier at nettapet øker proporsjonalt med kvadratet av strømstyrken. Nettselskapene betaler for nettapet til markedspris (40) og det er dermed gitt at reduksjon i nettap vil gi reduksjon i nettapkostnadene. Større kostnadsbesparelser enn nettap kommer av at prisene som regel er høye i høylasttimene (14), og motsatt. Dermed får man en forsterkende effekt av å jevne ut lasten der både pris og effekt er høy, og potensialet for å redusere nettapkostnadene blir større.

Det at nettapkostnadene reduseres vil øke nettselskapenes betalingsvillighet for fleksibilitet. Rana et al. (46) studerer betalingsvillighet lik de kostnadene som kan reduseres ved bruk av fleksibilitet. Med utgangspunkt i denne tilnærmingen ses det på hvordan reduksjon av nettapkostnader kan øke betalingsvilligheten. En begrensning ved en slik tilnærming er at man ikke vurderer hvordan fleksibilitet kan påvirke det totale kostnadsbildet. Det at nettapkostnadene reduseres med 3,4 % vil være et bidrag til å øke nettselskapenes betalingsvillighet. Betalingsvilligheten for hele året er 19,1 kr/MWh for nettet med by og landlig og 29,7 kr/MWh for nettet med hovedsakelig fritidsboliger, men dette varierer for de ulike dagene.

Svingningene i lastkurven er mer avgjørende enn et generelt høyt effektbehov. Haugen et al. (14) viser til at økt etterspørsel på effekt øker nettapet. Uten videre undersøkelse av resultatene ble det derfor først antatt at dagen med størst effektbehov ville gi størst nettapsreduksjon og betalingsvillighet for fleksibilitet. Resultatene viser at nettapsreduksjonen for dagen med høyt effektbehov kun er på 0,6 %, noe som er betydelig lavere enn gjennomsnittet for hele året. Denne dagen hadde et generelt høyt effektbehov, men lite variasjon i lastkurven. Derimot er nettapsreduksjonen på 3,5 % når den prosentvise variasjonen i lastkurven er større. Det at det ikke er noen store forskjeller på topp- og bunnpunkt gir dermed lite utslag for utjevning av forbruk for døgnet.

Svingninger i lastkurven vil gi større reduksjon av nettap og dermed også større potensial for reduksjon av nettapkostnadene. På samme måte som svingningene i lastkurven gir større endring enn et høyt effektbehov, er svingningene i spotpris mer avgjørende for kostnadsreduksjonen enn et generelt høyt spotprisenivå. Et høyt spotprisenivå vil gi større besparelser enn et lavt spotprisenivå, men utslagene vil bli større om spotpriskurven varierer. Resultatene viser at ved å ha en spotpriskurve som varierer kraftig vil reduksjonen av nettapkostnadene øke. Dette bekreftes ved at dagen som varierer mest i spotpris, har den største kostnadsreduksjonen på 6,2 %.

Sterk korrelasjon mellom spotpris og effekt vil gi større potensial for reduksjon av nettapkostnader og dermed øke betalingsvilligheten for fleksibilitet. Variasjon i spotpris gir stor reduksjon i nettapkostnader, men dette er også avhengig av korrelasjonen mellom spotpris- og lastkurve. For dagen med størst variasjon i spotpris er reduksjonen i nettapkostnadene på 6,2 %, som er langt over det årlige gjennomsnittet, selv om nettapsreduksjonen på 1,5 % er tilnærmet lik det årlige gjennomsnittet. Siden spotprisen varierer mye og korrelasjonen mellom last og pris er høyere enn for de andre dagene, har den forsterkede virkningen av høy effekt og høy pris gitt tydelig utslag for resultatene. Det er verdt å merke seg at ved svak korrelasjon mellom spotpris- og lastkurven vil ikke store svingninger i spotpriskurven gi utslag på nettapkostnadene. I noen tilfeller kan det også til og med øke nettapkostnadene, fordi forbruket kan flyttes til timer med høy spotpris.

Nettselskapenes betalingsvillighet vil være avhengig av variasjonene til spotpris- og lastkurven for døgnet, spotprisenivået for døgnet og korrelasjonen mellom spotpris- og lastkurven. Den laveste betalingsvilligheten for et fullstendig distribusjonsnett var for 28. februar på 12,4 kr/MWh, fordi spotprisenivået var lavt, liten variasjon i spotpris- og lastkurve, samtidig som korrelasjonen var svakere. Det er ikke studert andre dager med dårligere utgangspunkt, derfor viser 28. februar trolig ikke den laveste mulige betalingsvilligheten. Den høyeste betalingsvilligheten var for 13. desember på 247 kr/MWh, fordi det er stor variasjon i spotpriskurven og sterk korrelasjon mellom spotpris og lastkurven. Resultatene kunne blitt enda bedre om dagen også hadde store variasjoner i lastkurven, og 13. desember viser dermed ikke det største potensialet i betalingsvillighet. Hvis det hadde blitt sett på alle dager for året, eller i det

minste flere dager enn de tre, ville resultatene gitt et tydeligere bilde av hvilke faktorer som er avgjørende for reduksjon av nettapkostnadene.

6.2 Sammenligning av ulike nett

Nettapskostnadene i inntektsrammen for 2023 estimeres til å være på totalt 5,6 milliarder for alle nettselskapene (65). Med en kostnadsreduksjon på 3 % fra resultatene kan nettapkostnadene totalt for Norge reduseres med 168 millioner kr. Etersom det er store forskjeller i nett i Norge, vil potensialet for reduksjon av nettapkostnader og betalingsvilligheten variere (39, 62). Selv om modellnettet er et svært lite nett, kan resultatene være en pekepinn for nettselskapene om hvordan bruk av fleksibilitet kan redusere nettapkostnadene. Resultatene sammenlignes med Norefjell Nett og Elvia for å vurdere hva resultatene kan bety for to norske nettselskap av svært ulik størrelse.

I inntektsrammen for 2023 er det estimert en nettapkostnad for Elvia på 1,8 milliarder kroner. Med kostnadsreduksjonen fra resultatene på 3 % vil de kunne spare 54 millioner kr i nettap i distribusjonsnettet (65). Elvia leverer rundt 1000 ganger så mye energi og har nesten 700 ganger så mye høyspent nett som modellnettet (38, 66). Det at de leverer mer effekt per km høyspent ledning, kan enten bety at de har høyere nettap i ledningene eller at det er kortere avstander der nettapet kan oppstå. Det er med andre ord vanskelig å si noe om hvilken betydning resultatene har i nettet, når kvaliteten og kapasiteten i ledningene er ukjent. Innenfor det området Elvia kontrollerer vil det være store forskjeller i hvor mye nettap som oppstår og hvor mye som kan reduseres. Det er dermed vanskelig å kunne si noe konkret om hva resultatene kan bety for nettet deres. Derimot er det mulig å si noe om potensialet øker eller minker ved å sammenligne det prosentvise nettapet. Nettapet til Elvia er på 3,8 %, noe som er høyere enn for nettapet i resultatene, og det er dermed rimelig å anta at potensialet for kostnadsreduksjon kan være større.

