



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2019 30 stp

Fakultetet for miljøvitenskap og naturforvaltning (MINA)

Analyse av residuallast og fleksibilitetsbehov i Nord-Europa i 2040

Eirin Gunnufsen

Fornybar Energi

Forord

Denne oppgaven setter punktum for en 5-årig mastergrad i fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), våren 2019.

Først og fremst vil jeg takke veileder Torjus Folsland Bolkesjø for diskusjon rundt tema på oppgaven, og hjelp med innsamling av datamaterialet. Arbeidet med oppgaven har vært en svært lærerik og spennende prosess

Til slutt vil jeg benytte anledningen til å takke alle medstudenter for mange fine år som student.

Oslo, 07.06.2019

Eirin Gunnufsen

Sammendrag

Målsetningen med studien var å kvantifisere fleksibilitetsbehovet i Nord-Europe for ulike scenarier i 2040, og undersøke hvor mye av dette behovet som kan dekkes av mer overføringskapasitet mellom landene. Studien tar utgangspunkt i residuallast for beregning av fleksibilitetsbehov på timesbasis, samt et daglig- og ukentlig fleksibilitetsbehov.

Scenarioanalysen er delvis basert på data fra allerede utviklete framtidsscenarier presentert av ENTSO-E i TYNDP, og på tidsserier over historiske produksjonskapasiteter for solkraft, havvind og landbasert vind.

Både fleksibilitetsbehovet og effekten av økte forbindelser mellom landene varierer over de ulike scenariene. Gjennomsnittlig vil rundt 15 % av daglig fleksibilitetsbehov, og 23 % av ukentlig fleksibilitetsbehov kunne dekkes av forbindelse mellom landene. Overproduksjonen har særs gode muligheter for å oppnå reduksjon, med et gjennomsnitt på 80 % over scenariene ved full integrering av Nord-Europa.

Hvor stor effekten av utenlandskabler vil bli avhenger av hvor det bygges ny overføringskapasitet. Korrelasjonsanalyse av residuallastene viser at naboland har høy grad av korrelasjon i residuallast, og effekten av økt integrering vil være minst der. Over lengre avstander viser korrelasjonsanalysen minkende grad av samvariasjon.

Abstract

The aim of the study was to quantify the need for flexibility in Northern Europe for different scenarios in 2040, and to investigate how much of the flexibility requirements that can be covered by more transmission capacity between the countries. The study addresses residual load for calculating the flexibility needs on an hourly basis, together with daily and weekly flexibility requirement.

The scenario analysis is partly based on data from developed future scenarios presented by ENTSO-E in TYNDP, and partly on time series of historical production capacities for solar PV, offshore wind and onshore wind.

Both the need for flexibility and the effect of increased connections between countries vary across the different scenarios. On average, around 15% of daily flexibility needs and 23% of weekly flexibility needs could be covered by interconnections. A reduction in overproduction, with an average of 80%, can be achieved above the scenarios with a fully integrated Northern Europe.

To what extent the effect of interconnectors will reduce flexibility needs, depends on where new transmission capacity is built. Correlation analysis of the residual loads show that neighboring countries have a high degree of correlation in residual load, resulting in a small benefit from the interconnectors. Over long distances, the correlation analysis show a decreasing degree of covariance.

Innholdsfortegnelse

FORORD	I
SAMMENDRAG.....	II
ABSTRACT.....	III
FIGURLISTE.....	VII
TABELLISTE.....	VIII
1. INNLEDNING	1
1.1 Problemstilling	3
1.2 Avgrensning.....	3
2. FLEKSIBILITETSBEHOV OG RESIDUALLAST	4
2.1 Residuallast	4
2.2 Ulike karakteristikkene ved residuallast	5
2.2.1 Maksimal residuallast	5
2.2.2 Overproduksjon	5
2.2.3 Differanse mellom maksimal og minimal residuallast	5
2.2.4 Endring i residuallast.....	6
2.2.5 Varighetskurve	6
3. SCENARIOBESKRIVELSE OG DATAINNSAMLING.....	7
3.1 Utvikling av kraftsystemet i Nord-Europa.....	7
3.2 Scenarier i TYNDP 2018 for 2030 og 2040	9
3.3 Valg av scenarier for Nord-Europa i 2040	9
3.3.1 Etterspørsel etter elektrisitet i 2040.....	10
3.3.2 Tørt, normalt og vått år	10
3.3.3 Installert kapasitet av variabel fornybar energi.....	11
3.3.4 Produksjonsserier for havvind, landbasert vind og sol i 2040	12
3.3.5 Kapasitetsfaktor	12
3.3.6 Beregning av tidsserier for produksjon.....	15
3.3.7 Forskjell i områdene	15
4. METODE.....	17
4.1 Beregning av residuallast.....	17

4.2 Varighetskurver, maksimal og minimal residuallast	17
4.3 Overproduksjon.....	18
4.4 Endring i residuallast	18
4.5 Fleksibilitetsbehov per dag.....	19
4.6 Fleksibilitetsbehov per uke.....	19
4.7 Korrelasjon mellom residuallaster.....	20
4.8 Korrelasjon mellom fornybare energikilder	20
5. RESULTAT.....	21
5.1 Varighetskurver, maksimal og minimal residuallast	21
5.2 Overproduksjon.....	25
5.3 Endring i residuallast	25
5.4 Fleksibilitetsbehov per dag.....	28
5.5 Fleksibilitetsbehov per uke.....	28
5.6 Korrelasjon	30
6. DISKUSJON.....	32
6.1 Fleksibilitetsbehovet i Nord-Europa i 2040	32
6.2 Effekten av økt overføringskapasitet i Nord-Europa	33
6.3 Usikkerhet.....	33
6.4 Metode og videre studier	34
7. KONKLUSJON	35
REFERANSELISTE	36
VEDLEGG 1 – ETTERSPOØRSEL OG INSTALLERT KAPASITET I 2040.....	I
VEDLEGG 2 – FULLASTTIMER.....	II
VEDLEGG 3 – OMRÅDEINDELING AV LAND	III
VEDLEGG 4 – MAKSIMAL OG MINIMAL RESIDUALLAST	IV

VEDLEGG 5 – MAKSIMAL OG MINIMAL ENDRING I RESIDUALLAST	VI
VEDLEGG 6 – OVERPRODUKSJON	VII
VEDLEGG 7 – DAGLIG FLEKSIBILITETSBEHOV	VIII
VEDLEGG 8 – UKENTLIG FLEKSIBILITETSBEHOV	IX
VEDLEGG 9 – KORRELASJON MELLOM PRODUKSJONSKILDER	X

Figurliste

FIGUR 1: ETTERSSPØRSEL, VARIABEL ENERGIPRODUKSJON OG RESIDUALLAST OVER 1 UKE.	5
FIGUR 2: EKSISTERENDE OG PLANLAGTE UTENLANDSKABLER MELLOM DE NORDISKE LANDENE OG SENTRAL- EUROPA.	7
FIGUR 3: FORNYBAR ELEKTRISITETSPRODUKSJON I 2018 SOM ANDEL AV FORBRUK PER LAND	8
FIGUR 4: ÅRLIG ETTERSSPØRSEL ETTER ELEKTRISITET FOR ALLE SCENARIER..	11
FIGUR 5: INSTALLERT KAPASITET FOR HAVVIND, LANDBASERT VIND OG SOLCELLER (PV) FOR DE ANALYSERTE SCENARIENE	13
FIGUR 6: FULLASTTIMER FOR ANALYSERTE ÅR OG FOR GJENNOMSNIITT MELLOM 1982-2015.....	14
FIGUR 7: VARIGHETSKURVE FOR NORD-EUROPA MED OG UTEN OVERFØRINGSKAPASITET FOR SCENARIO DG2040, BASERT PÅ TRE HISTORISKE KLIMAÅR; 1982, 1984 OG 2007.	22
FIGUR 8: VARIGHETSKURVE FOR NORD-EUROPA MED OG UTEN OVERFØRINGSKAPASITET FOR SCENARIO GCA2040, BASERT PÅ TRE HISTORISKE KLIMAÅR; 1982, 1984 OG 2007.	22
FIGUR 9: VARIGHETSKURVE FOR NORD-EUROPA MED OG UTEN OVERFØRINGSKAPASITET FOR SCENARIO ST2040, BASERT PÅ TRE HISTORISKE KLIMAÅR; 1982, 1984 OG 2007.	23
FIGUR 10: MAKSIMAL OG MINIMAL RESIDUALLAST OVER TRE ULIKE SCENARIER FOR KRAFTSYSTEMET I 2040.	23
FIGUR 11: 99,9 % PERSENTIL OVER MAKSIMAL OG MINIMAL RESIDUALLAST OVER TRE ULIKE SCENARIER FOR KRAFTSYSTEMET I 2040.	24
FIGUR 12: 99,5 % PERSENTIL OVER MAKSIMAL OG MINIMAL RESIDUALLAST OVER TRE ULIKE SCENARIER FOR KRAFTSYSTEMET I 2040.	24
FIGUR 13: OVERPRODUKSJON OVER TRE ULIKE SCENARIER FOR KRAFTSYSTEMET I 2040.	25
FIGUR 14: ANTALL TIMER MED OVERPRODUKSJON OVER TRE ULIKE SCENARIER FOR KRAFTSYSTEMET I 2040.	26
FIGUR 15: ENDRING I RESIDUALLAST PER TIME OVER TRE ULIKE SCENARIER FOR KRAFTSYSTEMET I 2040.	26
FIGUR 16: 99,9 % PERSENTILS ENDRING I RESIDUALLAST PER TIME OVER TRE ULIKE SCENARIER FOR KRAFTSYSTEMET I 2040.	27
FIGUR 17: ANTALL TIMER HVOR RESIDUALLASTEN ØKER MER ELLER MINDRE ENN 10 OG 20 %, SAMMENLIGNET MED ETTERSSPØRSELEN, OVER TRE ULIKE SCENARIER FOR KRAFTSYSTEMET I 2040.....	27
FIGUR 18: DAGLIG FLEKSIBILITETSBEHOV OVER TRE ULIKE SCENARIER FOR KRAFTSYSTEMET I 2040.	28
FIGUR 19: DAGLIG FLEKSIBILITETSBEHOV OVER TRE ULIKE SCENARIER FOR KRAFTSYSTEMET I 2040, MED INSTALLERT KAPASITET FOR DE VARIABLE ENERGIKILDENE LIK 2018-NIVÅ.....	29
FIGUR 20: UKENTLIG FLEKSIBILITETSBEHOV OVER TRE ULIKE SCENARIER FOR KRAFTSYSTEMET I 2040.	29
FIGUR 13: OVERPRODUKSJON PER LAND OVER ALLE SCENARIER	VII
FIGUR 14: DAGLIG FLEKSIBILITETSBEHOV PER LAND OVER ALLE TRE SCENARIER	VIII
FIGUR 15: UKENTLIG FLEKSIBILITETSBEHOV PER LAND OVER ALLE TRE SCENARIER	IX

Tabelliste

TABELL 1: KORRELASJON MELLOM DE ULIKE LANDS RESIDUALLAST.....	30
TABELL 2: SAMVARIASJON MELLOM HAVVIND, LANDBASERT VIND OG SOLCELLER, PV FOR OMRÅDER I NORD-EUROPA.....	31
TABELL 3: ÅRLIG FORVENTET ETTERSPOØRSEL PER SCENARIO OG LAND.....	I
TABELL 4: INSTALLERT KAPASITET FOR HAVVIND, LANDBASERT VIND OG SOLCELLER PV.....	I
TABELL 5: FULLASTTIMER FOR TIDSSERIENE FOR DE REPRESENTATIVE KLIMAÅRENE 1982, 1984 OG 2007, SAMT ET GJENNOMSNITT FOR PERIODEN 1982-2015.....	II
TABELL 6: OVERSIKT OVER ULIK INNDELING AV LAND I MINDRE DELOMRÅDER.....	III
TABELL 7: MAKSIMAL OG MINIMAL RESIDUALLAST OVER ALLE TRE SCENARIER.....	IV
TABELL 8: 99,9%-PERSENTIL AV MAKSIMAL OG MINIMAL RESIDUALLAST OVER ALLE TRE SCENARIER.....	IV
TABELL 9: 99,5%-PERSENTIL AV MAKSIMAL OG MINIMAL RESIDUALLAST OVER ALLE TRE SCENARIER.....	V
TABELL 10: MAKSIMAL OG MINIMAL ENDRING I RESIDUALLAST PER TIME OVER ALLE TRE SCENARIER.....	VI
TABELL 11: 99,9%-PERSENTIL AV MAKSIMAL OG MINIMAL ENDRING I RESIDUALLAST PER TIME OVER ALLE TRE SCENARIER.....	VI
TABELL 12: OVERPRODUKSJON OVER ALLE TRE SCENARIER.....	VII
TABELL 13: DAGLIG FLEKSIBILITETSBEHOV OVER ALLE TRE SCENARIER.....	VIII
TABELL 14: UKENTLIG FLEKSIBILITETSBEHOV OVER ALLE TRE SCENARIER.....	IX
TABELL 15: KORRELASJON MELLOM HAVVIND, LANDBASERT VIND OG SOLCELLER PV FOR PRODUKSJONSSERIER MELLOM 1982-2015.....	X

1. Innledning

Den europeiske union, EU, har presentert en langsiktig strategi med mål om å være klimanøytrale innen 2050, i tråd med Parisavtalen og målet om å holde den globale temperaturøkningen under 1,5°C (COM (2018) 773). Elektrisitetssektoren vil spille en stor rolle for å nå dette målet, da elektrisitet også kan benyttes for å redusere utslippene fra blant annet transport- og varmesektoren.

Tradisjonelt har de fleste kraftsystem i hovedsak basert seg på kraftproduksjon fra fossile energikilder og kjernekraft. Dette er typiske produksjonsenheter som kjører relativt konstant og står for grunnlasten i energiforsyningen. For å få til en utslippsfri kraftproduksjon må store mengder kapasitet fra fornybare kilder som sol og vind integreres i kraftsystemet. Dette er energikilder hvor energiproduksjonen varierer med værforholdene. En stor andel variabel fornybar energi i elektrisitetsmiksen fører til utfordringer for kraftsystemet, da tilbud og etterspørsel av elektrisitet til enhver tid må balanseres. For å sikre balanse i kraftsystemet oppstår derfor et behov for fleksible løsninger. Regulert kraftproduksjon, reservekapasitet, lagring, forbrukerfleksibilitet og overføringskapasitet mot utlandet er alle ulike kilder til fleksibilitet (Huber et al., 2014; Lise et al., 2013).

Flere studier retter fokus mot fleksibilitetsutfordringen ved overgang til et mer fornybart energisystem, med ulike tilnærminger til tema. Lise et al. (2013) kvantifiserer fleksibilitetsbehovet for et scenario av EU i 2050, med fokus på regulerbare produksjonskilder. Heide et al. (2011) ser på betydningen av lagring i et scenario av et totalt fornybart energisystem i Europa. Behovet for lagring er også hovedfokus i Saarinen et al. (2015), hvor lagringsbehovet til Tyskland kvantifiseres med tidshorisont fra 1 til 14 dager, for ulike andeler av sol- og vindkraft.

I en analyse av Europa oppsummerer Huber et al. (2014) at fleksibilitetsbehovet bestemmes av hvor stor andel av energimiksen som er variabel kapasitet, størrelsesforholdet mellom andelen av de variable fornybare kildene og hvor stort geografisk område kraftsystemet dekker. Disse tre faktorene skyldes variasjon i værforholdene som påvirker den fornybare energiproduksjonen.

Buttler et al. (2016) peker på kortsiktig balansering, reservekapasitet og overproduksjon som utfordringer ved økende andel sol- og vindkraft. Gjennom en analyse av Europa basert på året 2014, analyseres karakteristikker ved sol- og vindressursene. Resultatet er blant annet en

vesentlig utjevningseffekt på variasjonen ved økt geografisk spredning av vindkraft. Det er også identifisert en svak positiv korrelasjon mellom vindkraftproduksjon og etterspørsel for de undersøkte områdene. Studien viser at karakteristikene til sol- og vindressursene kan gi verdifull informasjon. Sol- og vindforhold varierer både i tid og rom, og flere studier ser på variabiliteten til sol og vind over større geografiske områder.

En studie av Widen (2011) vurderer korrelasjonen mellom produksjon fra storskala sol- og vindkraft for et fremtidsscenario av Sverige. I studien konstateres en negativ korrelasjon mellom vind- og solressurser, både på kort og lang sikt. Samme konklusjon trekkes av Liu et al. (2013) i en studie av Kina. I analysen pekes det på at kombinasjonen mellom solceller og vindkraft vil bidra til å redusere timer med veldig lite produksjon, og timer med særlig høy produksjon. Både Widen (2011) og Liu et al. (2013) konkluderer med at fleksibilitetsbehovet er mindre når produksjonsenhetene er plassert over et større geografisk område, og at effekten er større for vind enn for sol.

Koivisto et al. (2018) viser også til negativ korrelasjon mellom sol- og vindressursene i sin studie over Skandinavia, Finland og Baltikum. I tillegg analyseres korrelasjonen mellom produksjon og etterspørsel. Vindkraft er positivt korrelert med etterspørselen, mens sol og etterspørsel er negativt korrelert. Det henger sammen med at vindressursen er best om vinteren, samtidig som etterspørselen er høyest, mens solressursen er best i sommerhalvåret. Solressursen er derimot positivt korrelert med variabiliteten i etterspørselen.