Norefjell Nett leverer cirka dobbelt så mye effekt som modellnettet, og har nesten 5 ganger så mye høyspent ledninger (67). Det antas at Norefjell har større nettap sammenlignet med modellnettet, ettersom strømmen fraktes over lengre avstander. Dette bekreftes av at nettapet til Norefjell er på 6,3 %, som er nesten det dobbelte av nettapet fra resultatene (38). I inntektsrammen for 2023 estimeres nettapkostnadene for Norefjell nett til 7,9 millioner kr i distribusjonsnettet (65). Hvis den samme kostnadsreduksjonen på 3 % sammenlignes for

Norefjell nett gir dette en reduksjon på cirka 240 000 kr. Siden Norefjell også har høyere prosentvis nettap, antas det også at de har større potensial for å redusere nettapet. Nettselskapet kan dermed potensielt spare mer enn en kvart million. På samme måte vil nettselskap med lavere prosentvis nettap enn modellnettet trolig ha lavere potensial i reduksjon av nettapskostnadene.

6.3 Sammenligning med markedspris i andre prosjekt

Markedspriser fra pilotprosjekt og kommersielle markeder i andre land kan gi en indikator på nettselskapenes betalingsvillighet. Betalingsvilligheten fra nettapsbesparelsene fra resultatene sammenlignes med markedsprisene for å vurdere hvor stor andel nettapskostnadene er av den totale betalingsvilligheten.

NorFlex hadde en gjennomsnittlig pris for fleksibilitet på 9 828 kr/MWh i 2022 (68). NorFlex sine markedspriser er urealistiske høye, da midlene brukt for å kjøpe fleksibilitet er FoU-midler (63). Den gjennomsnittlige markedsprisen for GOPACS regnes som mer realistisk da dette har blitt testet i kommersiell sammenheng. Dette gjennomsnittet var på 5 000 kr/MWh for 2022 (69). Dette er realistiske markedspriser, men tallene er fra Nederland og det er usikkert hvor representative disse er for et LFM i Norge.

Rana et al. (46) estimerer kostnaden for laststyring å være 1 000 kr/MWh. Dette er basert på andre publikasjoner og nylig markedsdata fra fleksibilitetsmarkedspriser i Norge (46). Denne estimerte verdien er langt lavere enn det som har vært tilfelle for pilotprosjektet NorFlex og for den nederlandske markedsplassen GOPACS. Rana et al. (46) setter også en maksimal verdi på 10 000 kr/MWh som er sammenlignbar med, men noe lavere enn, KILE for husholdninger. Et slikt beløp kan regnes som en maksimal betalingsvillighet for nettselskapene, ettersom nettselskapene ikke ønsker å betale mer for fleksibilitet enn det de vil bli belastet ved avbrudd. Grovt sett vurderes derfor betalingsvilligheten til å være et sted mellom 0 – 10 000 kr/MWh.

Med utgangspunkt i Rana et al. (46) vurderes den totale betalingsvilligheten til å være rundt 1 000 kr/MWh. Resultatene for reduksjon av nettapskostnader varierer dermed mellom 1,2 – 24,7 % av den totale betalingsvilligheten. På grunnlag av disse vurderingene er det mulig å hevde at reduksjon av nettapskostnadene kan utgjøre en betydelig del av det som allerede er vist i forskningen og fra markedspriser i pilotprosjekter.

6.4 Andre påvirkende faktorer for betalingsvilligheten

Reduksjon av nettapkostnader er kun en faktor som kan øke nettselskapenes betalingsvillighet. Resultatene må derfor ses i sammenheng med andre faktorer som også vil påvirke betalingsvilligheten.

6.4.1 Nettap og nettinvesteringer

Å jevne ut forbruket med fleksibilitet er ikke den eneste måten å redusere nettap på. En vanlig løsning å redusere nettapet på er å investere i nytt nett, ettersom oppgradering av trafoer og ledninger reduserer nettapet (42). Ifølge Haugen et al. (14) øker nettapet når nettselskapene utsetter og reduserer sine nettinvesteringer. Når investeringer utsettes, mister nettselskapene det potensialet investeringene ville gitt i redusert nettap. Ved å utsette investeringer kan dermed nettapkostnadene på sikt øke. Det er dermed usikkert hvilken effekt reduksjon av nettapkostnadene ved fleksibilitet vil ha for nettselskapene i et perspektiv over lengre tid, og hvordan dette vil påvirke betalingsvilligheten. Det må derfor vurderes i det enkelte tilfellet hvilket alternativ som er den kostnadsriktige løsningen. I nett nær kapasitetsgrensen med høyt nettap kan det være lønnsomt å investere nytt nett, men i andre tilfeller kan det være mer lønnsomt å ta i bruk fleksibilitet (70).

Et annet aspekt er at kjøp av fleksibilitet for å redusere nettapet kan tilgjengeliggjøre ny informasjon for nettselskapene. Nett som har høyt nettap, selv om effekttoppene er redusert, indikerer at det er behov for nye investeringer. Kjøp av fleksibilitet i et LFM kan dermed tilgjengeliggjøre informasjon som gjør at nettselskapene kan investere i linjer med stort nettap først, slik at effekten av nettinvesteringene på nettapet blir større enn ellers (14). Dette kan øke betalingsvilligheten, men forutsetter at nettselskapene har den kunnskapen og dataen som kreves for et fungerende LFM.

6.4.2 Regulatorisk påvirkning

Selv om bruk av fleksibilitet vil redusere nettapkostnader, vil kjøp av fleksibilitet øke driftskostnadene i kostnadsnormen. Nettselskaper som er mer kostnadseffektive enn gjennomsnittet i kostnadsnormen vil få høyere avkastning (18). Derfor vil det å redusere nettapkostnader øke nettselskapets avkastning og dermed øke deres betalingsvillighet. Problemet er at kjøp av fleksibilitet kategoriseres i dag som en driftskostnad i inntektsrammen

(7, 41). Kjøp av fleksibilitet vil derfor gi høyere driftskostnader som reduserer kostnadseffektiviteten og dermed gi lavere avkastning. Slik vil kjøp av fleksibilitet kunne redusere nettselskapenes betalingsvillighet for fleksibilitet.

6.4.3 Nettselskapenes kostnadsbilde

Investeringer i nytt nett er en av de største utgiftspostene nettselskapene har (12). Den totale betalingsvilligheten vil derfor være sterkt avhengig av hvordan fleksibilitet kan påvirke behovet for investeringer. Når effekttoppene reduseres gjennom kjøp av fleksibilitet, blir nettkapasiteten utnyttet bedre og nettinvesteringer vil kunne utsettes og reduseres. Fleksibilitet kan også brukes for å unngå overlast på spesifikke trafostasjoner. Dette kan føre til økt levetid og redusere risikoen for skader og feil (5). Nettselskapene vil ved å utsette og unngå investeringer spare kapitalkostnader, noe som vil øke betalingsvilligheten for fleksibilitet. Hvor mye er usikkert og er svært avhengig av de ulike nettsituasjonene (47).

Det er usikkert hvordan bruk av fleksibilitet vil påvirke de andre utgiftspostene som vedlikeholds- og driftsutgiftene (7). Fleksibilitet kan brukes for å løse lokale nettutfordringer i nettet som oppstår, og man kan dermed redusere behovet for ulike driftstiltak (5). Det kan dermed være med på å redusere drift- og vedlikeholdskostnader. På en annen side er det mulig at kjøp av fleksibilitet i et LFM gir mer kostnader til personale og IT-tjenester som skal jobbe med å vurdere fleksibilitet som et alternativ i planleggings- og driftsfaser. Stadig kjøp av fleksibilitet for å opprettholde effektbalanse og redusere effektbehovet vil kreve økt bruk av ressurser. Særlig i oppstarten av et LFM vil det kreve økte ressurser for å optimalisere virksomheten. Det vil også komme kostnader knyttet til utkobling av kunder og investeringer til nødvendige tekniske og digitale løsninger. Det er dermed usikkert hvordan vedlikeholds- og driftskostnadene vil endre seg ved bruk av fleksibilitet.

Et kraftnett som driftes tettere opp mot sitt kapasitetsnivå kan føre til høyere risiko for KILE-kostnader. På en annen side kan bruken av fleksibilitet redusere KILE-kostnadene ved at det kjøpes fleksibilitet ved kapasitetsproblemer for å unngå avbrudd. I situasjoner der det er behov for vedlikehold i nettet kan også kjøp av fleksibilitet gjøre det lettere å legge til rette for avbrudd og unngå forstyrrelser (5). Når det gjelder leveringssikkerhet, er det bedre å kjøpe fleksibilitet istedenfor å koble ut sluttbrukere. For at nettselskapene skal ta i bruk fleksibilitet er det nødvendig at kjøp av fleksibilitet er mer lønnsomt enn å koble ut kunder og dermed betale KILE-

beløpet for avbrudd. Samlet sett er det usikkert om KILE-kostnadene vil øke eller minke ved bruk av fleksibilitet. Dette vil avhenge av oversikten i nettet og påliteligheten til de fleksible kundene.

6.4.4 Samfunnsøkonomiske aspekter

Nettselskapenes betalingsvillighet bør også ses i sammenheng med samfunnsøkonomiske aspekter. Dette forutsetter at nettselskapene har de riktige insentivene til å agere samfunnsmessig rasjonelt. Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv kan fleksibilitet være positivt, fordi man drifter nettet mer bærekraftig og effektivt. Det er lite bærekraftig å drifte og bygge ut nettet slik det gjøres i dag (7). Nettet dimensjoneres etter den kaldeste timen i året med høyest forbruk, og ellers i året kan det være svært overdimensjonert (4, 7, 29).

Bruk av fleksibilitet kan gi nettselskapene bedre forutsetninger for å kunne investere i nytt nett på riktig sted og tid. Ved å unngå for tidlige eller for høye investeringer, unngår man også unødvendige inngrep i naturen, og høye nettleier for kunder (71). Betalingsvilligheten for å bevare ulik type natur og arter er vanskelig å anslå, og avhenger av hva slags inngrep det er snakk om. Noen steder vil det være mindre inngrep på allerede utbygd infrastruktur, mens det andre steder kan være helt urørt natur.

Nettselskapenes viktigste oppgave er å forsyne strøm sikkert og effektivt til sluttbrukerne (15, 72). Betalingsvillighet er dermed også avhengig av hvordan bruk av fleksibilitet påvirker forsyningssikkerheten. På en side kan fleksibilitet skape færre ubalanser og bedre forsyningssikkerhet med at det aktivt kjøpes fleksibilitet ved behov i nettet. På en annen side kan utsettelse av nettinvesteringer ved bruk av fleksibilitet også føre til for sene eller lave investeringer. Dette kan igjen føre til dårligere forsyningssikkerhet og mulige brudd i strømforsyning (71).

For sene og lave investeringer kan også føre til at det over tid er liten plass i nettet for lønnsomme kunder og/eller kraftproduksjon. Det grønne skiftet gjør at forbruket øker mye og raskt, noe som motiverer til nye nettinvesteringer (73). Samtidig opplever NVE kø for å ta imot søknader om nye nettanlegg (74). Det tar lang tid å utvikle, konsesjonsbehandle og bygge ut nye nettanlegg. Nettselskapene må si nei til kunder som ønsker tilkobling til nettet hvis nettet nærmer seg kapasitetsgrensen (51, 75). Bruk av fleksibilitet kan bidra til å frigjøre kapasitet i nettet slik

at det er plass til nye kunder uten å måtte investere i nett. Klarer man å utnytte mer av kapasiteten som allerede finnes i nettet, vil nytt forbruk og produksjon kunne kobles på nettet raskere og skape merverdi for samfunnet (24).

6.5 Datakvalitet

6.5.1 Referansenettet

Datakvaliteten til referansenettet defineres av hvordan dataen egner seg til den ønskede bruken og hvordan den fungerer for sitt formål (76). Referansenettet har som formål å brukes for å prøve ut nye metoder og vurdere ulike prinsipper for kraftnettet. Dette har allerede blitt brukt av Rana et al. (46) for å vurdere fleksibilitet som et alternativ for nettinvesteringer. Det var også mulig å bruke referansenettet i denne studien, og referansenettet har derfor høy relevans og aktualitet for oppgavenes problemstilling.

En svakhet med referansenettet er at det er basert på data fra 2018. Oppgaven fokuserer på hvordan nettapkostnadene kan reduseres og da særlig for situasjoner der prisen er høy og varierer slik som i 2022. En last- og spotpriskurve fra samme år ville hatt bedre korrelasjon, noe som viser seg å være en viktig faktor for resultatene. Hvis referansenettet hadde en lastflytkurve fra 2022, ville dette korrelert bedre med spotpriskurven hentet fra 2022, og resultatene ville stemt bedre med virkeligheten.

En annen svakhet med referansenettet er usikkerheten knyttet til lokasjonen til nettet og valg av spotpris. Siden dataene fra referansenettet er anonymisert, er ikke lokasjonen til nettet oppgitt. Referansenettet trenger derfor ikke å være lokalisert ved det valgte budområdet på Østlandet. Spotpriskurven for de ulike områdene blir påvirket av forbruket i området (43). Det er dermed mulig at korrelasjonen mellom last- og priskurven kunne vært sterkere hvis lokasjon hadde vært kjent.

6.5.2 Simulering med analyseverktøyet

Det er enkelte usikkerhetsmomenter ved analysen og simuleringen av resultatene i analyseverktøyet. Simuleringen baseres på ulike forenklinger og forutsetninger som at det er et balansert trefase-system og at verdiene er stabile. Den simulerte strømmen vil ikke være helt lik strømmen slik den er i virkeligheten. Motstanden i ledningene er konstante, men i virkelighet vil

dette være avhengig av temperatur. Den teoretiske kapasiteten og nettapet som simuleres, er derfor ikke helt lik den virkelige kapasiteten og nettapet (77). Datakvaliteten svekkes dermed noe av forskjellen i hva som beregnes gjennom analyseverktøyet og hva det virkelige nettapet er. Derimot er reliabiliteten av dataen høy da analysene er gjennomført ved bruk av analyseverktøyet Python. Ved gjentatte simuleringer vil resultatene være de samme.

6.5.3 Fordeling av nettap

Det at nettapet varierer gjør det vanskelig å si noe generelt om hvordan nettapet fordeles på de ulike spenningsnivåene. Dette avhenger av topografi og kundegruppe i nettet, men det er heller ikke gitt at samme topografi eller kundegruppe vil ha lik fordeling av nettap i et distribusjonsnett. Fra dataen fra et nettselskap besto nettet som representerer et byområde av størst andel lavspent ledninger, men fra et annet nettselskap hadde nett i et byområde korte lavspentledninger og derfor større andel høyspent nett (Vedlegg B)(62). Reliabiliteten av forholdstallene brukt i analysen er derfor svært usikker. For å øke datakvaliteten kunne det vært samlet inn mer data om hvordan nettap fordeler seg på ulike spenningsnivå. Det er derimot ikke gitt at nettselskapene selv har et godt nok bilde av hvordan nettet fordeles. Da flere av nettselskapene nevnte at de ikke beregner nettapet ned på ulike spenningsnivå og trafostasjoner (62).