Generelt ses en tendens mot at behovet for fleksibilitet minker om produksjonen har base i flere energikilder, og er spredt over større områder.

Utgangspunktet for flere av studiene er residuallast, som er etterspørsel med fratrekk for produksjon fra variable fornybare energikilder. Residuallast representerer dermed den delen av etterspørselen som må dekkes av fleksible løsninger. Ved å studere ulike aspekter ved residuallasten kan fleksibilitetsbehovet kvantifiseres.

Flere av de nevnte studiene fokuserer på fleksibilitetsbehov og lagring. Og flere studerer korrelasjonen mellom sol- og vindressurser, og mellom ressursene og etterspørsel. Få studier har derimot kvantifisert hvordan økt overføringskapasitet mot utlandet påvirker fleksibilitetsbehovet.

1.1 Problemstilling

Med bakgrunn i utfordringene ved integrering av variable fornybare energikilder skal fleksibilitetsbehovet kvantifiseres for ulike framtidsscenarier med høy andel variabel kapasitet i Nord-Europa på lang sikt. Det vil også undersøkes hvordan fleksibilitetsbehovet endres ved å analysere et større geografisk område som et system, det vil i praksis si at overføringskapasiteten til utlandet økes.

Problemstillingene som undersøkes i oppgaven er:

Hvor stort er fleksibilitetsbehovet i Nord-Europa i 2040?

Hvordan endres fleksibilitetsbehovet ved økt overføringskapasitet mellom landene?

1.2 Avgrensning

Med Nord-Europa menes i denne studien Danmark, Estland, Finland, Latvia, Litauen, Nederland, Norge, Polen, Storbritannia, Sverige og Tyskland. Fleksibilitetsbehovet vil undersøkes ved hjelp av residuallast, og dens egenskaper. De variable fornybare energikildene som vil adresseres i studien er sol- og vindkraft, både i form av havvind og landbasert vind.

2. Flexibilitetsbehov og residuallast

Det er flere sentrale utfordringer som oppstår ved knapphet på fleksibilitet. Et kraftsystem må hele tiden balansere tilbud og etterspørsel. Med økende andel variabel energiproduksjon blir det vanskeligere å holde systemet i balanse, og det pekes ofte på tre hovedutfordringer. Perioder med kraftoverskudd må håndteres for å unngå tap av produksjon og perioder med kraftunderskudd må håndteres for å sikre leveranse av kraft. I tillegg skaper raske endringer i vind- og solforhold behov for rask opp- og nedregulering for å holde kraftsystemet i balanse (Buttler et al., 2016; Statnett, 2018). Disse utfordringer kan løses ved et fleksibelt kraftmarked.

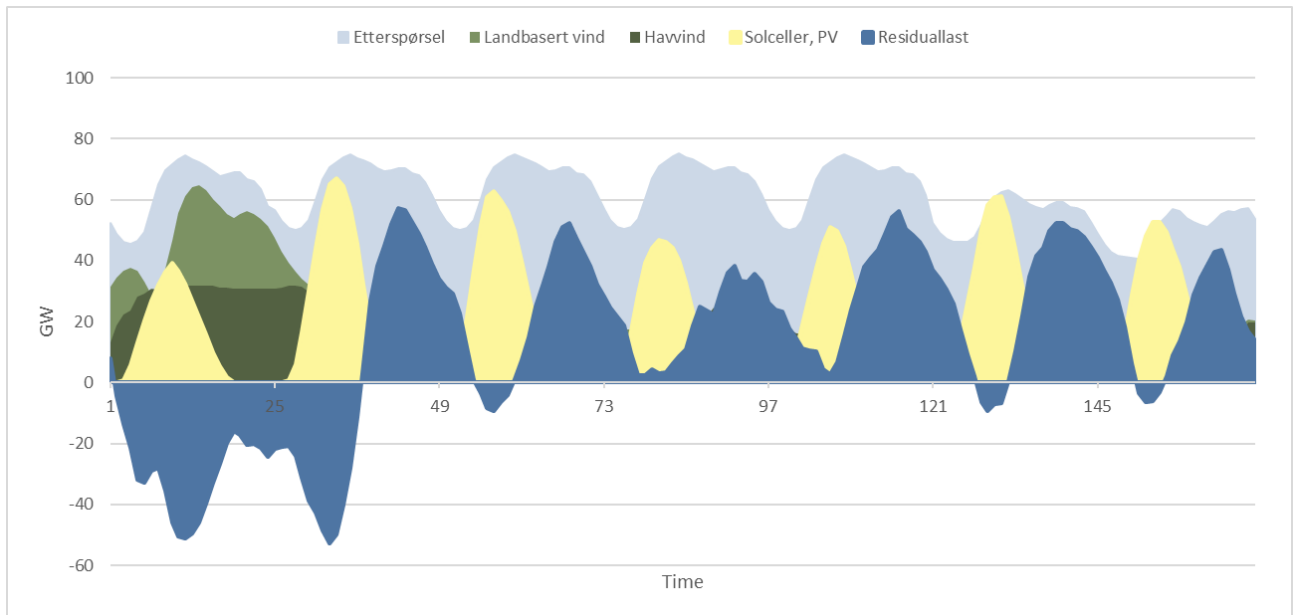
Det finnes ulike definisjoner på hva som betegner fleksibilitet i kraftsystemer. Statkraft (2018 s.14) definerer fleksibilitet som «evnen til å gjøre raske endringer i produksjon eller forbruk for til en hver tid å sikre balansen i kraftsystemene.» Dette kan være endringer som varer i alt fra sekunder og timer, til flere dager og uker. Integrasjon av større mengder sol- og vindkraft vil kreve stor grad av fleksibilitet i kraftmarkedet.

2.1 Residuallast

For å undersøke hvilken innvirkning de variable energikildene har på kraftsystemet og fleksibilitetsbehovet, introduseres konseptet residuallast eller netto etterspørsel. Residuallast representerer den delen av etterspørselen som må dekkes av fleksible teknologier, som for eksempel regulerbare produksjonsenheter som vannkraftverk med magasin, kraftutveksling med utlandet, forbrukerfleksibilitet eller lagring. Ved å trekke fra den variabel fornybare kraftproduksjonen fra etterspørselen, beregnes residuallast.

Basert på den gitte definisjonen av residuallast, kan fleksibilitet defineres som kraftsystemets evne til å møte endringene i residuallast. Fordelen ved å benytte residuallast fremfor å kun vurdere produksjonen av de variable fornybare energikildene, er at residuallast også tar hensyn til variasjonen som ligger i etterspørselen.

Figur 1 viser en et eksempel over etterspørsel og produksjon, med tilhørende residuallast for en uke. Der hvor summen av havvind, landbasert vind og solceller er høyere enn etterspørselen, blir residuallasten, markert med mørkeblått, negativ.



Figur 1: Etterspørsel, variabel energiproduksjon og residuallast over 1 uke. Negative verdier representerer overproduksjon (energiproduksjonen er større enn etterspørselen).

2.2 Ulike karakteristikk ved residuallast

Gjennom å studere residuallasten til energisystemet kan vi få frem informasjon om hvilken evne den fornybare variable kraftproduksjonen har til å dekke den til enhver tid etterspurte lasten, og kvantifisere behovet for fleksibilitet.

2.2.1 Maksimal residuallast

Den høyeste verdien av residuallast forteller hvor stor fleksibilitetskapasitet det minst må være i systemet for alltid å kunne dekke etterspørselen (Tarroja et al., 2012).

2.2.2 Overproduksjon

Med økt andel installert kapasitet fra variabel fornybar kraftproduksjon øker risikoen for overproduksjon, perioder hvor kraftproduksjonen er større enn forbruket. Disse periodene vil representere et tap av potensiell produksjon dersom det ikke finnes fleksible løsninger. Eksempel på overproduksjon er vist ved de negative verdiene av residuallasten i Figur 1.

2.2.3 Differanse mellom maksimal og minimal residuallast

Differansen mellom maksimal og minimal residuallast forteller hvor stor del av kapasitetsbehovet utover den variable fornybare kapasiteten, som må kunne reguleres (Tarroja et al., 2012).

2.2.4 Endring i residuallast

En annen karakteristikk ved residuallast er informasjonen om variasjon i produksjon og etterspørsel. Dersom det er stor variasjon i residuallast fra time til time kreves fleksibilitet som raskt kan reguleres for å følge disse endringene. Variasjon i residuallast fra en time til den neste finnes ved å se på differansen mellom hver time og timen før. Fra Figur 1 ser vi at i døgn nummer 2 endres residuallasten med over 100 GW i løpet av få timer.

2.2.5 Varighetskurve

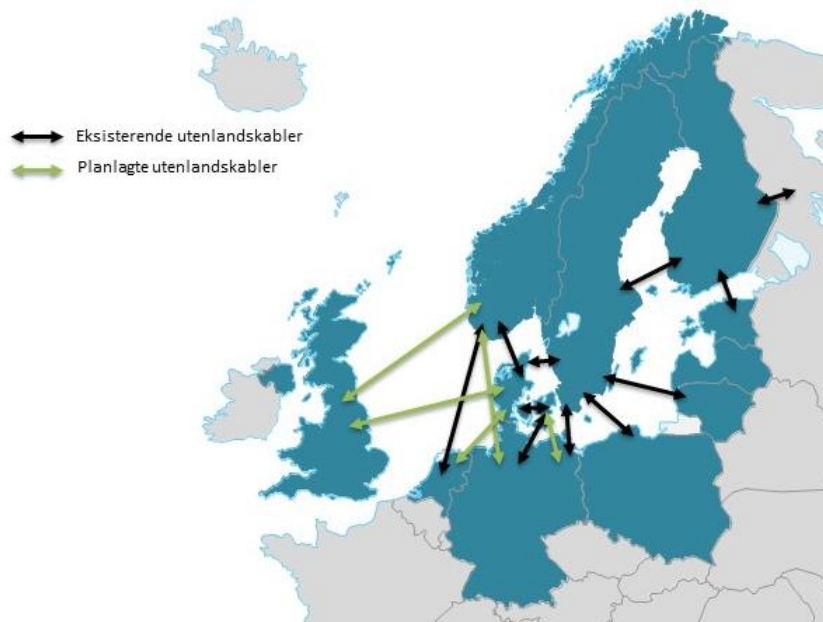
Residuallastkurven kan gjøres om til en varighetskurve ved å sortere residuallasten fra høyeste til laveste verdi over andel av tiden. Dette gir en enkel oversikt over hvor mange tidsrommet som residuallasten er større eller mindre enn en gitt verdi (Tarroja et al., 2012).

3. Scenariobeskrivelse og datainnsamling

Energisystemet er i stadig endring, og det er vanskelig å vite hvordan det vil se ut om 20 år. For å besvare problemstillingen er derfor scenarioanalyse benyttet. Tre ulike scenarier er analysert for å gi et bedre bilde av mulige tilstander i år 2040. Først presenteres en status over dagens kraftsystem i Europa, før utgangspunktet for scenariene presenteres. Til sist presenteres datamaterialet som blir benyttet.

3.1 Utvikling av kraftsystemet i Nord-Europa

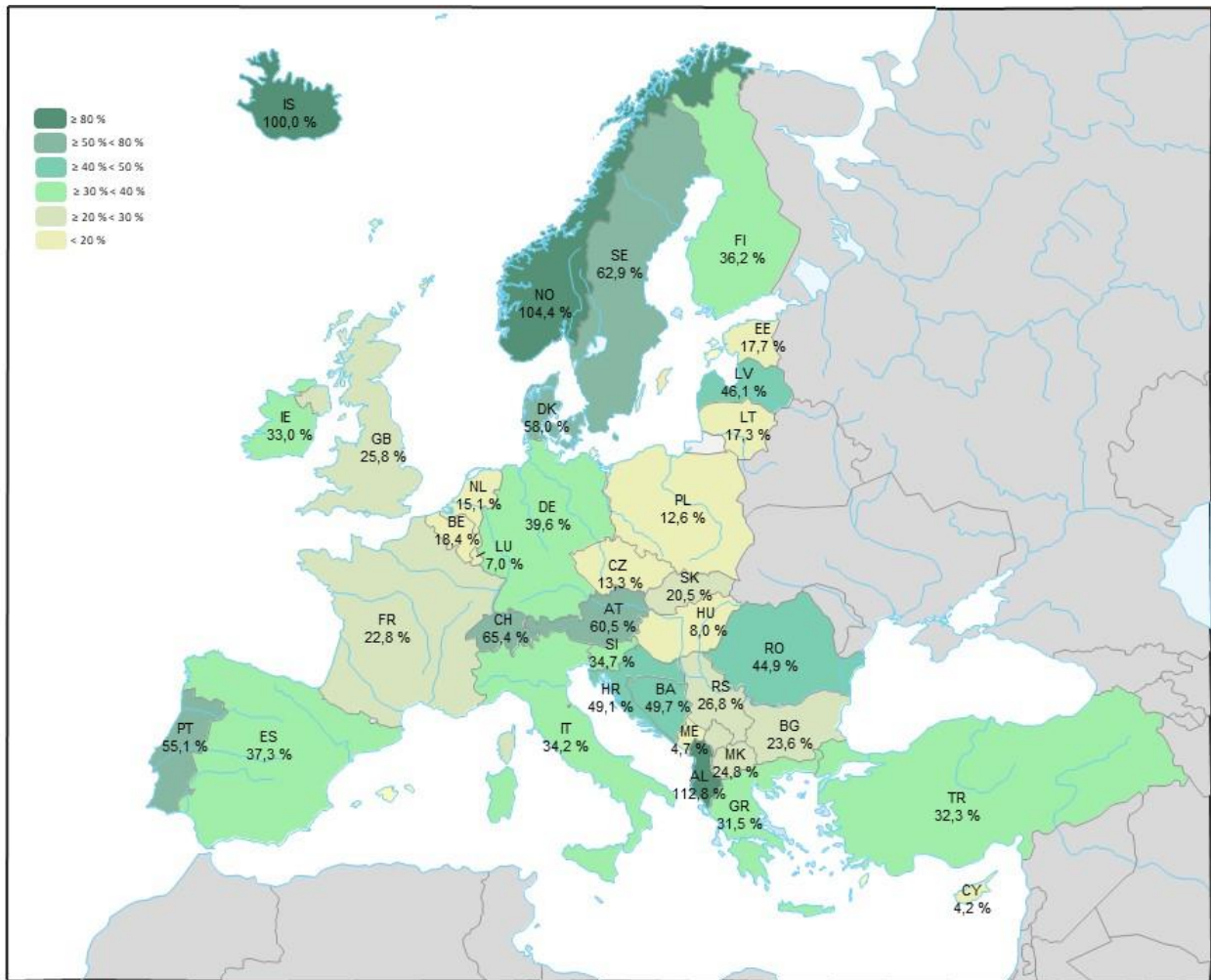
EUs ambisjoner om et klimanøytralt energisystem vil føre til store endringer i det europeiske kraftmarkedet, og det arbeides mot et felles europeisk kraftsystem (COM (2017) 718). Som en del av utviklingen mot et felles europeisk kraftsystem, er en betydelig økning av utvekslingskapasitet mellom Norden og Sentral-Europa planlagt. Økningen tilsvarer nesten 50 prosent fra 2016 til 2021, og enda flere er planlagt etter dette (Statnett, 2017). En oversikt over eksisterende og planlagte utenlandskabler er gitt i Figur 2. De eksisterende utenlandsforbindelsene, med en kapasitet på 9,8 GW, er markert i sort, mens de planlagte er markert i grønt og utgjør 5,6 MW (SINTEF, 2018).



Figur 2: Eksisterende og planlagte utenlandskabler mellom de nordiske landene og Sentral-Europa, basert på SINTEF (2018). Kartgrunnlag: Endret illustrasjonskart fra Kartverket.

«European Network of Transmission System Owners for Electricity (ENTSO-E) er en organisasjon som representerer de europeiske kraftsystemoperatørene (TSO), og dets

ansvarsområder og juridiske mandat er etablert i forordning (EC 714/2009) om grensekryssende krafthandel. Medlemmene av ENTSO-E melder hvert år inn tall over produksjon og forbruk av kraft. I 2018 var 35,8 % av totalt elektrisitetsforbruk fra fornybare energikilder, basert på månedlig statistikk som ENTSO-E (2019 a) publiserer. Figur 3 viser en oversikt over andel av årlig forbruk som stammer fra fornybar energiproduksjon for hvert av medlemslandene i ENTSO-E for 2018.



Figur 3: Fornybar elektrisitetsproduksjon i 2018 som andel av forbruk per land basert på data fra ENTSO-E (2019 a). Kartgrunnlag: Endret illustrasjonskart fra Kartverket.

Som en del av arbeidet mot EUs energi- og klimamål, har ENTSO-E fått oppgaven med å utarbeide planer for utvikling av elektrisk infrastruktur i Europa de neste tiårene. Disse planene utarbeides hvert andre år, sist i 2018, med navnet «Ten Year Network Development Plan» (TYNDP).

3.2 Scenarier i TYNDP 2018 for 2030 og 2040

I siste utgave av TYNDP fra 2018 defineres flere mulige framtidsscenarier for energimarkedene i Europa. Alle scenariene representeres mulige veier for å nå EUs klimamål innen 2050 (ENTSO-E, 2018 a).