Det er dermed usikkert om forholdstallene for fordelingen av nettap i ulike spenningsnivå fra nettselskapene er representative for referansenettet. Det prosentvise nettapet for de to distribusjonsnettene ligger under gjennomsnittet for 2021 på 4,0 %, men de er begge innenfor det spennet norske nettselskap har for sitt nettap (38). Dette styrker validiteten til dataen og antyder at forholdstallene brukt i analysen er gyldig, basert på at de fullstendige distribusjonsnettene er sammenlignbare med nettapet for norske nettselskap.

6.6 Metodisk tilnærming

6.6.1 Valg av casestudiet

Istedenfor å bruke referansenettet i casestudien, kunne det vært basert på et faktisk distribusjonsnett fra et nettselskap. Da kunne beregningene blitt gjort for alle spenningsnivåene i distribusjonsnettet. Samtidig ville det åpnet opp for innspill og samarbeid med nettselskapet. Derimot er det usikkert om det er mulig å gjennomføre, fordi det er begrenset hvilken

informasjon og data nettselskapene har av eget nett (7). Fordelen med referansenettet er at det allerede er utviklet for å gjøre beregninger og analyser til forskningsarbeid, og dette kunne blitt svært omfattende ved bruk av reel nettdata.

6.6.2 Utjevning av effekttopper

Metoden for utjevning av effekttopper kunne vært tettere opp mot virkeligheten ved å sette begrensninger på hvor mye effekt som justeres opp og ned i de ulike timene. Dette hadde gitt lavere nettapsreduksjon, siden muligheten for å utjevne effekttoppene reduseres. Det er derimot usikkert hvordan dette hadde påvirket resultatene. Ved å sette begrensning på hvor mye av forbruket som kan justeres, reduseres nettapsreduksjonen men også den totale mengde fleksibilitet kjøpt. Det er dermed ikke gitt at betalingsvilligheten blir lavere ved en slik tilnærming. Når det er sagt er det vanskelig å sette begrensninger for effektutjevningen som er sterkt forankret i virkeligheten, fordi det er svært usikkert hvor mye forbrukerfleksibilitet som er tilgjengelig i dag og for fremtiden (1).

Det er også usikkert om metoden brukt for laststyringen er realistisk. Det å flytte forbruket fra en time til en helt annen kan være unaturlig flytting av forbruk. Hvis ventilasjonen kobles av ved en time midt på dagen er det ikke sannsynlig at dette forbruket øker igjen for en time senere på kvelden. Dette fungerer derimot for elbilladere der ladning av bilen kan flyttes til natten. Samtidig kan forbruk fra høylasttiden på ettermiddagen som flyttes til siste time i døgnet, også flyttes til første time for neste døgn. Det er derfor ikke gitt at all laststyring skal begrenses til et døgn. Ved å flytte forbruket også for neste dag, kan variasjonen mellom dagene reduseres og forbruket jevnes ut over året. En annen viktig svakhet med denne metoden er at nettselskapene kjøper fleksibilitet ved alle tilfeller effektbehovet er større enn gjennomsnittet for døgnet. Det er ikke gitt at dette alltid vil være den kostnadsriktige beslutningen.

En annen metode for å redusere effekttoppene er ved lastreduksjon, istedenfor laststyring. Det er antatt at det totale forbruket for hele døgnet vil være likt ved bruk av fleksibilitet, og at forbruket kun flyttes fra en time til en annen i døgnet. I realiteten vil dette være annerledes og noe av forbruket kan potensielt reduseres ved å ta i bruk fleksibilitet (78, 79). Hadde det blitt sett på muligheten for at fleksibilitet også kan resultere i lavere forbruk, ville betalingsvilligheten blitt større. Muligheten for lastreduksjon ville gitt bedre resultater, siden det totale forbruket for et år reduseres mer enn ved kun laststyring.

6.6.3 Spotprisen

For å vise potensialet i reduksjon av nettapkostnader ble det valgt områdepris for Østlandet (NO1) som er både høy og varierende (80). Fra resultatene er det tydelig at en varierende last- og spotpriskurve er viktige faktorer for at betalingsvilligheten skal bli høyest mulig. Det har den siste tiden vært betydelige prisforskjeller mellom Nord- og Sør-Norge (81). Hvis spotprisen var fra et område med stabile og lave priser slik som i Nord-Norge, ville betalingsvillighet blitt lavere. Ved å vurdere flere budområder ville resultatene også vist hvordan potensialet kan variere for de ulike budområdene.

Nettapskostnadene har de siste årene økt, og i 2022 var nettapkostnadene en betydelig del av nettselskapenes totale kostnader. Året 2022 ble valgt på bakgrunn av dette, og fordi dette året gir et tydelig bilde av høye strømpriser med store variasjoner (61). Siden lastene i referansenettet er fra 2018 ville det vært naturlig å se på spotpriser fra 2018. Strømprisene fra 2018 ville derimot ikke vist dagens potensial for reduksjon av nettapkostnadene, da disse stort sett var lave og stabile.

7 Konklusjon

Målet med analysen er å svare på problemstillingen: *Kan nettapkostnadene reduseres ved bruk av forbrukerfleksibilitet og dermed øke nettselskapenes betalingsvillighet?* Dette er en todelt problemstilling, og for å trekke gode slutninger og konkludere besvares problemstillingen gjennom to forskningsspørsmål:

- *Hvor mye kan nettapkostnadene reduseres ved bruk av forbrukerfleksibilitet?*
- *Hvordan kan reduksjon av nettapkostnader påvirke nettselskapenes betalingsvillighet for fleksibilitet i et lokalt fleksibilitetsmarked?*

Hovedkonklusjonen er at nettapkostnadene kan reduseres ved å ta i bruk fleksibilitet, og dermed øke nettselskapenes betalingsvillighet. Derimot er det store variasjoner i potensialet for å redusere nettapkostnadene og øke betalingsvilligheten. Dette varierer som følge av ulike topografi, kundegruppe og tilstand i nettet. I denne studien varierer betalingsvilligheten med ulike faktorer som variasjonen til spotpris- og lastkurven for døgnet, korrelasjonen mellom de to kurvene, samt størrelsesnivået. Høyere overført effekt gir høyere nettap, og høy spotpris gir høyere kostnad per nettap. Derimot er det viktigste for å redusere nettapkostnadene ved å jevne forbruket, sterk korrelasjon kombinert med store svingninger i både last- og spotpriskurve.

Selv om betalingsvilligheten øker ved reduserte nettapkostnader, er dette en liten andel av hva den totale betalingsvillighet kan være. Nettselskapenes totale betalingsvillighet er høyst usikker, og i hvor stor grad resultatene er avgjørende for den totale betalingsvilligheten er dermed vanskelig å avgjøre.

7.1 Vårt bidrag

Den kvalitative innholdsanalysen og intervjuene har vist at folk i bransjen har tro på fleksibilitet som et viktig bidrag inn i det grønne skiftet og i digitaliseringen av kraftnettet. Det kan være en løsning for å utnytte nettet mer effektivt og for å dekke det økende effektbehovet i nettet. Når det gjelder forståelsen av nettselskapenes betalingsvillighet for fleksibilitet, kan denne studien danne et grunnlag for videre arbeid.

- En av de store usikkerhetene rundt LFM er hva nettselskapene er villige til å betale. Dette må på plass for å få et fungerende LFM. Studien gir innsikt i hvordan fleksibilitet kan påvirke nettapskostnadene, og ser dermed på forhold for nettselskapenes totale betalingsvillighet som ikke har blitt studert tidligere.
- Studien belyser også nettap som en kostnadspost som kan reduseres ved bruk av fleksibilitet. Studien peker på nettapskostnadene som en kostnadspost som bør være en del av beslutningsvalg slik som andre kostnader. Selv om nettap alltid vil oppstå i nettet, er det mulig å påvirke størrelsesomfanget av nettapskostnadene.
- Studien får også frem at nettselskapene mangler kunnskap og informasjon om eget nett. Det har vært lite kontroll og fokus på hvordan nettapet fordeler seg. Siden det mangler kunnskap, er det vanskelig å vurdere nettselskapenes betalingsvillighet. I et LFM er det avgjørende at nettselskapene har oversikt over eget nett for å vurdere når de har behov for å kjøpe fleksibilitet. Mer kunnskap og bedre datainnsikt i eget nett vil dermed føre til bedre beslutningsgrunnlag for å vurdere fleksibilitet til ulike utfordringer i nettet deres.

7.2 Videre arbeid

Denne studien ser på hvor mye reduksjon av nettapskostnader kan bidra til den totale betalingsvilligheten for fleksibilitet i et LFM. Nettselskapenes betalingsvillighet er usikker og selv om denne masteroppgaven gir et bidrag, kreves det mer forskning på området.

- Studien har kun tatt for seg reduksjon i nettapskostnader for et referansenett på 22 kV og med en spotpris for 2022. Som nevnt er det store forskjeller i hvor stort potensial reduksjon av nettapskostnader er for ulike nett. For å få et tydeligere bilde av potensialet og variasjonen i reduksjon av nettapskostnader burde det ses på ulike strømpriser for flere år og på faktiske nett i ulike områder med ulik topografi, kundesammensetning og nettkapasitet.
- Det er usikkert hvor mye fleksibilitet som er tilgjengelig og hvordan laststyring innenfor et døgn kan foregå. Et forslag til videre arbeid er derfor å se på fleksibilitetspotensialet i ulike kundegrupper og laster. Hvor mye kan effekttoppene reduseres og hvor kan forbruket flyttes i løpet av et døgn uten å påvirke sluttbrukernes komfort.

- For et fungerende LFM er det viktig at nettselskapene ser verdien og behovet for fleksibilitet, herunder hva deres betalingsvillighet er for fleksibilitet. Denne oppgaven har kun sett på nettapet, men det er som nevnt mange faktorer som spiller inn på den totale betalingsvilligheten. Et forslag til videre forskning er derfor å se på hvordan andre kostnadsposter påvirkes av fleksibilitet, sammen med en samfunnsøkonomisk vurdering av fleksibilitet. Nettselskapenes totale betalingsvillighet kan først vurderes etter å ha undersøkt det totale kostnadsbildet.
- I studien brukes fleksibilitet for å redusere effekttopper, men fleksibilitet kan også brukes som et verktøy for å balansere spenningen og oppnå bedre spenningsstabilitet. Derfor kan videre arbeid være å se på andre måter fleksibilitet kan være til fordel for nettselskapene og dermed øke deres betalingsvillighet.

I utviklingen av LFM er det nødvendig å utrede nettselskapenes betalingsvillighet, men det kreves også videre forskning for å utvikle et slikt fungerende marked. Et aspekt er nettselskapenes betalingsvillighet, men også de andre aktørene i verdikjeden må ha klart hva deres behov og verdi er i et slikt marked. I tillegg er det flere sider av LFM som ulike markedsløsninger, markedsplass og teknologiske løsninger som må på plass og som krever videre arbeid.

8 Referanser

1. Buvik M, Cabrol J, Spilde D, Skaansar E, Grytli Tveten Å, Roos A. Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030. Norges vassdrags- og energidirektorat; 2022.
2. Holstad M. Rekordhøy strømpris i 2022 – dempet av strømstøtte SSB: SSB; 2023 [Available from: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitetspriser/artikler/rekordhoy-strompris-i-2022--dempet-av-stromstotte>].
3. Kjølle G. SINTEFblogg [Internet]2021. Available from: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/fleksibilitet-i-stromnettet-hva-er-det-og-hvorfor-trenger-vi-det/>.
4. Vennemo H, Gorud C, Skjelvik JM, Erlandsen AM. Alternativer til nettinvestering: Eksempler fra Oslo og Akershus. FOU-prosjekt for Statnett og Enova: Vista Analyse, Asplan Viak. 2017.
5. THEMA CG. Aggregatorrollen, fleksibilitetsmarkeder og forretningsmodeller i energisystemet. 2017. Report No.: 2017-20.
6. WesternPowerDistribution. The role of local flexibility. Regen transforming energy.
7. Wang Høiem K, Mathiesen V, Bakken Sperstad I, Sæle H. Mulighetsstudie om bruk av fleksibilitetsressurser hos nettselskap2021. Available from: <https://www.fornybarnorge.no/contentassets/72d407b08a0045b59de36c5545a58069/bruk-av-fleksibilitet-i-nettselskap-2021.pdf>.
8. NVE. Forbrukerfleksibilitet2023. Available from: <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/forbrukerfleksibilitet/>.
9. FornybarNorge. Piloter, piloter, piloter - hva skal til for å skalere opp lokale fleksibilitetsmarkeder i Norge? FornybarNorge: FornybarNorge; 2022 [Available from: <https://www.fornybarnorge.no/kurs-og-konferanser/2022/03/piloter-piloter-piloter-hva-skal-til-for-skalere-opp-lokale-fleksibilitetsmarkeder-i-norge/>].
10. SmartEnergyEurope. Local Flexibility Markets2022. Available from: <https://smarten.eu/wp-content/uploads/2022/07/Spotlight-Local-Flexibility-Markets.pdf>.
11. Chondrogiannis S, Vasiljevskaja, J., Marinopoulos, A., Papaioannou, I., Flego, G. Local Electricity Flexibility Markets in Europe. European Commission; 2022.
12. NVE, RME. Kostnadsgrunnlaget: NVE, RME; 2021 [Available from: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/968a7fea-1dde-4094-836a-6ad8ef9aef7c/202119109/3425690>].
13. RME. Inntektsramme 2015-2023 tilsendt fra RME. 2023.
14. Haugen S, Haugland C-P, Vingås L, Johnsen-Solløs A. Opprustning av kraftnettet for å redusere energitapet2004. Available from: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2004/rapport2004_01.pdf.
15. EnergifaktaNorge. Strømnettet 2019 [Available from: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>].
16. BKK. Se hvilken reise strømmen har hatt før den kommer til deg BKK [Available from: <https://www.bkk.no/om-bkk/bli-kjent-med-stromnettet>].
17. Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer, (1999).
18. NVE, RME. Økonomisk regulering av nettselskap NVE2015 [updated 08.03.2023. Available from: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/oekonomisk-regulering-av-nettselskap/>].