På kort og medium sikt, 2020 og 2025, presenteres scenarier kalt beste estimat. Disse baseres på forventet utvikling fra i dag og frem mot 2025 og kan i stor grad kvantifiseres, da mange av investeringsplanene er kjent.

På lengre sikt øker usikkerheten betraktelig, og i TYNDP 2018 presenteres scenarier som følger tre ulike utviklingsbaner frem mot 2030 og 2040. Forskjellene i scenariene skyldes avvikende utvikling i flere ulike kategorier, som for eksempel økonomisk vekst, elektriske kjøretøy, installert kapasitet for sol- og vind og grad av forbrukerfleksibilitet (ENTSO-E, 2018 a).

2030-scenariene i TYNDP er såkalte nedenfra og opp scenarier som bygger på data fra nasjonale TSO. Dette er blant annet informasjon om utvikling i ny fornybar energi, vekst i elektriske kjøretøy, BNP og nasjonal energipolitikk.

Scenariene for 2040 er ovenfra og ned scenarier. Disse bygger på 2030-scenariene, men endres ved hjelp av en kombinasjon av regler og optimaliseringer. Eksempler er endring i økonomisk vekst, installert kapasitet fra fornybar energi, endret plassering av fornybar energi for bedre utnyttelse, endret etterspørsel og pris, fjerning av ulønnsomme teknologier, energieffektivisering og fleksibilitet. ENTSO-E benytter flere ulike markedsmodeller for å gjøre disse endringene, som BID, Pexos, Powersym og Antares, samt egenutviklede algoritmer. Endringene gjøres basert på de tre utviklingsbanene, som til slutt gir tre scenarier for 2040 (ENTSO-E, 2018 b).

3.3 Valg av scenarier for Nord-Europa i 2040

Det er valgt å ta utgangspunkt i framtidsscenariene for 2040, presentert i TYNDP 2018, for å studere fleksibilitetsbehovet i Nord-Europa i 2040. Det er kun et lite utvalg av datamaterialet fra scenariene som blir benyttet for å svare på problemstillingen; estimerer for elektrisitetsetterspørsel og installert kapasitet av variable fornybare energikilder i 2040.

Videre følger en beskrivelse av datamaterialet og hovedtrekkene som ligger bak utviklingen i de tre scenariene.

3.3.1 Etterspørsel etter elektrisitet i 2040

Estimater for etterspørsel ble hentet fra de tre ulike scenariene for 2040 fra TYNDP 2018. De tre scenariene har alle ulike etterspørselsprofil. Selv om det er tatt hensyn til energieffektivisering i alle scenariene, er etterspørselen høyere enn dagens nivå i alle sceneriene. Dette skyldes blant annet nye bruksområder for elektrisitet.

I scenariet «Distributed Generation» for 2040, heretter formulert DG2040, er etterspørselen høyest. Dette skyldes hovedsakelig stor økning i elektriske kjøretøy og varmepumper. Også etterspørselsøkningen i «Global Climate Action» (GCA2040) skyldes i stor grad elektriske kjøretøy og varmepumper. I det siste scenariet «Sustainable Transition» (ST2040) er ikke etterspørselsøkningen like stor, da blant annet varmebehovet i stor grad dekkes av gass (ENTSO-E, 2018 a).

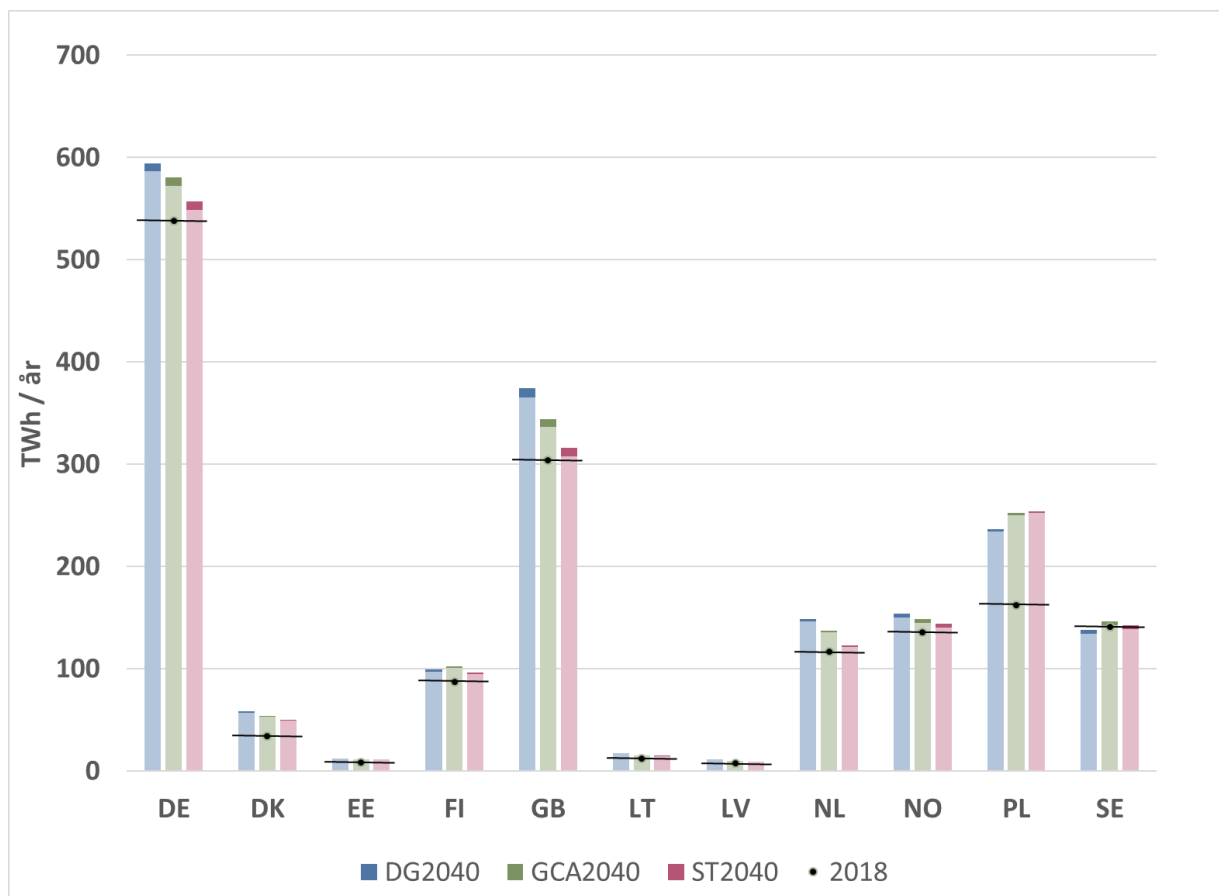
Etterspørselstematene er oppgitt som et årlig gjennomsnitt og presentert per land. Noen av landene er delt inn i delområder, som etterspørselen er splittet mellom. Dette gjelder blant annet for Danmark, Norge og Sverige.

3.3.2 Tørt, normalt og vått år

For å få en bedre forståelse av hvordan været påvirker kraftsystemet, er det i TYNDP 2018 gjort beregninger ut i fra tre ulike klimasituasjoner: ett tørt år, ett normalt år og ett vått år. Dette er gjort ved å ta utgangspunkt i tre historiske år, som representerer de respektive klimasituasjonene. De valgte årene ble 1982 som tørt år, 1984 som normalt år og 2007 som representant for et vått år.

Historiske profiler per klimaår, med gjennomsnittlig etterspørsel per time, er skalert opp med den estimerte årlige etterspørselen for 2040. Det gir tre ulike tidsserier per scenario, med 8760 timesverdier for etterspørsel per scenario. Disse datasettene er fritt tilgjengelig på nettsidene til TYNDP (ENTSO-E, 2019 b).

Årlig forventet etterspørsel per scenario og land er presentert i Figur 4. De mørkere områdene per scenario representerer differansen i total etterspørsel grunnet beregning fra de ulike klimasituasjonene. Etterspørselsnivået for 2018 er markert med sort for sammenligning, basert på data fra (ENTSO-E, 2019 a). Grunnlag for tallene er gitt i vedlegg 1.



Figur 4: Årlig etterspørsel etter elektrisitet for alle scenarier. Mørkere område markerer differanse i etterspørsel som skyldes ulikt klimaår (ENTSO-E, 2018 a). Etterspørsel for 2018 er markert i sort for sammenligning (ENTSO-E, 2019 a).

3.3.3 Installert kapasitet av variabel fornybar energi

I tillegg til estimater for etterspørselen, ble data for installert effekt av variabel fornybar energi innhentet. De variable fornybare energikildene som inkluderes er havvind, landbasert vind og solceller. Data for antatt installert kapasitet ble tatt fra TYNDP 2018. De tre scenariene innehar ulik kapasitet for havvind, landbasert vind og solceller i 2040.

Det ligger ulike antagelser til grunn for installert kapasitet over de tre scenariene. Generelt er investeringer i ny fornybar energi måldrevet, og det føres politikk som støtter investering i ny fornybar energi. Installasjonene av ny fornybar kapasitet skjer i størst grad der vind- og solressursene er best (ENTSO-E, 2018 a).

GCA2040 er scenariet med høyest total installert kapasitet av vind og sol. Spesielt er satsningen på havvind stor her i forhold til i de to andre scenariene. Tett etterfulgt kommer DG2040, som har større kapasitet i solceller enn GCA2040. Minst installert kapasitet er i utviklingen til ST2040, som utgjør rundt 60 % av kapasiteten fra de to andre.

Kapasitetene presenteres per land, eller delområde i land, og er fritt tilgjengelig for nedlastning (ENTSO-E, 2019 b). En sammenstilling av de ulike kapasitetene er gjengitt i Figur 5. Installert kapasitet per 2018 er markert i figuren til sammenligning (ENTSO-E, 2019 c). Grunnlag for figuren er gitt i vedlegg 1.

3.3.4 Produksjonsserier for havvind, landbasert vind og sol i 2040

Installert kapasitet alene forteller ikke noe om produksjonen av variabel fornybar energi. Spesielt krevende er det å estimere produksjon fra disse energikildene, nettopp fordi de er variable og avhengige av værforhold. For å beregne produksjonen ble det hentet informasjon om produksjonskapasitet for alle analyserte områder.

3.3.5 Kapasitetsfaktor

Data for den variable fornybare energiproduksjonen ble basert på tidsserier fremstilt av DTU Wind Energy (2017). Gjennom analyse av meteorologiske data fra 1982-2015 har DTU Wind Energy beregnet timesvise kapasitetsfaktorer på landsbasis for disse 34 årene. For Danmark, Finland, Norge og Sverige også for delområder innad i landet.

For havvind og landbasert vind er fremtidige teknologiske utbedringer, som for eksempel høyere navhøyde, tatt hensyn til ved beregning av kapasitetsfaktor. Data som har blitt benyttet tar utgangspunkt i forventet utbedring frem mot 2030. I kapasitetsfaktorene for sol er det ikke hensyntatt noen teknologisk forbedring fremover, her tas det utgangspunkt i status på teknologi per 2017.

En tidsserie inneholder 8760 verdier for gjennomsnittlig kapasitetsfaktor per time. Summen av disse kapasitetstimene utgjør brukstiden til teknologien for det året, et begrep som anslår forholdet mellom energiproduksjon og installert kapasitet. Figur 6 oppsummerer brukstiden for tidsseriene for de representative klimaårene 1982, 1984 og 2007, samt et gjennomsnitt for alle 34 årene. Tallmaterialet finnes i vedlegg 2.



Figur 5: Installert kapasitet for havvind, landbasert vind og solceller (PV) for de analyserte scenariene. Installert kapasitet per 2018 er markert i rosa til sammenligning.



Figur 6: Fullsttimer for analyserte år og for gjennomsnitt mellom 1982-2015.

3.3.6 Beregning av tidsserier for produksjon

For å finne forventet produksjon per time ble kapasitetsfaktorene multiplisert med installert kapasitet fra TYNDP 2018 for de respektive teknologiene. Her ble de samme representative klimaårene, 1982, 1984 og 2007, benyttet som grunnlag. Totalt ble det beregnet ni tidsserier for hver av teknologiene, tre per scenario for de representative klimasituasjonene tørt, normalt og vått. En tidsserie inneholder 8760 verdier for gjennomsnittlig produksjon per time i løpet av et år.

3.3.7 Forskjell i områdene

De estimerte kapasitetene fra TYNDP 2018 er for Danmark, Norge og Sverige delt inn i flere områder. Det gjelder også for datasettene over kapasitetsfaktorer for landbasert vind og solceller fra DTU Wind Energy. Her er også Finland delt inn i to mindre områder. Tidsseriene for havvind er oppgitt per land. Se vedlegg 3 for oversikt over inndelingene.

For Danmark og Sverige benyttes de samme benevningene, og det ble derfor antatt at disse områdene er like for begge datakildene. For Norge derimot, benyttes to ulike benevninger. ENTSO-E, og i TYNDP 2018, har delt Norge inn i tre, og denotert NOm, NOn og Nos for henholdsvis midt-, nord- og sør-Norge. I DTU Wind Energy sine datasett er Norge delt inn i fem områder, NMI, NNO, NOS, NSY og NVE. Det ble antatt at de to områdene for midt- og nord-Norge tilsvarte hverandre. Det vil si at NOs måtte tilsvare NOS, NSY og NVE.

Inndelingen til DTU Wind Energy overlapper omtrentlig med prissonene som benyttes i Nordpool. Gjennom en sammenligning av tidsserier fra Nord Pool (2019) over timesforbruk i perioden 2015-2018, med tidsserier fra samme periode fra ENTSO-E (2019 (c)), stemmer NOs ganske nøyaktig med Nordpools områder NO1, NO2 og NO5. Det ble derfor antatt at NOs tilsvare områdene NOS, NSY og NVE.

Da installert kapasitet er oppgitt for NOs, måtte denne fordeles på områdene NOS, NSY og NVE slik at installert kapasitet kunne multipliseres med riktige kapasitetsfaktorer. Ifølge NVE (2019) sin anbefaling om de mest egnede områdene for vindutbygging, ligger hovedandelen i det som tilsvare NSY, nest mest i NVE og minst i NOS. Installert effekt for landbasert vind i området NOs ble med det utgangspunktet fordelt i forholdet 1 : 3 : 2 (NOS : NSY : NVE). For sol ble kapasiteten fra NOs delt likt mellom NOS, NSY og NVE.

Installert kapasitet for Finland oppgis samlet, mens produksjonsseriene for landbasert vind og solceller deler Finland inn i nord og sør. Det ble antatt at alt installeres i sør, og kapasitetsfaktorene for FIs ble benyttet, både for vind og sol.

Etter at kapasitet per område innad i landet ble multiplisert med kapasitetsfaktorene for det samme område, ble de summert opp til en tidsserie over timesproduksjon per teknologi, per land og scenario. Det ble antatt at det ikke er noen flaskehalsar innad i et land, altså at det er ikke er noen kapasitetsberegninger på nettet mellom områdene innad i landet.

4. Metode

Alle beregninger gjort i analysen har tatt utgangspunkt i residuallast, og dens karakteristikker, som beskrevet i kapittel 2. Flexibilitetsbehovet ble beregnet for alle land i Nord-Europa, som definert i avsnitt 1.2. Det ble ikke tatt hensyn til flaskehalsar innad i landet.

Flexibilitetsbehovet kvantifiseres som en helhet, og det tas ikke hensyn til hvilken kombinasjon av fleksible losninger som burde handtere behovet.

For a vurdere effekten av oikt mengde utenlandskabler mellom landene, ble residuallasten til de ulike landene summert. Den aggregerte residuallasten representerte en case hvor det er full overforingskapasitet mellom landene. Videre analyse av denne casen ble gjort pa samme mate som for hvert enkelt land.

Analysen er gjort for alle tre scenarier beskrevet i kapittel 3, og for tre representative klimasituasjoner for hvert av scenariene. Klimasituasjonene som analyseres er et toert ar, et normalt ar og et vaatt ar, og er basert pa tre historiske ar; 1982, 1984 og 2007.

Ettersporssel med timesopplosning per omrade ble hentet direkte fra TYNDP 2018. Installert kapasitet ble multiplisert med tidsserier over kapasitetsfaktorer innhentet for alle tre scenariene i 2040, for a finne produksjonsserier for de variable fornybare energikildene.

4.1 Beregning av residuallast

Residuallast per time, $R_l(t)$, ble beregnet ved a trekke ut produksjon fra havvind, landbasert vind og solceller fra ettersporssel, som definert i formel 4.1.

$$R_l(t) = E_l(t) - P_l^{hv}(t) - P_l^{lv}(t) - P_l^{pv}(t) \quad (4.1)$$

for $t = (1, \dots, 8760)$. $E_l(t)$ er ettersporssel i time t i land l . $P_l^{hv}(t)$ er kraftproduksjon fra havvind i time t i land l , mens $P_l^{lv}(t)$ og $P_l^{pv}(t)$ representerer landbasert vindkraftproduksjon og produksjon fra PV-solcelle i time t og land l .

4.2 Varighetskurver, maksimal og minimal residuallast

Ved a sortere residuallastkurven fra hoyeste til laveste verdi over andel av tiden ble varighetskurver generert. Maksimal og minimal residuallast kan lett leses av varighetskurven som den forste og siste verdien i tidsserien. Dette er kun en maksimal og minimal verdi, og kan representere svart ekstreme tilfeller. Derfor ble ogsa 99,9%- og 99,5%-persentiler beregnet for maksimal og minimal residuallast. 99,9%-persentilet representerer den 9. mest

ekstreme timen både for maksimal og minimal residuallast, mens 99,5%-persentilet representerer den 44. timen.