19. OED. Strømforsyning og strømnettet2021. Available from: <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/stromnettet/stromforsyning-og-stromnettet/id2353792/>.
20. NVE, RME. Hvem er Reguleringsmyndigheten for energi? NVE2019 [updated 08.12.2021. Available from: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/om-rme/dette-er-rme/hvem-er-reguleringsmyndigheten-for-energi/>.
21. NVE, RME. Om reguleringen av strømnettselskapenes inntekter: NVE, RME; 2021 [Available from: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/3a569609-2421-4535-8e78-08d956e63ee0/202119109/3425688>.
22. NVE, RME. Inntektsrammer: NVE, RME; 2021 [Available from: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/ec3744e9-48b2-41b1-8c27-b433474dc47f/202119109/3425689>.
23. Thomas A. Veldig lav strømpris i 2020: SSB; 2021 [Available from: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/veldig-lav-strompris-i-2020>.
24. Sæle H. SINTEFblogg [Internet]2023. Available from: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/smartgrids/hva-er-fleksibilitet-og-hvordan-kan-det-bidra-til-nytte-i-kraftsystemet/>.
25. Ahmadihangar R, Rosin A, Palu I, Azizi A. Demand-side Flexibility in Smart Grid: Springer; 2020.
26. SmartEnergyDemandCoalition. Explicit and Implicit Demand-Side Flexibility: SEDC; 2016 [Available from: <https://www.smartenergydemandcoalition.eu/wp-content/uploads/2016/09/SEDC-Position-paper-Explicit-and-Implicit-DR-September-2016.pdf>.
27. IEA. Demand for electric cars is booming, with sales expected to leap 35% this year a record-breaking 2022 IEA2023 [Available from: <https://www.iea.org/news/demand-for-electric-cars-is-booming-with-sales-expected-to-leap-35-this-year-after-a-record-breaking-2022>.
28. IEA. Digitalization & Energy2017. Available from: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b1e6600c-4e40-4d9c-809d-1d1724c763d5/DigitalizationandEnergy3.pdf>.
29. THEMA CG. Har vi fleksibilitet nok til å balansere kraftsystemet fram mot 2050?2022. Available from: <https://www.regjeringen.no/contentassets/5f15fcec3143d1bf9cade7da6afe6e/no/sved/vedlegg4.pdf>.
30. Kringstad A, Holmefjord V, Aarstad J. Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet2018. Available from: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2018-Fleksibilitet-i-det-nordiske-kraftmarkedet-2018-2040>.
31. Sarti R. NODES white paper: Paving the way for flexibility2020. Available from: <https://d1jagcpmche0d6.cloudfront.net/wp-content/uploads/2020/11/10125239/NODES-whitepaper-2.0-FinalA.pdf>.
32. Ericson T, Halvorsen B. Hvordan varierer timeforbruket av strøm i ulike sektorer?2008. Available from: https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa_200806/ericson.pdf.
33. Rosvold KA. Nettap SNL2022 [Available from: <https://snl.no/nettap>.
34. NVE. Om reguleringen av strømnettselskapenes inntekter: NVE; [Available from: <https://www.nve.no/media/8368/om-reguleringen-av-str%C3%B8mnettselskapenes-inntekter.pdf>.
35. Hofstad K. Elektrisk effekt SNL2022 [Available from: https://snl.no/elektrisk_effekt.
36. Holtebekk T. Resistivitet: SNL; 2021 [Available from: <https://snl.no/resistivitet>.
37. Norgesnett. Nettap - Hva er nettap? : Norgesnett; [Available from: <https://norgesnett.no/kunde/hva-er-nettap/>.

38. NVE, RME. Nøkkeltall for nettselskapene: NVE; 2022 [Available from: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/publikasjoner-og-data/data-og-noekkeltall/noekkeltall-for-nettselskapene/?fbclid=IwAR01ug4GZfGHvPhbOISEkJ9aN7KqxXNrCjWls7h8UUyUadj5qtm8cxjBQ8k>].
39. NVE, RME. Kostnadsnormen - lokalt distribusjonsnett NVE2021 [Available from: <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/0bc0c26d-fece-47a3-a4c7-67b5414d1cc8/202119109/3425691>].
40. Elhub. Nettap: Elhub; 2022 [updated 17.03.2023. Available from: <https://elhub.no/statistikk/nettap/>].
41. Kontaktperson fra RME. [Intervju]; 2023.
42. Nationalgrid. Losses Management Nationalgrid [Available from: <https://www.nationalgrid.co.uk/smarter-networks/losses/losses-management>].
43. Moe Kapuang M. Her bestemmes strømprisen: NRK; 2022 [Available from: <https://www.nrk.no/norge/slik-bestemmes-stromprisen-pa-kraftborsen-nord-pool-1.16102384>].
44. Birkelund H, Arnesen F, Hole J, Spilde D, Jeslsness S, Aulie FH, et al. Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-20402021. Available from: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf.
45. Andresen ME, Nilsen HR. Betalingsvillighet SNL2022 [Available from: <https://snl.no/betalingsvillighet>].
46. Rana R, Sperstad IB, Torsæter BN, Taxt H. Economic assessment of integrating fast-charging stations and energy communities in grid planning2022. Available from: https://www.techrxiv.org/articles/preprint/Economic_Assessment_of_Integrating_Fast-Charging_Stations_and_Energy_Communities_in_Grid_Planning/21371817.
47. Stokke E, Kvikvik BJ. Forbrukerfleksibilitet: Et alternativ til nettinvesteringer i regionalnettet? : Universitetet i Agder; 2022.
48. Schachter JA, Mancarella P, Moriarty J, Shaw R. Flexible investment under uncertainty in smart distribution networks with demand side response: Assessment framework and practical implementation. Energy Policy [Internet]. 2016; 97:[439-49 pp.]. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421516303998>.
49. Visma. Break-even Hva er break-even: Visma; [Available from: <https://www.visma.no/eaccounting/regnskapsordbok/b/break-even/>].
50. Lislebø O, RenéeNaper L, Havskjold M, Bakken E. Nettpplan Stor-Oslo: Alternativer til nettinvesteringer2012. Available from: <https://www.statnett.no/globalassets/her-er-vare-prosjekter/region-ost/nettpplan-stor-oslo/alternativer-til-nettinvesteringer-2011.pdf>.
51. Haga Å. Hvem skal få kraft når ikke alle kan få? DN2023 [Available from: <https://www.dn.no/innlegg/kraft/stromnettet/elektrifisering/hvem-skal-fa-kraft-nar-ikke-alle-kan-fa/2-1-1408107>].
52. Stormøte - NorFlex. NorFlex; 2023; Drammen.
53. Johannessen A, Christoffersen L, Tufta PA. Forskningsmetode for økonomisk-administrative fag: Abstrakt forlag AS; 2020. 485 p.
54. Grønmo S. Innholdsanalyse SNL2020 [Available from: <https://snl.no/innholdsanalyse>].
55. Utdanningsdirektoratet. Intervjuteknikk for intervju i tilsyn etter barnehagelova og opplæringslova udir2021 [Available from: <https://www.udir.no/regelverk-og-tilsyn/intervjuteknikk--for-intervju-i-tilsyn-etter-barnehagelova-og-opplaringslova/5.-ulike-typer-intervju/>].

56. Sperstad IB, Fosso OB, Jakobsen SH, Eggen AO, Evenstuen JH, Kjølle G. Reference data set for a Norwegian medium voltage power distribution system. Data Brief [Internet]. 2023; 47:[109025 p.]. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352340923001439?via%3Dihub>.
57. About pandapower Pandapower.org: Pandapower; [Available from: <http://www.pandapower.org/about/>].
58. Sperstad IB, Fosso OB, Jakobsen SH, Eggen AO, Evenstuen JH, Kjølle G. Reference data set for a norwegian medium voltage power distribution system. Zenodo2023.
59. Torsæter BN, Kolstad ML. Spenningsregulering i nett med distribuert produksjon. Sintef Energi AS; 2017.
60. Sperstad IB. CINELDI_MV_reference_system github2022 [Available from: https://github.com/SINTEF-Power-system-asset-management/CINELDI_MV_reference_system].
61. NordPool. Spotpris for 2022 (NO1) tilsendt fra Nord Pool. 2023.
62. Kontaktpersoner fra nettselskap. [Intervju]; 2023.
63. Kontaktperson fra NorFlex. [Intervju]; 2023.
64. Elvia. Fordeling av nettap på ulike spenningsnivåer i nett. 2023.
65. NVE. Inntektsramme 2023 - varsel.xlsx NVE2022 [Available from: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/bransje/bransjeoppgaver/inntektsrammer/inntektsrammer-for-2023-varsel/>].
66. Elvia. Vårt strømmnett Elvia [Available from: <https://www.elvia.no/hva-er-elvia/vart-stromnett/>].
67. Norefjell Nett AS Nettalliansen [Available from: <https://nettalliansen.no/selskapene/norefjell-nett-as>].
68. NODES. 2023 ShortFlex Prices NODES: NODES; 2023 [Available from: <https://nodesmarket.com/norflex/>].
69. Gopacs. Gopacs performance GOPACS2023 [Available from: <https://idcons.nl/#/performance-metrics>].
70. THEMA CG. Bruk av reguleringsressurser i DSOenes nett - prissetting og incentiver. NVE; 2019.
71. NOU. Nett i tide2022. Available from: https://www.regjeringen.no/contentassets/9dabbb7fb58e4bb297f4388696570460/no/pdfs/nou202220220006000dddpdfs.pdf?fbclid=IwAR17Mld8koPh1MT_SgQIqJsAcXTzZWwaEGcv2xfTGUZ16L1J8biUwO7aZKg.
72. EnergifaktaNorge. Forsyningssikkerhet 2019 [Available from: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/forsyningssikkerhet/>].
73. Statnett. Omfattende forbruksplaner fyller opp kapasiteten i strømmettet i nord Statnett2022 [Available from: <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2022/omfattende-forbruksplaner-fyller-opp-kapasiteten-i-stromnettet-i-nord/>].
74. NVE. Saksbehandling og prioritering NVE2022 [updated 19.04.2023. Available from: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-nettanlegg/saksbehandlingstid-og-prioritering/>].
75. FornybarNorge. Enda kraftigere tiltak kreves for at Norge ikke skal sakke akterut i energiomstillingen: Fornybar Norge; 2022 [Available from: <https://www.fornybarnorge.no/nyheter/2022/horingssvar-stromnettutvalget/>].
76. Sebastian-Coleman L. Measuring data quality for ongoing improvement : a data quality assessment framework. Waltham, Mass.: Elsevier; 2013.
77. Grainger JJ, Stevenson WD. Power System Analysis: McGraw-Hill Inc.; 1994.

78. Horne H, Roos A, Magnussen IH, Buvik M, Langseth B. Norge har et betydelig potensial for forbrukerfleksibilitet i sektorene bygg, transport og industri: NVE; 2020 [Available from: https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2020/faktaark2020_07.pdf].
79. Heiene T, Hillesund S, Kallevik T, Magnussen H. Fleksibilitet i kontorbygg2018. Available from: <https://www.nve.no/Media/7268/studentrapport-fleksibilitet-i-kontorbygg.pdf>.
80. Norgesenergi. Derfor er strømmen mye billigere i sør norgesenergi2022 [Available from: <https://norgesenergi.no/stromsmart/billigere-strom-i-nord/>].
81. Statnett. Derfor har vi prisområder Statnett.no: Statnett; 2021 [Available from: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/fakta-om-prisomrader/>].

9 Vedlegg

Vedlegg A – Python kode for simulering og analyse

A.1 – Kode hentet fra (60)

Laster inn nødvendige pakker

```
# %% Dependencies
import pandapower as pp
import pandas as pd
import os
import Load_scenarios as ls
import Load_profiles as lp
import pandapower_read_csv as ppcsv
import numpy as np
```

Laster inn data fra referansenettet

```
# %% Retrieved from https://github.com/SINTEF-Power-system-asset-management/CINELDI\_MV\_reference\_system

# %% Define input data

# Location of (processed) data set for CINELDI MV reference system
# (to be replaced by your own local data folder)
path_data_set = 'C:/Users/bikju/CINELDI_MV_reference_system'

# Scenario file name
# (NB: For the published version of the reference data set, it is assumed that new
Loads
# are LECs that will be associated with primarily residential load time series)
filename_scenario = 'scenario_LEC_only.csv'

# File name of 24-hour load time series (profiles) for charging stations
# (NB: Not included with the published version of the reference data set)
filename_load_profiles_cs = 'load_profiles_charging_stations.csv'
filename_residential_fullpath = os.path.join(
```

```

    path_data_set, 'time_series_IDs_primarily_residential.csv')
filename_irregular_fullpath = os.path.join(
    path_data_set, 'time_series_IDs_irregular.csv')
filename_load_data_fullpath = os.path.join(
    path_data_set, 'load_data_CINELDI_MV_reference_system.csv')
filename_load_mapping_fullpath = os.path.join(
    path_data_set, 'mapping_loads_to_CINELDI_MV_reference_grid.csv')
filename_scenario_fullpath = os.path.join(path_data_set, filename_scenario)
filename_load_profiles_cs_fullpath = os.path.join(
    path_data_set, filename_load_profiles_cs)

# %% Read pandapower network
net = ppcsv.read_net_from_csv(path_data_set, baseMVA=10)

# %% Read scenario data
scen = ls.read_scenario_from_csv(
    path_data_set, filename_point_load=filename_scenario)

# %% Apply scenario data to network
# Year in the analysis horizon relative to the reference year (2021)
year_rel = 5
ls.apply_scenario_to_net(net, scen, year_rel)

# %% Set up hourly normalized load time series for a representative day (28 February
by default)
load_profiles = lp.load_profiles(filename_load_data_fullpath)

# Get relative load profiles for representative days mapped to buses of the CINELDI
test network
profiles_mapped = load_profiles.map_rel_load_profiles(
    filename_load_data_fullpath, filename_scenario_fullpath,
    filename_load_mapping_fullpath, filename_load_profiles_cs_fullpath,
    list(range(0,366)))