4.3 Overproduksjon

Overproduksjonen ble beregnet ved å kalkulere arealet under x-aksen og over varighetskurven. Det ble også beregnet hvor mange av de 8760 verdiene per tidsserie som var negative, som representerer hvor mange timer i året det er overproduksjon.

Overskuddet til alle land, innenfor samme klimaår og scenario, ble summert opp. Summen av overskudd per land ble så sammenlignet med det beregnede overskuddet for det aggregerte området. På denne måten ble effekten av full overføringskapasitet på overskuddsproduksjon beregnet.

For å vurdere effekten av full overføringskapasitet på antall timer med overproduksjon, ble et gjennomsnitt av antall timer med overproduksjon for alle landene beregnet. Dette ble så sammenlignet med antall negative verdier fra den aggregerte residuallastkurven.

4.4 Endring i residuallast

For residuallasten i alle scenariene ble variasjon per time beregnet ved å se på differansen mellom hver time og timen før, oppsummert i formel 4.2.

$$\Delta R_l(t) = R_l(t) - R_l(t - 1) \quad (4.2)$$

for $t = (2, \dots, 8760)$. $\Delta R_l(t)$ er endringen i residuallast i time t i land l . $R_l(t)$ og $R_l(t-1)$ er residuallasten i time t i land l , og timen før time t i land l . ΔR_t utgjør en dataserie med 8759 utregninger for hver tidsserie.

Timesvariasjonen per land ble sortert i synkende rekkefølge, og maksimal variasjon for hvert enkelt land ble summert opp innenfor samme klimaår og scenario. Samme prosedyre ble gjort for minimal variasjon. Både maksimal og minimal variasjon ble så sammenlignet med maksimal og minimal timesvariasjon for det aggregerte området. 99,9%-persentiler for maksimal og minimal endring i residuallast ble også beregnet.

Det ble i tillegg sett på hvor ofte en timesvariasjon var større eller mindre enn 10% av maksimal etterspørsel innenfor hvert scenario og klimaår. Gjennomsnittet av antallet summert over landene ble beregnet og sammenlignet med beregninger for det aggregerte området.

Samme beregning ble utført for timesvariasjon større eller mindre enn 20% av maksimal etterspørsel.

4.5 Flexibilitetsbehov per dag

EU-kommisjonen (2017) har presentert en metode for å beregne fleksibilitetsbehovet ved økende mengde variabel kapasitet i elektrisitetsmiksen. Metodene tar utgangspunkt i karakteristikken til residuallast, med følgende logikk. Dersom forholdet mellom etterspørsel og variabel kraftproduksjon hadde vært konstant hver time, ville residualkurven vært flat, og det ville ikke vært behov for fleksibilitet. Ved å beregne daglige gjennomsnitt av residuallasten, kan differansen mellom den faktiske residuallasten og et flatt ukentlig gjennomsnitt beregnes.

For å beregne det daglige fleksibilitetsbehovet ble det først kalkulert et daglig gjennomsnitt for 365 dager gjennom året. Dernest ble differansen mellom hver times residuallast og dens daglige gjennomsnitt beregnet. De positive differansene ble summert opp, som et mål på daglig fleksibilitetsbehov for ett år. Det daglige fleksibilitetsbehovet gir et tall på hvor mye produksjon som må dekkes av fleksible løsninger for å sikre balanse med etterspørselen. Da det kun er de positive differansene som er summert, er perioder med overskudd ikke tatt hensyn til her.

For å se om fleksibilitetsbehovet er endret fra dagens fleksibilitetsbehov ble det maksimale fleksibilitetsbehovet fra de tre scenariene sammenlignet med fleksibilitetsbehovet dersom kapasiteten til de variable fornybare energikildene var lik som 2018 installert kapasitet. Disse kapasitetene er hentet fra

4.6 Flexibilitetsbehov per uke

Det ukentlige fleksibilitetsbehovet er behovet utover det daglige behovet. For å finne det ble først et ukentlig gjennomsnitt beregnet, 52 verdier per år. Dernest ble differansen mellom det daglige gjennomsnittet og det ukentlige gjennomsnittet beregnet, på daglig basis. Ved å benytte det daglige gjennomsnittet, fremfor den faktiske residuallasten, unngås dobbelttelling av det daglige fleksibilitetsbehovet. De positive verdiene ble summert opp som et mål på ukentlig fleksibilitetsbehov over året.

4.7 Korrelasjon mellom residuallaster

For å kunne si noe om hvorfor fleksibilitetsbehovet endres i et fullintegrert Nord-Europa, blir korrelasjonen mellom residuallastene til de ulike landene beregnet. Korrelasjon er et mål på samvariasjonen mellom to variabler. Pearsons korrelasjonskoeffisient gir et mål på samvariasjon ved å dele kovariansen til to tidsserier på produktet av standardavviket til hver av tidsseriene. Koeffisienten gir et mål på om det finnes en lineær sammenheng mellom to datasett, og fremstilles som et tall mellom -1 og 1, som angir hvilken samvariasjon. 1 betyr perfekt samvariasjon, -1 perfekt negativ samvariasjon og 0 ingen samvariasjon (Waelder, 2008).

I denne sammenhengen vil perfekt samvariasjon bety at fleksibilitetsbehovet ikke vil endres ved å øke mellomlandsforbindelsene. Det er derfor ønskelig med svak eller negativ samvariasjon. Korrelasjonen ble beregnet for alle tre scenarioene samlet, med tre tidsserier per scenario for vått, normalt og tørt år.

4.8 Korrelasjon mellom fornybare energikilder

I tillegg til korrelasjon mellom residuallastene ble korrelasjonen mellom de fornybare energikildene beregnet. Samvariasjon mellom de ulike variable fornybare energikildene blir beregnet basert på kapasitetsfaktorene mellom 1982 og 2015, beregnet av DTU Wind Energy (2017). Negativ verdi mellom energikildene vil være positivt for å få en lavere residuallast. Jo høyere positiv verdi, dess mer lineær samvariasjon, og ingen effekt for å redusere residuallast.

5. Resultat

Resultatene fra beregninger beskrevet i kapittel 4 er presentert for hvert av de tre scenariene for år 2040. For de ulike scenariene er alle utregningene gjort for tre klimasituasjoner, et tørt år, et normalt år og et vått år, basert på tre historiske år; 1982, 1984 og 2007. Variasjonene fra disse fremstilles som et maksimalt og et minimalt fleksibilitetsbehov for scenariet.

Resultatene er beregnet per land, for så å summere alle utregningene per land. Denne summeringen representerer en situasjon uten noe overføringskapasitet mellom landene. Summeringen sammenlignes med beregninger gjort ut i fra en aggregert residualkurve for hele det analyserte området, som representerer en situasjon med full overføringskapasitet mellom de analyserte landene. På denne måten vises effekten av økt overoverføringskapasitet i Nord-Europa.

5.1 Varighetskurver, maksimal og minimal residuallast

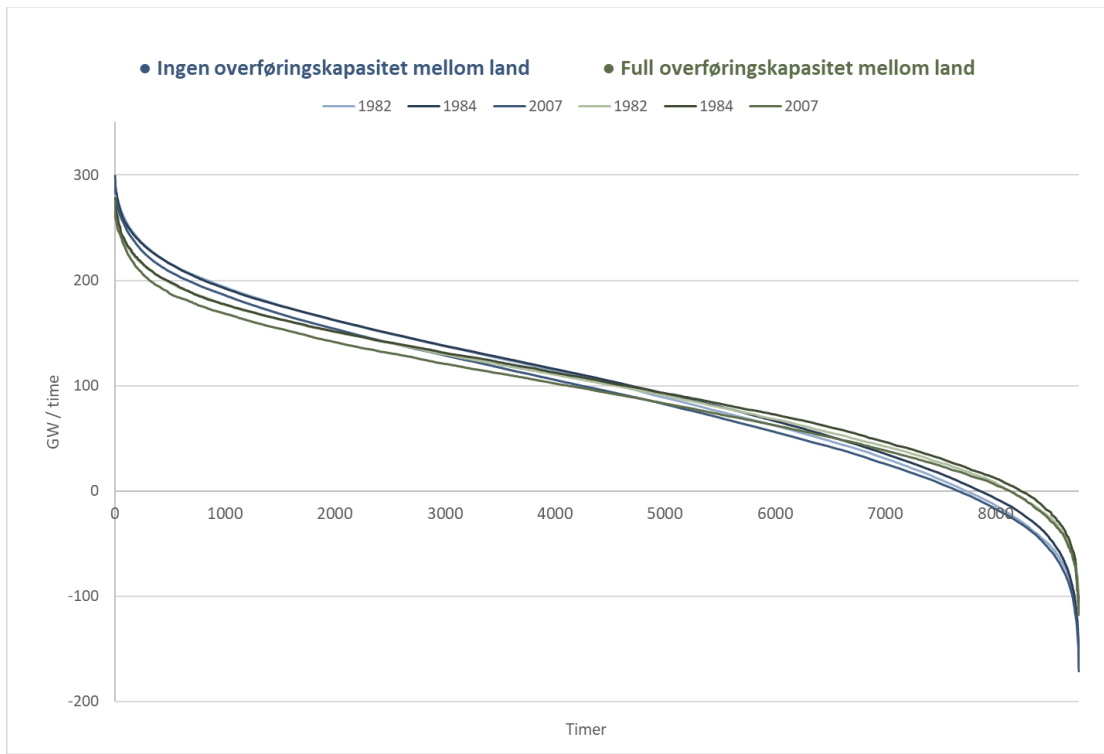
Residualkurvene er sortert i synkende rekkefølge, for å få varighetskurver. I Figur 7, Figur 8 og Figur 9 sammenlignes situasjonen hvor det ikke finnes noen mellomlandsforbindelser med situasjonen hvor det er full overføringskapasitet mellom landene. Varighetskurvene for residuallasten blir presentert per scenario, og per klimaår innenfor scenariene. I alle scenariene er det høyere maksimal og minimal residuallast i situasjonen uten mellomlandsforbindelser.

For en bedre oversikt over hva som er maksimal og minimal residuallast presenteres kun disse to variablene i Figur 10, for de to situasjonen med og uten overføringskapasitet. Variasjonen innad i scenariene på grunn av beregning med data fra de ulike klimaårene er markert med mørkere farge.

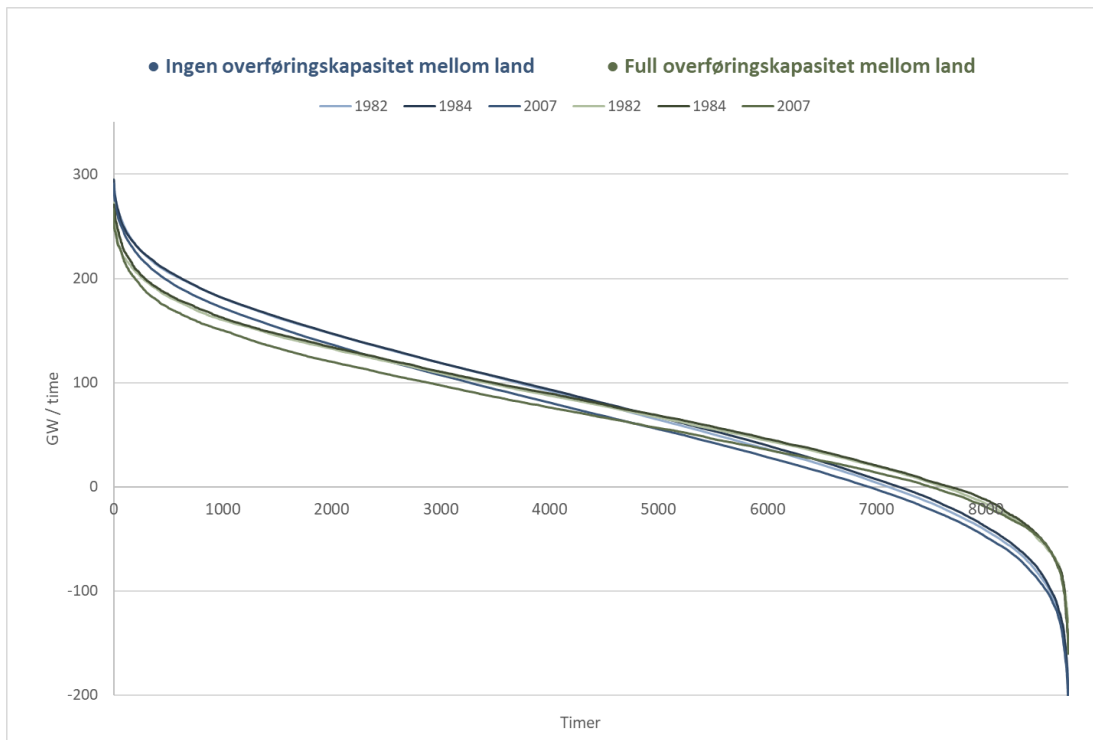
Maksimal residuallast reduseres i gjennomsnitt med 20,5 GW over scenariene. Større reduksjon ses i den maksimale negative residuallasten, som reduseres med over 50 GW i både DG2040 og GCA 2040. Mindre reduksjon er det for ST2040, som også har vesentlig lavere minimal residuallast i begge situasjonene. For de negative verdiene er også variasjonen som skyldes klimasituasjonen størst. I scenariet GCA2040 reduseres den maksimale negative residuallasten med 30 GW fra et vått år til et tørt år. Tallmaterialet bak Figur 10 finnes i vedlegg 4.

Figur 10 viser kun den absolutt maksimale og minimale verdien av residuallasten over scenariene og klimaårene. Figur 11 og Figur 12 viser henholdsvis 99,9%- og 99,5%-

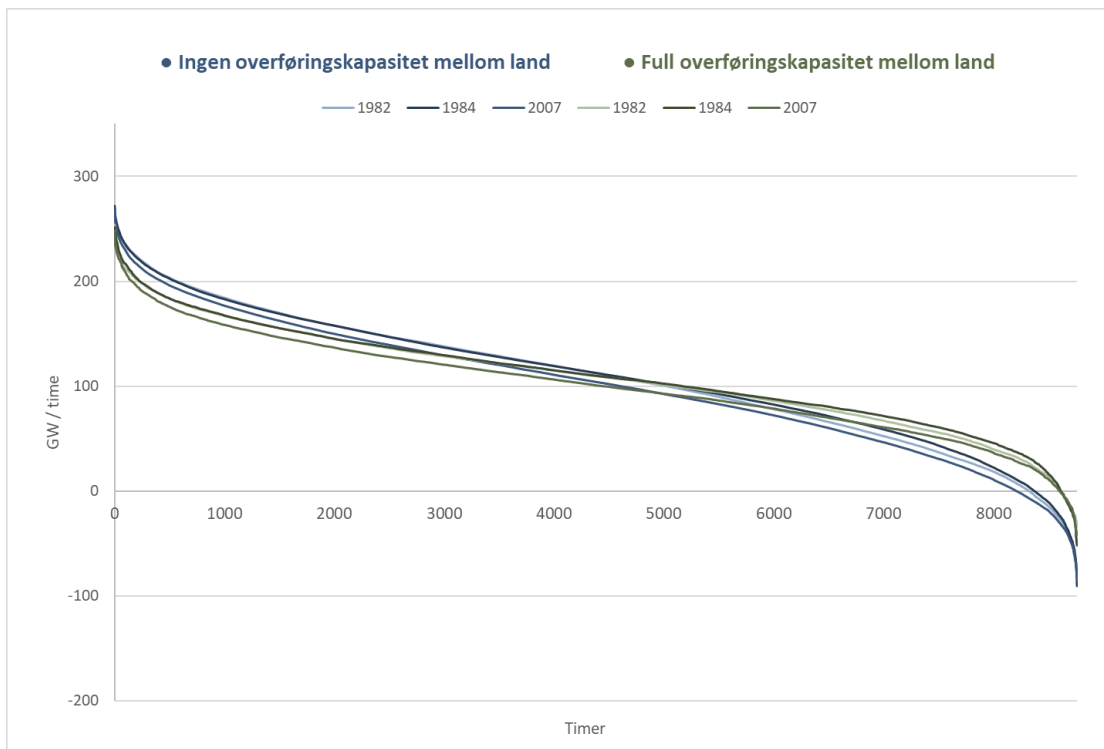
persentilen for residuallast, og representerer den 9. og 44. mest ekstreme timen over maksimal eller minimal residuallast. Trendene i reduksjonen av maksimal og minimal residuallast ved full overføringskapasitet er ganske lik også på nivået med 99,9%- og 99,5 %-persentiler.



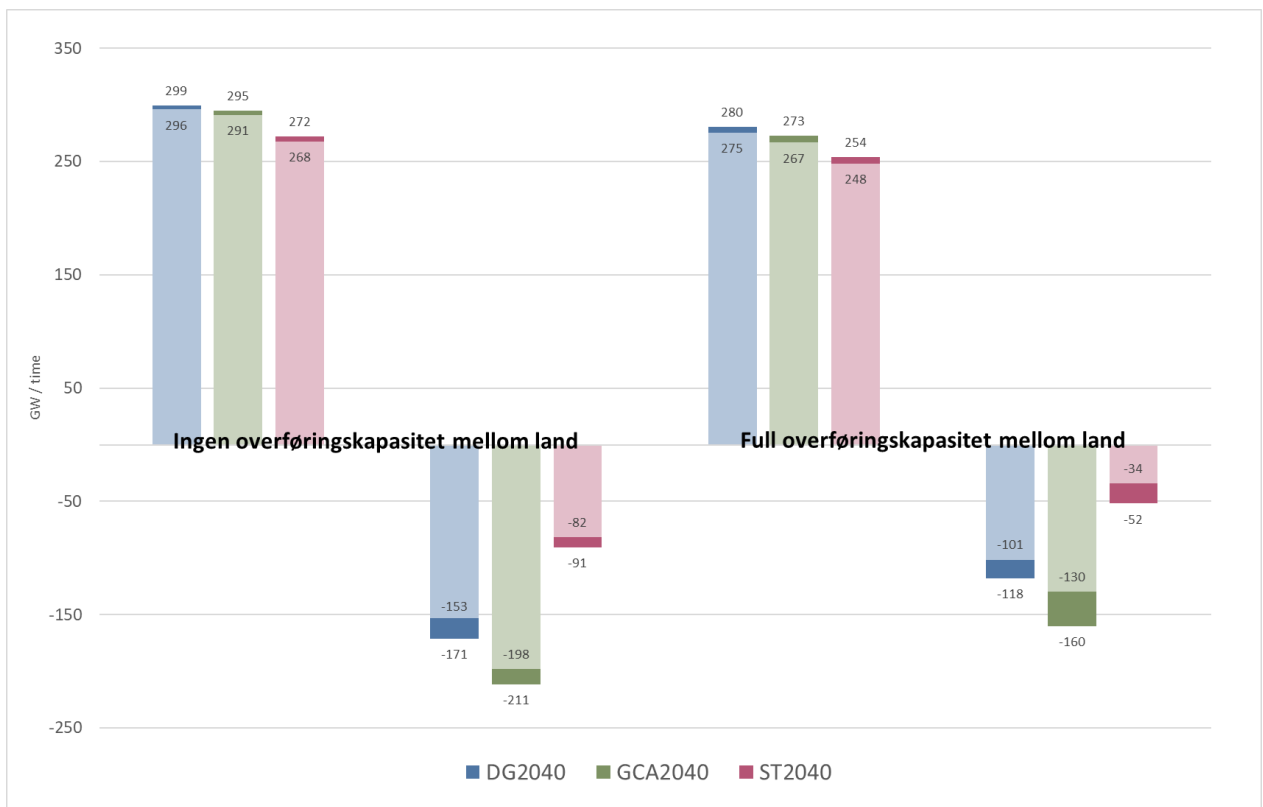
Figur 7: Varighetskurve for Nord-Europa med og uten overføringskapasitet for scenario DG2040, basert på tre historiske klimaår; 1982, 1984 og 2007.



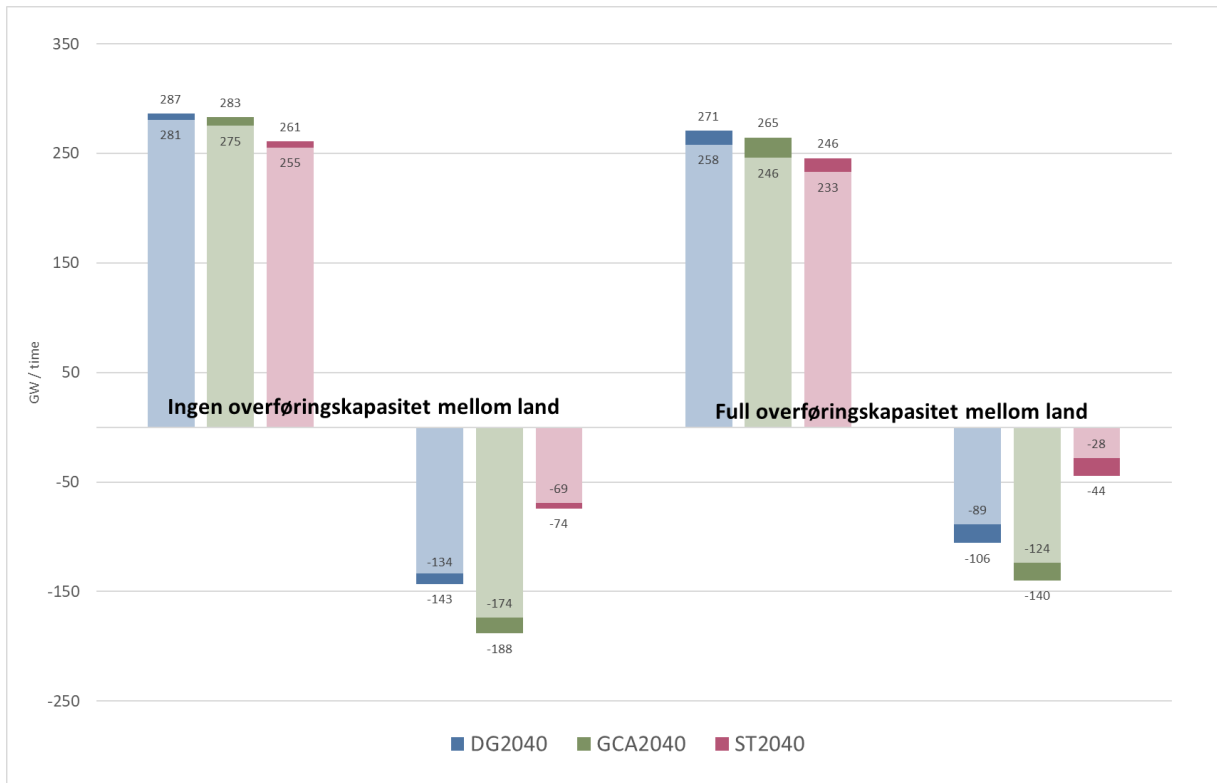
Figur 8: Varighetskurve for Nord-Europa med og uten overføringskapasitet for scenario GCA2040, basert på tre historiske klimaår; 1982, 1984 og 2007.



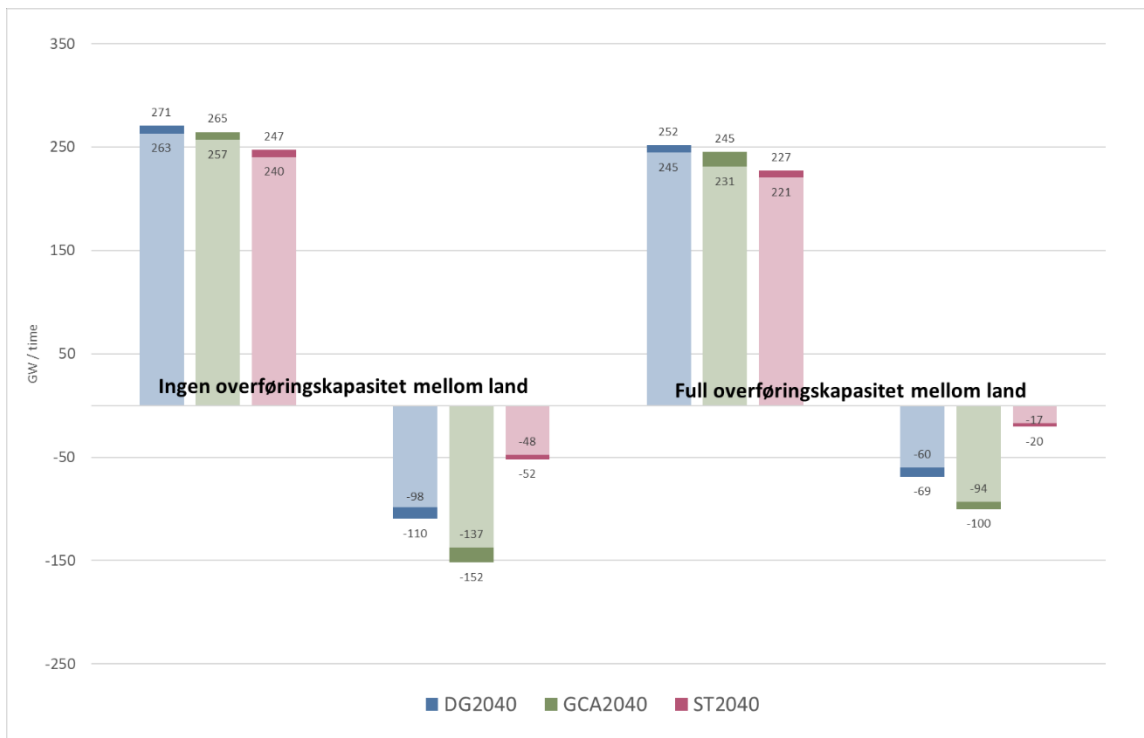
Figur 9: Varighetskurve for Nord-Europa med og uten overføringskapasitet for scenario ST2040, basert på tre historiske klimaår; 1982, 1984 og 2007.



Figur 10: Maksimal og minimal residuallast over tre ulike scenarier for kraftsystemet i 2040.



Figur 11: 99,9 % persentil over maksimal og minimal residuallast over tre ulike scenarier for kraftsystemet i 2040.



Figur 12: 99,5 % persentil over maksimal og minimal residuallast over tre ulike scenarier for kraftsystemet i 2040.

5.2 Overproduksjon

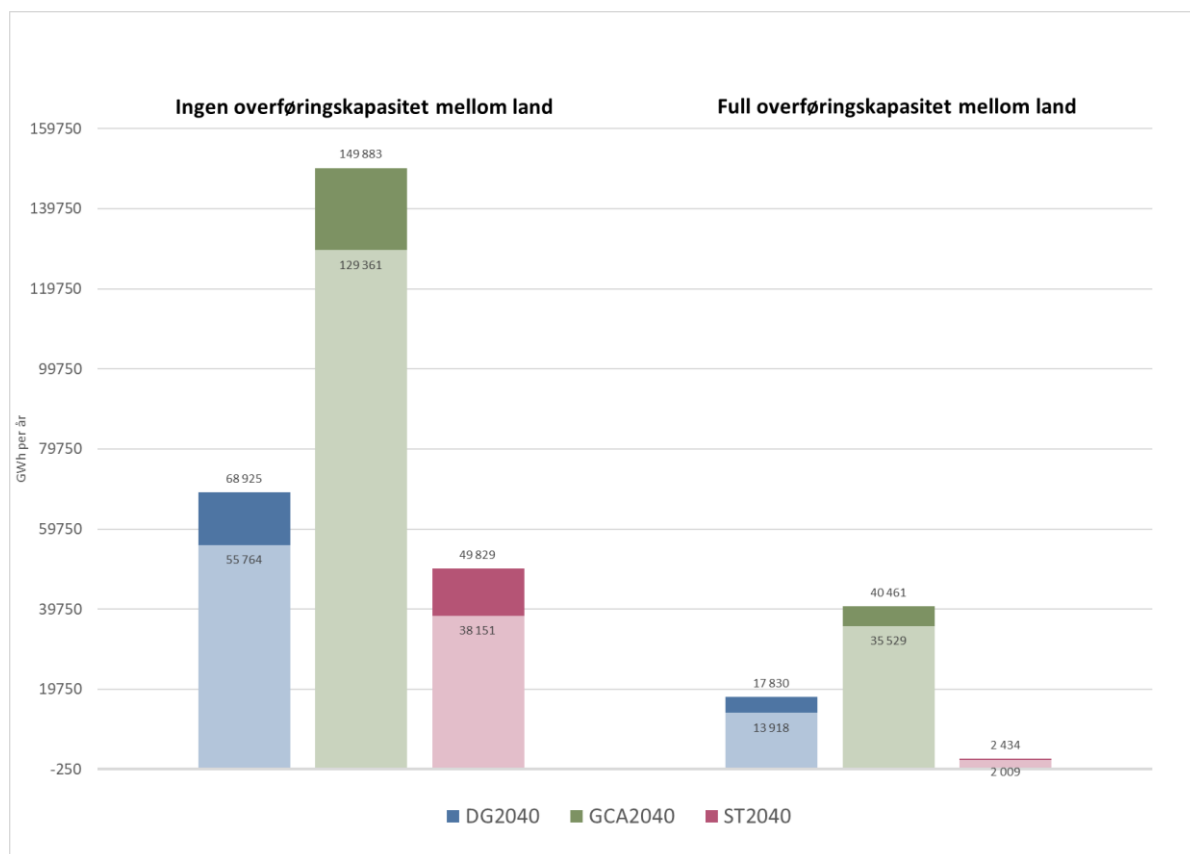
Effekten av overføringskapasitet mellom de analyserte landene er gitt i Figur 13.

Overskuddsproduksjonen reduseres dramatisk over alle tre scenariene, spesielt for GCA2040 hvor årlig overskuddsproduksjon reduseres med nesten 110 TWh per år. For tallmaterialet og resultater per land se vedlegg 6.

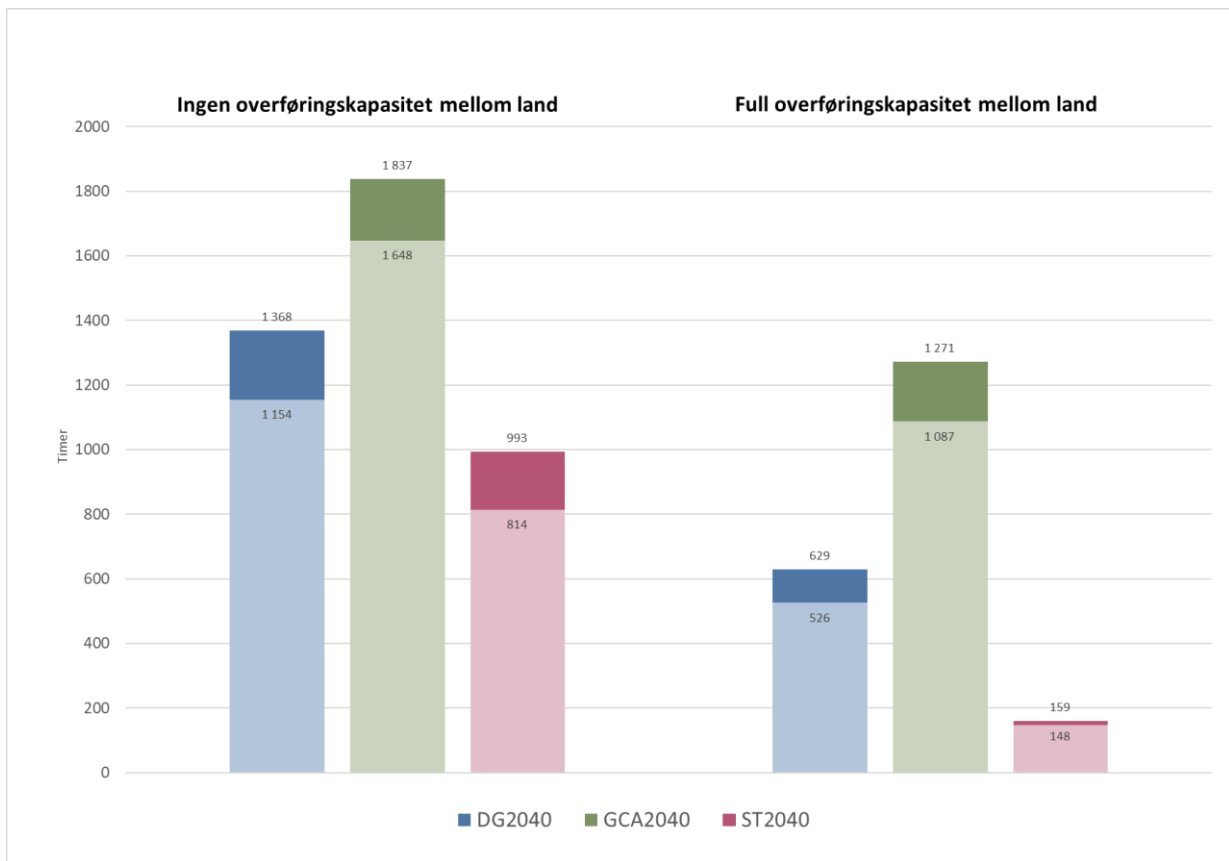
I tillegg til faktisk overproduksjon, ble antall timer hvor det foregår overproduksjon analysert. Som vist i Figur 14, reduseres også antall timer med overproduksjon drastisk i situasjonen med mellomlandsforbindelser.

5.3 Endring i residuallast

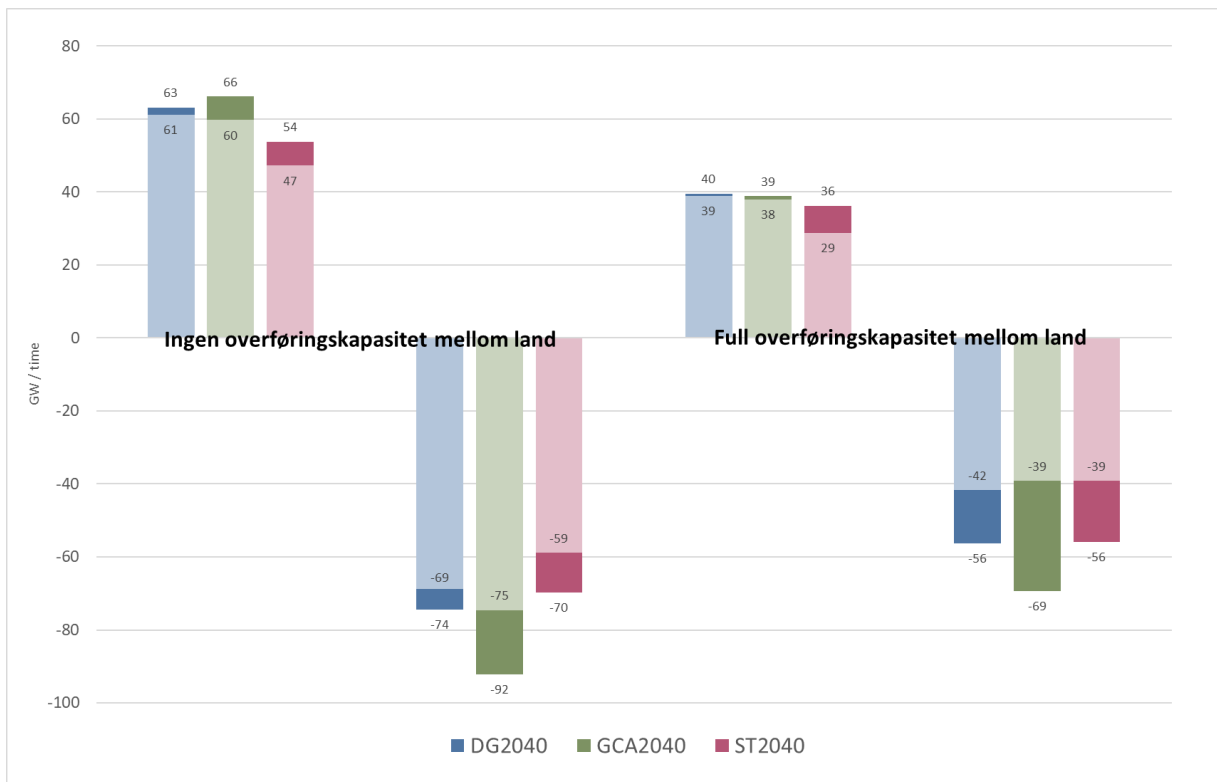
Effekten av økt overføringskapasitet i Nord-Europa er vist i Figur 15, og i Figur 16 for 99,9%- persentil beregningen. Den maksimale og minimale endringen fra time til time reduseres ved å øke overføringskapasiteten. Det som i størst grad skiller 99,9% persentilet fra de maksimale verdiene er redusert variasjon grunnet ulikt klimaår. I undersøkelsen av de maksimale verdiene skiller det oppimot 30 GW på den maksimale negative endringen i residuallast i GCA2040. Denne forskjellen er redusert til 2 GW ved analyse av den 9. maksimale og minimale endringen. Vedlegg 5 gir tallgrunnlag for figurene.



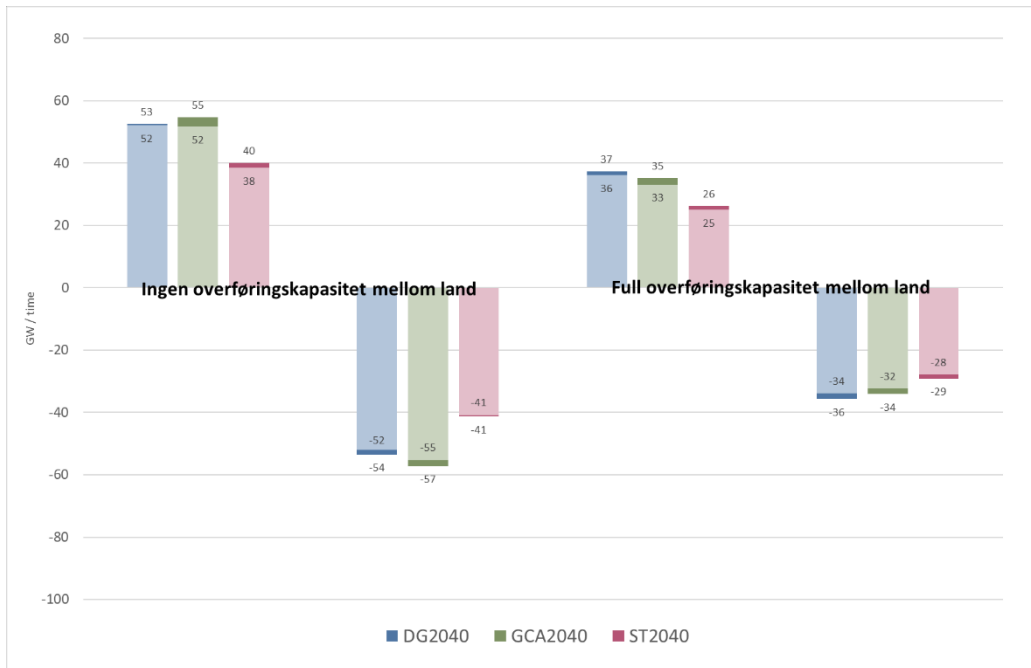
Figur 13: Overproduksjon over tre ulike scenarier for kraftsystemet i 2040.



Figur 14: Antall timer med overproduksjon over tre ulike scenarier for kraftsystemet i 2040.

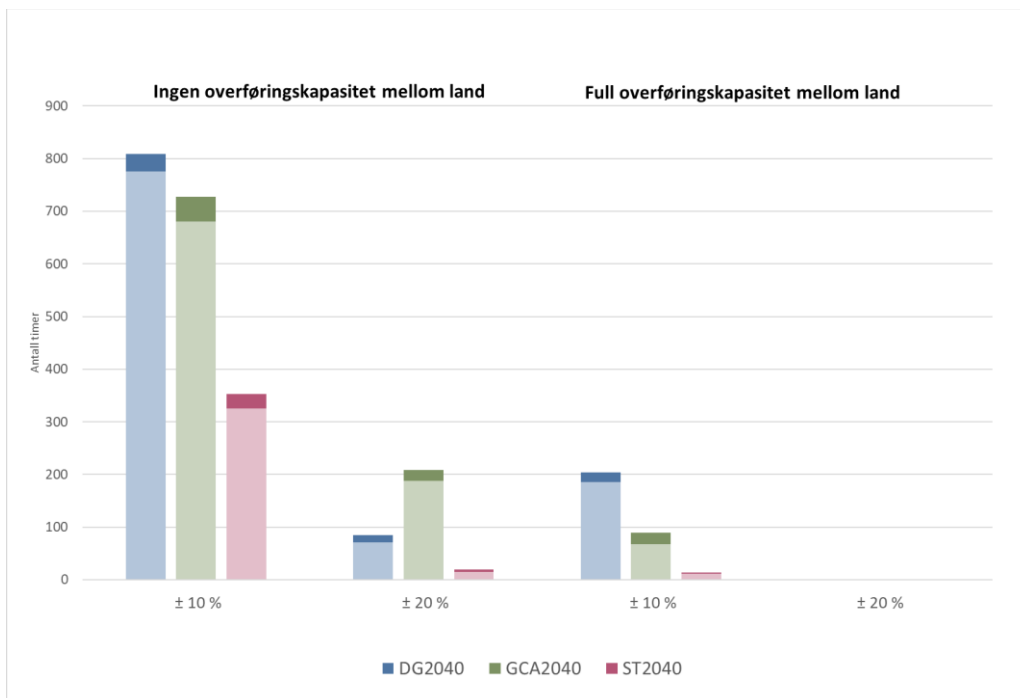


Figur 15: Endring i residuallast per time over tre ulike scenarier for kraftsystemet i 2040.



Figur 16: 99,9 % persentils endring i residuallast per time over tre ulike scenarier for kraftsystemet i 2040.

Andel av tiden som timesvariasjonene er større eller mindre enn 10 og 20 % er vist i Figur 17. Antall timer som endres mer enn 10 % av maksimal etterspørsel reduseres med over 600 timer for DG2040 og GCA2040, og med over 300 timer for ST2040. Andel av tiden som endres med over 20 % av maksimal etterspørsel i løpet av en time er helt slettet ut med full overføringskapasitet.

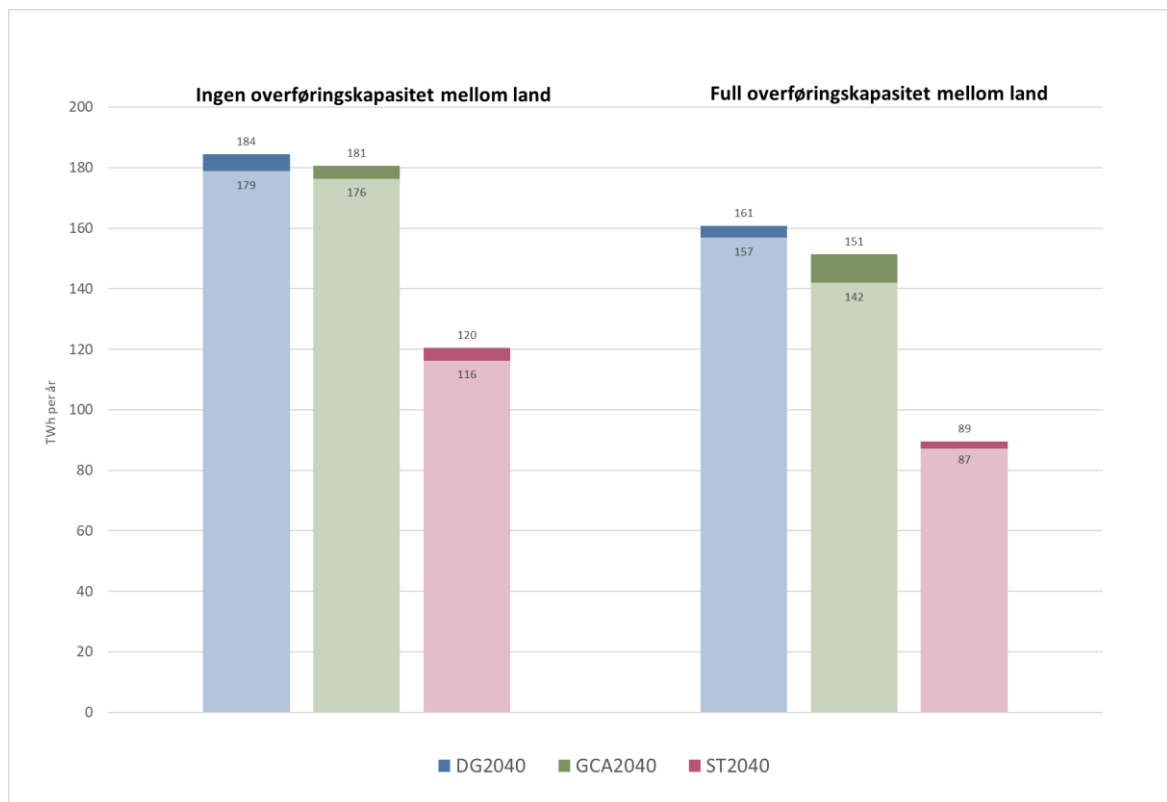


Figur 17: Antall timer hvor residuallasten øker mer eller mindre enn 10 og 20 %, sammenlignet med etterspørselen, over tre ulike scenarier for kraftsystemet i 2040.

5.4 Fleksibilitetsbehov per dag

Det daglige fleksibilitetsbehovet reduseres med 23, 30 og 31 TWh for henholdsvis DG2040, GCA2040 og ST2040 ved et fullintegrert elektrisitetssystem i Nord-Europa. Generelt er det daglige fleksibilitetsbehovet ganske likt for DG2040 og GCA2040, mens det er en god del lavere for ST2040, som vist i Figur 18.

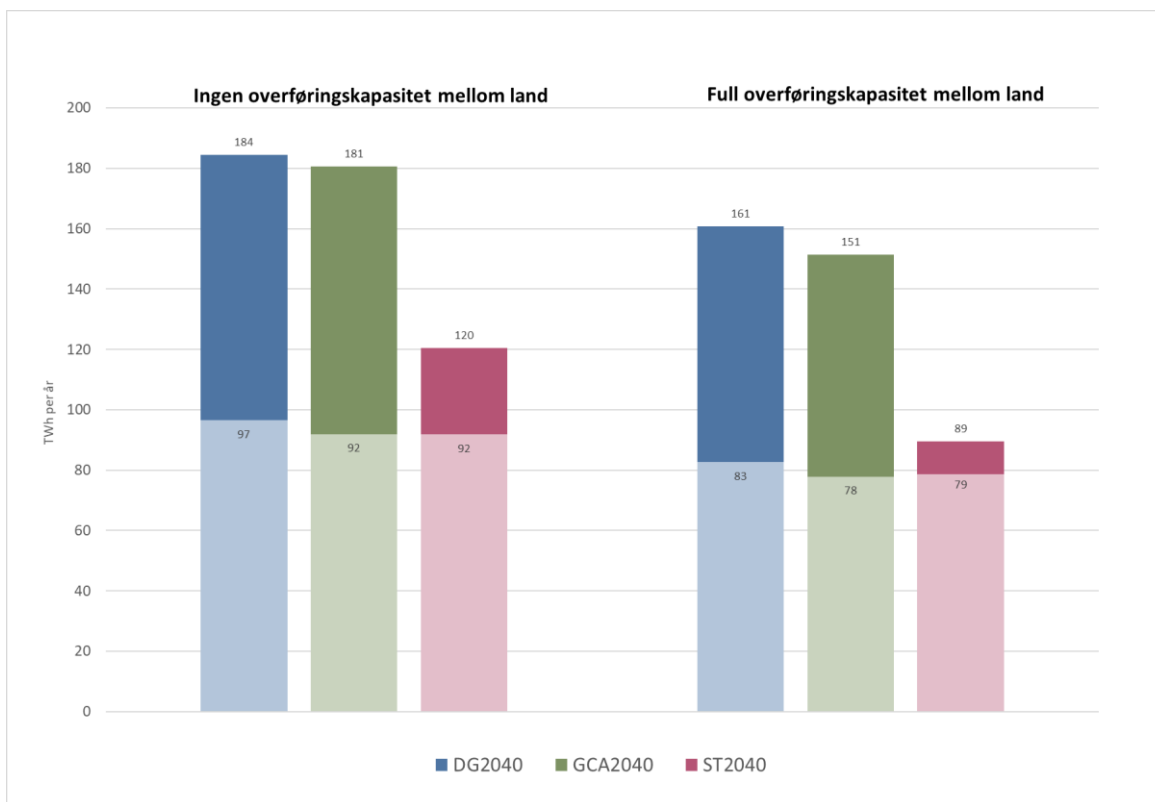
I Figur 19 sammenlignes det daglige fleksibilitetsbehovet med behovet dersom installert kapasitet var lik som per 2018, men med samme etterspørsel som scenariene for 2040. Det lysere området betegner fleksibilitetsbehovet med 2018-status på installert kapasitet. For scenariene DG2040 og GCA2040 er det nesten en dobling i fleksibilitetsbehov. Med 2018-installert kapasitet har mellomlandskablene liten betydning for fleksibilitetsbehovet.



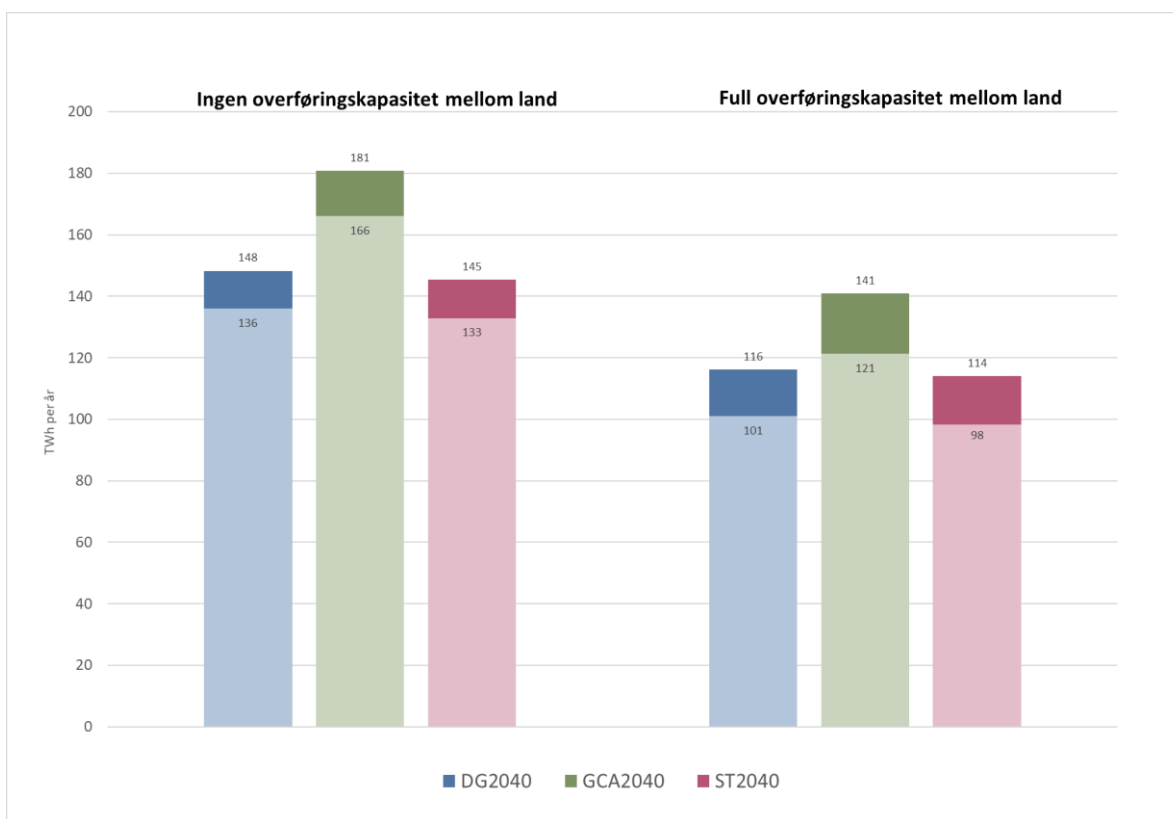
Figur 18: Daglig fleksibilitetsbehov over tre ulike scenarier for kraftsystemet i 2040.

5.5 Fleksibilitetsbehov per uke

Det ukentlige fleksibilitetsbehovet, som vist i Figur 20, reduseres med henholdsvis 32, 40 og 31 TWh per år ved å se på Nord-Europa som et samlet område uten flaskehalser. Variasjonen mellom ulike klimaår er litt større for et samlet Nord-Europa, enn ved å se på landene uten overføringskapasitet.



Figur 19: Daglig fleksibilitetsbehov over tre ulike scenarier for kraftsystemet i 2040, med installert kapasitet for de variable energikildene lik 2018-nivå.



Figur 20: Ukentlig fleksibilitetsbehov over tre ulike scenarier for kraftsystemet i 2040.

5.6 Korrelasjon

Korrelasjonen mellom residuallasten for alle scenarier, og alle klimaår er gitt i Tabell 1. Høy korrelasjon er markert med rødt da det er lite gunstig for fleksibilitetsbehovet med høy samvariasjon mellom residuallastene. Av Tabell 1 er det tydelig at korrelasjonen er høy mellom land som ligger nærme. Norge og Sverige, samt Danmark og Tyskland har høy samvariasjon med over 0,7. Det samme har Polen med både Tyskland og Litauen, og Estland med Latvia. Dette er alle land som ligger tett på hverandre. Mer gunstig er samvariasjonen som Nederland har med både Finland og Latvia, som begge er under 0,2. Finland har også svak samvariasjon med Danmark og Tyskland.

Tabell 1: Korrelasjon mellom de ulike lands residuallast

	DE	DK	EE	FI	GB	LT	LV	NL	NO	PL	SE
DE		0,708	0,419	0,232	0,639	0,587	0,441	0,709	0,354	0,735	0,401
DK	0,708		0,28	0,144	0,43	0,319	0,316	0,535	0,331	0,501	0,456
EE	0,419	0,28		0,506	0,372	0,522	0,753	0,244	0,474	0,535	0,647
FI	0,232	0,144	0,506		0,317	0,356	0,379	0,156	0,604	0,246	0,656
GB	0,639	0,43	0,372	0,317		0,418	0,414	0,576	0,42	0,455	0,36
LT	0,587	0,319	0,522	0,356	0,418		0,5	0,395	0,445	0,719	0,415
LV	0,441	0,316	0,753	0,379	0,414	0,5		0,144	0,401	0,61	0,589
NL	0,709	0,535	0,244	0,156	0,576	0,395	0,144		0,28	0,409	0,24
NO	0,354	0,331	0,474	0,604	0,42	0,445	0,401	0,28		0,422	0,706
PL	0,735	0,501	0,535	0,246	0,455	0,719	0,61	0,409	0,422		0,499
SE	0,401	0,456	0,647	0,656	0,36	0,415	0,589	0,24	0,706	0,499	

Tabell 2 viser korrelasjonen mellom de ulike energikildene, og viser tydelig at sol og vind har negativ korrelasjon. Sol i de ulike områdene har veldig høy samvariasjon, mens vind- både havvind og landbasert vind har varierende samvariasjoner. Områder som ligger nær hverandre har høy grad av samvariasjon i vindressursene, mens områder lengre unna hverandre har svakere korrelasjon. En større utgave av tabellen er gitt i vedlegg 9.

6. Diskusjon

6.1 Flexibilitetsbehovet i Nord-Europa i 2040

Flexibilitetsbehovet er kvantifisert for et Nord-Europa bestående av 11 land, som alle har ulik produksjons- og etterspørselsprofil. Produksjonen fra de analyserte variable fornybare energikildene er svært variabel gjennom året, og mellom år. Ved hjelp av tre ulike scenarier er ulike sider av fleksibilitetsbehovet analysert, og det er sett på hvordan økt overføringskapasitet mellom landene kan bidra til å redusere fleksibilitetsbehovet.

Det er vist at bedre forbindelser mellom landene gir redusert behov for fleksible løsninger. Spesielt er effekten stor på mengden av overproduksjon. Ved studie av landene separat ligger overproduksjonen et sted mellom 38 og 150 TWh per år, avhengig av klimaår og scenario. I et fullintegret Nord-Europa reduseres overskuddsproduksjonen til et sted mellom 2 og 40 TWh per år. Antall timer med overproduksjon reduserer også fra å variere mellom 814 og 1837 timer, til å variere mellom 148 og 1271 timer.

Effekten er også særlig stor for andel av tiden som residuallasten endres med over 10 og 20 % av den maksimale etterspørselen per time. Andel av tiden reduseres fra intervallet 325 – 800 timer til intervallet 14 – 204 timer for 10 %, og fra intervallet 14-208 timer til kun 1 time for 20 %.

Årlig fleksibilitetsbehov på dagsnivå reduseres fra intervallet 116 – 184 TWh per pr, til 87 – 161 TWh per år, mens årlig fleksibilitetsbehov på ukentlig basis reduseres fra 133 – 181 TWh per år, til 98-141 TWh per år. De mest ekstreme verdiene av maksimal og minimal residuallast, og maksimal og minimal endring av residuallast på timesbasis reduseres også i casen med mellomlandsforbindelser mellom landene i Nord-Europa.

En sammenligning av det beregnede daglige fleksibilitetsbehovet i 2040, med fleksibilitetsbehovet dersom installert kapasitet er lik som i 2018, bekrefter tanken om at fleksibilitetsbehovet øker med økt integrering av variable fornybare energiresurser. Det daglige fleksibilitetsbehovet dobles for to av scenariene, DG2040 og GCA2040. Effekten av mellomlandsforbindeleser er særs liten ved studie av installert kapasitet fra 2018. Dette er med på å forsterke tanken om at betydningen av utenlandskabler øker dess mer variabel fornybar energiproduksjon som entrer systemet.

6.2 Effekten av økt overføringskapasitet i Nord-Europa

Årsaken til at fleksibilitetsbehovet kan reduseres med økt integrering av kraftmarkedet ligger i korrelasjonen mellom landenes etterspørsel og variabel fornybar energiproduksjon, representert ved residuallastkurven. Korrelasjonsanalysen av Nord-Europas residuallast viser tydelig at korrelasjonen mellom land som grenser til hverandre er relativt høy. Den viser også at samvariasjonen blir lavere ved lengre avstander. Korrelasjonsanalysen av de fornybare energikildene viser også klare tegn på at sol- og vind har negativ korrelasjon. Disse funnene stemmer overens med tidligere funn fra flere studer (Koivisto et al., 2018; Liu et al., 2013; Widen, 2011).

6.3 Usikkerhet

Selv om resultatene er sammenlignbare med resultatene fra lignende studier er det mange faktorer som skaper usikkerhet rundt analysen. En stor usikkerhet ligger i at analysen studerer et framtidig kraftsystem. Analyser på lang sikt er alltid beheftet med stor usikkerhet, da det ikke er mulig å vite med sikkerhet hvordan kraftsystemet utvikler seg. For å få bukt med noe av denne usikkerheten er det benyttet scenarioanalyse, hvor scenariene representerer tre ulike veier kraftsystemet kan ta, for å nå EUs klimamål. Dette er med å redusere usikkerheten rundt inngangsdataene som er benyttet. Likevel vil resultatene være sterkt avhengig av etterspørselskurvene som er benyttet, mengden installert fornybar kapasitet, og kapasitetsforholdet mellom de ulike energikildene. Alle disse aspektene vil endre residuallastkurven, og følgelig vil resultatet endres.

Variasjon i sol- og vindressursene er selve kjernen til at behovet for fleksibilitet øker i framtidens energisystem. Nettopp denne variasjonen skaper store usikkerheter for analysen. Denne studien adresserer variabiliteten til ressursene ved å ta utgangspunkt i tre ulike historiske år, med ulike produksjonsprofiler. I virkeligheten er det ikke noen år som er like, og det er svært vanskelig å si noe sikkert om værholdene i fremtiden. Likevel gir studier basert på historiske data viktig informasjon om variabiliteten til sol- og vind, og hvordan de oppfører seg i sammenheng med hverandre.

Et annet sentralt poeng er at det i analysen er sett bort fra flaskehals og nettproblematikk innad i landene. Dette kan føre til at fleksibilitetsbehovet er underestimert. Også tap i nettet ved transport over lengre distanser er sett bort ifra, og kan være nok en bidragsyter til å underestimere behovet for fleksible løsninger. Det er også antatt at produksjonsenhetene er

jevnt fordelt over delområdene som er studert. I virkeligheten vil produksjonsenhetene ha en mer gunstig distribusjon, og følgelig vil produksjonen kunne være høyere.

Tidsaspektet som fleksibiliteten er beregnet ut i fra er også av betydning. Det laveste tidsintervallet som studeres er en time. Store opp- og nedreguleringer av kraftsystemet kan i noen tilfeller kreves på sekunder eller minutter. Behovet for fleksibilitet i kortere tidsintervall er en sentral utfordring som bør analyseres, men som ikke lot seg gjøre på grunn av mangel på data for så korte tidsintervall.

6.4 Metode og videre studier

Ved å ta utgangspunkt i residuallast for beregning av fleksibilitetsbehov tas både variabiliteten til produksjonen og variabiliteten til etterspørselen hensyn til. Dette er en stor fordel mot å kun studere tilbudssiden, da etterspørselen også fluktuerer gjennom timen, dagen og året. En annen fordel er at studien adresserer både havvind, landbasert vind og solceller PV. Det er også lagt vekt på å analysere både et normalt år, samt et vått og et tørt representativt år.

Likevel er det mange aspekter som ikke tas hensyn til. Blant annet kan enda flere variable energikilder tas med i beregninger, spesielt uregulerbar vannkraft. Det vil styrke resultatene fra studien. I denne studien er det kun adressert to situasjoner av overføringskapasitet, enten ett fullt ut integrert Nord-Europa uten begrensning i overføringskapasitet, eller et Nord-Europa uten utveksling av kraft. Hvor stor andel av fleksibilitetsbehovet som allerede dekkes av eksisterende overføringskapasitet burde være tema for analyse.

Et annet viktig moment er et kostnadsbilde. En stor del utviklingen til kraftsystemet vil avhenge av kostnadsspørsmålet, og utenlandskabler er ofte en dyr affære. Det ville derfor være av stor interesse å kartlegge hvilke teknologier som kan benyttes for å møte fleksibilitetsbehovet, gjennom en teknisk-økonomisk analyse.

Sist, men ikke minst, vil det å utvide analyseområde kunne gi verdifull informasjon. Det er allerede sett at korrelasjonen mellom residuallastene blir svakere over større avstander. En studie av et fremtidig fullintegrert Europa vil kunne være svært interessant.

Fordelen med studien er at den har gitt et rammeverk for ulike metoder å analysere fleksibilitetsbehovet på, alle ved hjelp av residuallast. Samme metode kan enkelt benyttes på både mindre og større systemer.

7. Konklusjon

Gjennom studie av residuallast til 11 land i Nord-Europa, følgende problemstillinger forsøkt besvart: *Hvor stort er fleksibilitetsbehovet i Nord-Europa i 2040? Hvordan endres fleksibilitetsbehovet ved økt overføringskapasitet mellom landene?*

Daglig fleksibilitetsbehov i Nord-Europa vil ligge et sted mellom 116 og 184 TWh per år, avhengig av scenario og vær-situasjon. Rundt 15 % av dette fleksibilitetsbehovet kan dekkes av økt forbindelse mellom landene. Ukentlig fleksibilitetsbehov ligger i intervallet 133-181 Twh per år, og rundt 23 % av det ukentlige fleksibilitetsbehovet vil kunne reduseres med mellomlandsforbindelser. Overproduksjonen kan reduseres med nesten 80 % over scenariene ved full integrering av Nord-Europa.

Hvor mye fleksibilitetsbehovet vil kunne reduseres henger sammen med korrelasjonen av residuallasten mellom landene. Generelt er det høy korrelasjon mellom naboland, og lavere samvariasjon dess lengre avstand. Effekten av økt integrering avhenger derfor stort at hvor overføringskapasiteten plasseres.

Referanseliste

- Buttler, A., Dinkel, F., Franz, S. & Spliethoff, H. (2016). Variability of wind and solar power – An assessment of the current situation in the European Union based on the year 2014. *Energy*, 106: 147-161. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.041>.
- COM (2017) 718. (2017). *Communication on strengthening Europe's energy networks*: Europakommisjonen. Tilgjengelig fra: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1512401992772&uri=CELEX:52017DC0718> (lest 16/05/19).
- COM (2018) 773. (2018). *A Clean Planet for all*: Europakommisjonen. Tilgjengelig fra: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_en.pdf (lest 05/05/19).
- DTU Wind Energy. (2017). *Flex4RES_NEW_RUNS_CapacityFactors_34METyears_scenarioUntil2050*. Koivisto, M. (red.).
- EC 714/2009. (2009). *Conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity*. Tilgjengelig fra: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:EN:PDF> (lest 05/05/19).
- ENTSO-E. (2018 a). *TYNDP 2018: Scenario Report Main Report*. TYNDP 2018. Tilgjengelig fra: https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario_Report_2018_Final.pdf (lest 19/03/2019).
- ENTSO-E. (2018 b). *Annex II Methodology - Scenario Report*. TYNDP 2018. Tilgjengelig fra: https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario_Report_ANNEX_II_Methodology.pdf (lest 19/03/2019).
- ENTSO-E. (2019 (c)). *Monthly Hourly Load Values*. Tilgjengelig fra: https://www.entsoe.eu/data/power-stats/hourly_load/ (lest 08/04/2019).
- ENTSO-E. (2019 a). *Monthly Domestic Values*. Tilgjengelig fra: <https://www.entsoe.eu/data/power-stats/monthly-domestic/> (lest 28/04/19).
- ENTSO-E. (2019 b). *TYNDP - Maps & Data*. Tilgjengelig fra: <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/> (lest 27/02/2019).
- ENTSO-E. (2019 c). *Net Generating Capacity*. I: ENTSO-E (red.). Tilgjengelig fra: <https://www.entsoe.eu/data/power-stats/net-gen-capacity/> (lest 02/05/2019).
- EU-kommisjonen. (2017). *Mainstreamin RES - Flexibility portfolios*: European Commission. Tilgjengelig fra: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/mainstreaming_res_-_artelys_-_final_report_-_version_33.pdf (lest 20/03/2019).
- Heide, D., Greiner, M., von Bremen, L. & Hoffmann, C. (2011). Reduced storage and balancing needs in a fully renewable European power system with excess wind and solar power generation. *Renewable Energy*, 36 (9): 2515-2523. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.02.009>.
- Huber, M., Dimkova, D. & Hamacher, T. (2014). Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements. *Energy*, 69: 236-246. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.109>.
- Koivisto, M., Maule, P., Nuño, E., Sørensen, P. & Cutululis, N. (2018). Statistical Analysis of Offshore Wind and other VRE Generation to Estimate the Variability in Future Residual Load. *Journal of Physics: Conference Series*, 1104: 012011. doi: 10.1088/1742-6596/1104/1/012011.
- Lise, W., van der Laan, J., Nieuwenhout, F. & Rademaekers, K. (2013). Assessment of the required share for a stable EU electricity supply until 2050. *Energy Policy*, 59: 904-913. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.04.006>.
- Liu, Y., Xiao, L., Wang, H., Dai, S. & Qi, Z. (2013). Analysis on the hourly spatiotemporal complementarities between China's solar and wind energy resources spreading in a wide area. *Science China Technological Sciences*, 56 (3): 683-692. doi: 10.1007/s11431-012-5105-1.

- Nord Pool. (2019). *Historical Market Data*. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/> (lest 08/04/2019).
- NVE. (2019). *Forslag til Nasjonal ramme for vindkraft*. NR 12-2019. Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_12.pdf (lest 08/04/19).
- Saarinen, L., Dahlbäck, N. & Lundin, U. (2015). Power system flexibility need induced by wind and solar power intermittency on time scales of 1–14 days. *Renewable Energy*, 83: 339-344. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.04.048>.
- SINTEF. (2018). *Nordic power system: Vulnerability analysis of HVDC contingencies*. I: Gerd, K. (red.). Tilgjengelig fra: <https://blog.sintef.com/sintefenergy/nordic-power-system-hvdc/> (lest 20/05/19).
- Statkraft. (2018). *Statkrafts Lavutslippsscenario 2018*. Globale energitrender og norske muligheter: Statkraft AS. Tilgjengelig fra: <https://www.statkraft.no/globalassets/1-statkraft-public/lavutslippsscenario/statkrafts-lavutslippsscenario-rapport-2018-v3.pdf> (lest 15/02/2019).
- Statnett. (2017). *Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2017-2021* Statnett SF. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/contentassets/4c9e014c155f4dd98949502d65c9e6bf/systemdrifts-ogmarkedsutviklingsplan2017-2021-statnett.pdf> (lest 20/05/19).
- Statnett. (2018). *Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet*. I: Anders Kringstad, Vegard Holmefjord & Jørgen Aarstad (red.). Oslo: Statnett SF. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/2018-Fleksibilitet-i-det-nordiske-kraftmarkedet-2018-2040/> (lest 15/02/19).
- Tarroja, B., Mueller, F., Eichman, J. D. & Samuelsen, S. (2012). Metrics for evaluating the impacts of intermittent renewable generation on utility load-balancing. *Energy*, 42 (1): 546-562. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.02.040>.
- Waelder, O. (2008). *Mathematical Methods for Engineers and Geoscientists*. 1 utg.: Springer Berlin Heidelberg.
- Widen, J. (2011). Correlations Between Large-Scale Solar and Wind Power in a Future Scenario for Sweden. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2 (2): 177-184. doi: 10.1109/TSTE.2010.2101620.

Vedlegg 1 – Etterspørsel og installert kapasitet i 2040

Tabell 3: Årlig forventet etterspørsel per scenario og land (ENTSO-E, 2019 b).

	Etterspørsel (MWh)								
	DG2040			GCA2040			ST2040		
	1982	1984	2007	1982	1984	2007	1982	1984	2007
DE	591 726 712	594 398 268	586 302 850	577 750 742	580 386 297	572 399 967	554 205 007	556 840 570	548 854 237
DK	58 065 263	57 927 905	56 932 543	53 948 875	53 823 882	52 922 241	50 232 541	50 107 545	49 205 903
EE	12 130 452	12 114 451	11 900 328	11 441 505	11 426 332	11 223 396	11 429 389	11 414 222	11 211 284
FI	99 072 663	98 622 058	96 926 849	102 617 616	102 167 489	100 474 075	96 601 317	96 151 666	94 460 041
GB	372 149 699	374 615 255	365 438 517	342 081 339	344 231 846	336 227 689	313 758 854	315 909 370	307 905 208
LT	17 489 571	17 510 994	17 376 421	15 519 729	15 538 642	15 419 845	14 843 087	14 862 003	14 743 204
LV	11 303 189	11 308 810	11 192 720	9 987 849	9 992 788	9 891 036	9 394 365	9 399 293	9 297 542
NL	148 334 526	148 536 178	146 686 184	137 090 916	137 268 104	135 642 515	122 820 714	122 997 897	121 372 307
NO	154 123 472	152 933 956	150 134 276	148 568 909	147 418 122	144 707 148	143 881 302	142 773 168	140 161 313
PL	235 488 192	236 147 554	233 970 536	252 060 078	252 728 326	250 521 956	253 607 399	254 284 538	252 048 825
SE	137 773 491	136 623 200	134 163 996	146 308 041	145 091 849	142 491 800	142 544 119	141 327 931	138 727 884

Tabell 4: Installert kapasitet for havvind, landbasert vind og solceller PV (ENTSO-E, 2019 b).

	Havvind			Landbasert vind			Solceller, PV		
	DG2040	GCA2040	ST2040	DG2040	GCA2040	ST2040	DG2040	GCA2040	ST2040
DE	25 688	33 500	26 346	66 249	81 550	63 694	140 412	141 000	75 002
DKe	700	1 886	743	1 798	1 330	1 793	3 635	2 532	1 400
DKw	2 300	5 321	3 106	7 201	5 850	7 201	3 775	4 921	2 600
EE	-	300	-	1 600	1 600	1 600	2 365	1 000	237
FI	900	1 000	900	7 300	7 300	7 300	5 750	6 000	2 000
GB	27 300	28 331	27 300	18 914	17 700	17 648	70 748	37 500	30 201
LT	143	400	-	1 000	1 000	1 000	5 010	6 983	193
LV	450	500	392	800	800	800	3 384	30	23
NL	14 728	23 433	14 728	8 438	7 400	7 457	17 772	46 000	15 200
NOm	-	200	-	3 451	3 695	1 529	1 142	-	-
NOs	-	-	-	1 814	2 228	1 106	944	-	-
NOs	-	200	-	1 569	4 113	1 900	4 247	3 000	1 200
PL	4 907	7 000	5 013	12 632	32 927	12 000	63 212	42 507	5 419
SE1	-	-	-	2 124	2 790	2 345	815	53	1
SE2	-	-	-	6 069	8 108	6 444	1 393	410	100
SE3	-	-	-	4 348	4 670	4 670	7 124	4 680	1 500
SE4	200	1 303	200	1 821	1 850	2 279	1 981	1 560	700
	* DK, NO og SE er delt inn i flere delområder								

Vedlegg 2 – Fullasttimer

Tabell 5: Fullasttimer for tidsseriene for de representative klimaårene 1982, 1984 og 2007, samt et gjennomsnitt for perioden 1982-2015 (DTU Wind Energy, 2017)..

ID	Land	Onshore Vind				Solar PV			
		1982	1984	2007	Gjennomsnitt 1982-2015	1982	1984	2007	Gjennomsnitt 1982-2015
DE	Tyskland	1953	2039	2225	2044	995	951	952	966
DKw	Danmark	2573	2787	2997	2732	1027	994	1022	1004
DKe	Danmark	2484	2699	2958	2667	1038	980	1016	1003
DK	Danmark	2528	2743	2977	2699	1033	987	1019	1004
EE	Estland	2910	2366	2728	2659	1066	1043	1070	1056
FI	Finland	3058	2382	2634	2751	777	735	756	759
UK	Storbritannia	2563	2224	2496	2482	1006	1035	1009	1006
LT	Litauen	2335	2401	2539	2415	1052	1013	1038	1031
LV	Latvia	2776	2611	2983	2822	1052	1012	1061	1040
NL	Nederland	2618	2563	2853	2703	885	843	864	867
NMI	Norge	3280	2619	3163	2896	850	852	792	838
NNO	Norge	3470	3506	3404	3388	712	740	749	763
NSY	Norge	3081	3411	3062	3126	919	920	929	911
NVE	Norge	2512	2126	2252	2214	869	904	860	867
NOS	Norge	3614	3107	3596	3340	928	892	916	915
NO	Norge	3191	2954	3095	2993	856	862	849	859
PL	Polen	2269	2461	2702	2462	898	855	859	863
SE1	Sverige	3073	2422	2723	2746	855	860	887	886
SE2	Sverige	2755	2213	2602	2524	907	875	915	909
SE3	Sverige	2885	2577	3047	2869	953	906	930	936
SE4	Sverige	3373	3535	3770	3522	967	916	943	940
SE	Sverige	3021	2687	3036	2915	920	889	919	918
Offshore Vind									
ID	Land	1982	1984	2007	Gjennomsnitt 1982-2015				
DE	Tyskland	3638	3875	4021	3844				
DKw	Danmark, DK1	4123	4428	4454	4280				
DKe	Danmark, DK2	4094	4433	4635	4331				
DK	Danmark	4108	4430	4544	4305				
EE	Estland	3176	2630	3142	3043				
FI	Finland	3807	3002	3291	3407				
UK	Storbritannia	4000	3810	4024	4043				
LT	Litauen	3507	3595	3813	3638				
LV	Latvia	3101	2927	3277	3148				
NL	Nederland	3882	3799	4080	3953				
NOS	Norge	4166	3747	4099	3807				
PL	Polen	3312	3603	3959	3593				
SE	Sverige	3831	3826	4152	3941				

Vedlegg 3 – Områdeinndeling av land

Tabell 6: Oversikt over ulike inndeling av land i mindre delområder

Oversikt benevnninger og inndelinger land		
Land	ENTSO-E / TYNDP	DTU Wind Energy
Tyskland	DE	DE
Danmark	DKe	DKe
Danmark	DKw	DKw
Estland	EE	EE
Finland	FI	FIIn
Finland		FIS
Storbritannia	GB	GB
Litauen	LT	LT
Latvia	LV	LV
Nederland	NL	NL
Norge	NOm	NMI
Norge	NOIn	NNO
Norge	NOs	NOS
Norge		NSY
Norge		NVE
Polen	PL	PL
Sverige	SE1	SE1
Sverige	SE2	SE2
Sverige	SE3	SE3
Sverige	SE4	SE4

Vedlegg 4 – Maksimal og minimal residuallast

Tabell 7: Maksimal og minimal residuallast over alle tre scenarier

	DG2040			GCA2040			ST2040		
	1982	1984	2007	1982	1984	2007	1982	1984	2007
DE	89 357	89 881	88 581	87 035	87 432	85 739	81 276	82 085	81 021
	- 73 699	- 81 546	- 76 985	- 95 436	-103 971	- 95 793	- 46 597	- 54 786	- 46 166
DK	9 340	9 479	9 347	8 755	8 943	8 709	7 933	8 041	7 927
	- 8 771	- 9 741	- 9 905	- 11 563	- 12 874	- 12 665	- 8 407	- 9 232	- 9 353
EE	2 051	2 080	2 185	1 915	1 969	2 074	1 928	1 961	2 055
	- 1 676	- 1 563	- 1 678	- 1 090	- 1 210	- 1 176	- 653	- 600	- 666
FI	17 744	17 516	18 061	19 522	19 158	19 847	16 728	16 574	17 044
	- 1 235	- 749	- 1 606	- 1 490	- 1 224	- 1 820	- 55	504	- 819
GB	66 583	69 069	67 411	63 166	65 569	63 721	53 311	55 658	53 887
	- 36 563	- 43 382	- 42 385	- 25 072	- 27 197	- 26 955	- 21 483	- 22 339	- 23 817
LT	2 827	2 807	2 753	2 587	2 552	2 527	2 399	2 378	2 324
	- 2 094	- 2 238	- 2 425	- 3 972	- 3 972	- 4 180	192	9	156
LV	1 921	1 919	1 906	1 734	1 736	1 709	1 609	1 638	1 600
	- 2 239	- 1 999	- 2 365	- 554	- 586	- 543	- 475	- 591	- 465
NL	23 150	23 482	24 323	22 732	22 727	23 818	18 124	18 093	19 116
	- 13 856	- 13 012	- 13 405	- 35 538	- 33 864	- 36 733	- 13 765	- 12 980	- 13 345
NO	24 887	25 039	25 253	23 754	23 348	24 028	23 297	23 573	23 511
	5 534	6 582	5 877	4 140	5 239	3 424	8 253	8 481	7 986
PL	36 277	36 283	34 604	39 349	38 338	36 439	39 544	39 424	37 080
	- 15 024	- 21 152	- 20 717	- 23 485	- 29 033	- 30 488	2 683	1 385	2 705
SE	22 548	21 818	21 543	23 926	23 186	22 468	23 284	22 465	22 202
	- 3 694	- 2 306	- 3 574	- 4 145	- 2 744	- 4 275	- 1 562	- 456	- 1 119
Total	280 209	278 187	275 462	272 841	270 972	266 691	253 783	251 700	248 328
	-101 460	-110 643	-117 765	-129 727	-156 615	-160 207	- 34 134	- 51 839	- 41 920
Sum pr land	296 686	299 371	295 968	294 475	294 959	291 079	269 432	271 890	267 768
	-153 317	-171 106	-169 167	-198 205	-211 435	-211 205	- 81 870	- 90 604	- 84 903

Tabell 8: 99,9%-persentil av maksimal og minimal residuallast over alle tre scenarier

	DG2040			GCA2040			ST2040		
	1982	1984	2007	1982	1984	2007	1982	1984	2007
DE	86 342	88 207	86 099	83 689	84 980	83 003	78 894	79 970	78 220
	- 63 089	- 71 345	- 70 622	- 84 163	- 92 421	- 89 210	- 43 562	- 45 621	- 44 276
DK	9 040	9 070	8 763	8 390	8 492	8 097	7 656	7 629	7 319
	- 7 916	- 9 047	- 9 036	- 10 975	- 12 019	- 11 749	- 7 901	- 8 611	- 8 926
EE	1 951	2 032	2 094	1 831	1 923	1 983	1 892	1 919	2 005
	- 1 552	- 1 369	- 1 511	- 1 006	- 949	- 994	- 614	- 537	- 580
FI	17 147	17 043	17 497	18 811	18 697	19 326	16 338	16 148	16 539
	- 503	- 64	- 1 251	- 699	- 380	- 1 443	410	942	- 89
GB	64 289	63 063	60 742	61 104	59 475	57 366	51 366	50 621	49 080
	- 33 371	- 31 880	- 34 542	- 21 931	- 23 615	- 23 842	- 19 072	- 18 116	- 20 022
LT	2 741	2 728	2 705	2 501	2 440	2 457	2 317	2 325	2 304
	- 1 894	- 1 931	- 2 095	- 3 519	- 3 573	- 3 768	256	112	214
LV	1 823	1 833	1 820	1 673	1 680	1 680	1 544	1 582	1 570
	- 1 811	- 1 820	- 2 034	- 511	- 538	- 476	- 438	- 457	- 431
NL	22 612	22 554	22 544	21 984	21 844	21 698	17 473	17 320	17 526
	- 12 595	- 11 418	- 11 814	- 31 719	- 30 422	- 33 078	- 12 707	- 11 626	- 12 280
NO	24 007	23 999	24 130	22 631	22 364	22 670	22 919	22 930	22 808
	6 072	6 906	6 817	4 742	5 540	4 567	8 575	8 799	8 533
PL	35 172	34 949	33 853	37 787	36 596	35 615	38 390	37 981	36 820
	- 13 800	- 16 759	- 14 453	- 20 576	- 22 657	- 25 073	4 282	5 360	4 417
SE	21 375	21 030	20 518	22 827	22 064	21 424	22 172	21 961	21 065
	- 3 302	- 1 250	- 2 588	- 3 632	- 2 072	- 3 129	- 741	747	- 590
Total	264 521	270 878	257 873	252 645	264 519	245 835	238 503	245 782	232 983
	- 88 898	- 98 246	-105 864	-123 659	-139 859	-136 404	- 28 019	- 44 116	- 36 364
Sum pr land	286 500	286 507	280 764	283 228	280 556	275 319	260 963	260 386	255 256
	-133 761	-139 978	-143 129	-173 989	-183 105	-188 193	- 71 512	- 69 009	- 74 029

Tabell 9: 99,5%-persentil av maksimal og minimal residuallast over alle tre scenarier

	DG2040			GCA2040			ST2040		
	1982	1984	2007	1982	1984	2007	1982	1984	2007
DE	82 295	81 581	80 824	78 742	79 413	77 390	74 730	74 948	73 914
	- 51 946	- 50 817	- 54 388	- 69 381	- 68 032	- 73 764	- 33 835	- 34 706	- 35 086
DK	8 406	8 310	8 164	7 698	7 729	7 498	7 001	7 026	6 823
	- 6 730	- 7 362	- 7 709	- 9 767	- 10 553	- 10 624	- 7 438	- 7 796	- 7 964
EE	1 866	1 911	1 958	1 747	1 818	1 853	1 807	1 868	1 899
	- 1 158	- 1 004	- 1 189	- 896	- 783	- 844	- 531	- 410	- 482
FI	16 415	16 098	16 962	17 888	17 720	18 619	15 704	15 295	16 053
	107	663	259	61	446	400	856	1 476	502
GB	59 268	58 557	55 175	55 911	55 456	52 171	47 585	47 685	44 173
	- 25 912	- 25 187	- 27 658	- 17 088	- 17 026	- 17 806	- 15 510	- 14 876	- 15 495
LT	2 620	2 606	2 569	2 354	2 345	2 304	2 256	2 267	2 240
	- 1 620	- 1 557	- 1 681	- 3 204	- 3 262	- 3 250	373	327	335
LV	1 744	1 738	1 739	1 600	1 611	1 602	1 494	1 519	1 499
	- 1 474	- 1 467	- 1 577	- 398	- 419	- 408	- 367	- 373	- 368
NL	21 076	20 916	20 763	20 258	19 945	19 777	16 188	16 236	15 842
	- 9 354	- 9 701	- 9 814	- 28 209	- 26 924	- 29 131	- 10 527	- 10 322	- 10 693
NO	23 178	23 225	23 054	21 675	21 353	21 484	22 422	22 318	22 030
	6 932	8 263	7 702	5 466	6 394	5 811	9 051	9 577	9 124
PL	34 042	33 784	32 631	35 457	35 177	33 926	37 003	36 713	35 522
	- 10 433	- 11 062	- 11 940	- 17 090	- 16 712	- 19 688	7 166	7 794	7 213
SE	20 000	19 983	19 421	21 228	21 058	20 477	21 044	21 004	20 232
	- 932	782	- 1 019	- 2 221	- 462	- 1 896	443	1 666	750
Total	246 393	251 755	244 679	232 679	245 193	231 009	220 986	227 200	220 502
	- 63 172	- 60 325	- 69 122	- 93 948	- 93 503	-100 185	- 18 237	- 20 477	- 17 199
Sum pr land	270 909	268 708	263 260	264 558	263 625	257 101	247 232	246 880	240 228
	-102 521	- 98 448	-109 532	-142 849	-137 333	-152 001	- 50 318	- 47 644	- 52 162

Vedlegg 5 – Maksimal og minimal endring i residuallast

Tabell 10: Maksimal og minimal endring i residuallast per time over alle tre scenarier

	DG2040			GCA2040			ST2040		
	1982	1984	2007	1982	1984	2007	1982	1984	2007
DE	20 849	21 252	19 767	22 660	20 701	21 039	13 357	14 662	17 949
	- 23 874	- 21 939	- 23 295	- 23 641	- 