```

A.2 - Utregning av nettap og nettapkostnader for det opprinnelige modellnettet

```
"""
@author: Birgitte Kjuus & Helene Tengesdal
"""

# Create empty lists to store data
day_list = []
hour_list = []
original_netloss_per_hour = []

# Loop through each day of the year (365 days)
for d in range(365):
    # Loop through each hour of the day (24 hours)
    for h in range(24):
        # Find the representative hour of the year
        hour = h + d*24

        # Update the load scaling factors based on the hour of the year
        for i in net.load.index:
            net.load.loc[i, 'scaling'] = profiles_mapped.loc[hour, i]

        # Run power flow calculations
        pp.runpp(net, init='results', algorithm='bfs')

        # Calculate the grid loss for each line
        original_netloss = []
        for k in range(123):
            original_loss = net.line.r_ohm_per_km[k]*(net.res_line.i_ka[k]*1000)**2
            original_netloss.append(original_loss)

        # Sum the grid losses for all lines to get the total grid loss for the hour
        original_netloss_per_hour.append(sum(original_netloss))

        # Add the day and hour to their respective lists
        day_list.append(d)
        hour_list.append(h)

# Print the total grid loss for the year
print('Nettaper for et år er', sum(original_netloss_per_hour), 'W')

# Create a DataFrame to store the grid loss data
original_df = pd.DataFrame({'day': day_list, 'hour': hour_list, 'netloss_per_hour':
original_netloss_per_hour})

# Group the data by day and sum the grid loss for each day
original_df.groupby('day').sum()

# Read the spot price data from an Excel file
spotprice22 = pd.read_excel('elspotpriser_2022.xlsx')

# Replace commas with periods in the spot price data
spotprice22.replace(',', '.')

# Reshape the spot price data to match the hourly data
```



```

sp2022 = np.reshape(spotprice22.iloc[1:,1:].values, (365*24,1))

# Calculate the grid loss costs for the original load profile
original_cost = original_df['netloss_per_hour']*sp2022[:, 0]/1000000
print('Etter justering er nettapkostnadene for et år', sum(original_cost), 'NOK')

```

A.3 - Utregning av nettap og nettapkostnader for det justerte modellnettet

```

"""
@author: Birgitte Kjuus og Helene Tengesdal
"""

# Calculate the average load profile for each hour of the year
profiles_average = profiles_mapped.copy()
for day in range(365):
    subset = np.arange(24)+day*24
    profiles_average.iloc[subset,:] = np.mean(profiles_average.iloc[subset:],
axis=0)

# Calculate the difference between the mapped load profile and the average load
profile, and scale by the nominal load
profiles_difference = np.abs(profiles_mapped-profiles_average)*net.load['p_mw']

# Sum the absolute changes in load to get the total reduction in power consumption
total_reduction = np.sum(profiles_difference)/2
print('Effekt justert ned', sum(total_reduction),'MW')

# Calculate the grid loss and grid loss costs after adjusting the load profile
day_list = []
hour_list = []
adjusted_netloss_per_hour = []
for d in range(365):
    for h in range(24):
        hour = h + d*24
        for i in net.load.index:
            net.load.loc[i, 'scaling'] = profiles_average.loc[hour, i]
pp.runpp(net, init='results', algorithm='bfs')
adjusted_netloss = []
for k in range(123):

```

```

        adjusted_loss = net.line.r_ohm_per_km[k]*(net.res_line.i_ka[k]*1000)**2
        adjusted_netloss.append(adjusted_loss)
    adjusted_netloss_per_hour.append(sum(adjusted_netloss))
    day_list.append(d)
    hour_list.append(h)
print('Etter justering er nettapet for et år', sum(adjusted_netloss_per_hour), 'W')

# Create a DataFrame to store the adjusted grid loss data and group by day to get the
total grid loss for each day
adjusted_df = pd.DataFrame({'day': day_list, 'hour': hour_list, 'netloss_per_hour':
adjusted_netloss_per_hour})
adjusted_df.groupby('day').sum()

# Read the spot price data from an Excel file
spotprice22 = pd.read_excel('elspotpriser_2022.xlsx')

# Replace commas with periods in the spot price data
spotprice22.replace(',', '.')

# Reshape the spot price data to match the hourly data
sp2022 = np.reshape(spotprice22.iloc[1:,1:].values, (365*24,1))

# Calculate the grid loss costs after adjusting the load profile
adjusted_cost = adjusted_df['netloss_per_hour']*sp2022[:, 0]/1000000
print('Etter justering er nettapskostnadene for et år', sum(adjusted_cost), 'NOK')

```

Vedlegg B – Ulike eksempelnett fra Elvia

Et lite nett i typisk bymiljø:

Tap fordelt på spenningsnivåer							
Spg (kV)	...Ledninger (km) ..Trafoer		Tap. (MW)			Sum
	KA	LL	HK	Ant	Ledninger	Trafoer	
22.000	7.9	0.0	0.0	23 :	0.024	0.122	0.146 *****
0.400	11.6	0.0	0.0	0 :	0.033	0.000	0.033 **
0.230	21.8	12.3	0.0	0 :	0.227	0.000	0.227 *****
	41.2	12.3	0.0	23 :	0.285	0.122	0.407

Et nett i landlig område:

Tap fordelt på spenningsnivåer							
Spg (kV)	...Ledninger (km) ..Trafoer		Tap. (MW)			Sum
	KA	LL	HK	Ant	Ledninger	Trafoer	
11.000	17.8	68.4	0.0	123 :	0.791	0.498	1.289 *****
1.000	0.6	3.3	0.0	8 :	0.001	0.003	0.004
0.690	0.0	0.0	0.0	0 :	0.000	0.000	0.000
0.400	1.0	0.0	0.0	0 :	0.000	0.000	0.000
0.230	62.8	134.3	0.0	0 :	0.853	0.000	0.853 *****
	82.2	206.0	0.0	131 :	1.645	0.501	2.146

Et nett med by og landlig:

Tap fordelt på spenningsnivåer							
Spg (kV)	...Ledninger (km) ..Trafoer		Tap. (MW)			Sum
	KA	LL	HK	Ant	Ledninger	Trafoer	
22.000	57.0	89.5	0.0	259 :	1.242	0.626	1.869 *****
1.000	1.6	6.6	0.0	11 :	0.001	0.003	0.004
0.400	22.7	0.0	0.0	0 :	0.078	0.000	0.078 *
0.230	185.7	188.2	0.0	0 :	1.701	0.000	1.701 *****
	267.0	284.3	0.0	272 :	3.022	1.201	4.223

Et rent industrinett på et konsentrert område:

Tap fordelt på spenningsnivåer								
Spg	...Ledninger (km) ..Trafoer		Tap. (MW)				
(kV)	KA	LL	HK	Ant	Ledninger	Trafoer	Sum	
11.000	14.4	0.0	0.0	64 :	0.003	0.117	0.119	*****
0.400	4.0	0.1	0.0	4 :	0.002	0.000	0.002	
0.230	1.5	0.0	0.0	0 :	0.001	0.000	0.001	

Et nett med hovedsakelig fritidsboliger:

Tap fordelt på spenningsnivåer								
Spg	...Ledninger (km) ..Trafoer		Tap. (MW)				
(kV)	KA	LL	HK	Ant	Ledninger	Trafoer	Sum	
22.000	90.9	26.4	0.0	175 :	0.268	0.360	0.628	*****
0.400	210.1	0.0	0.0	0 :	0.063	0.000	0.063	**
0.230	241.6	90.8	0.0	0 :	0.531	0.000	0.531	*****



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway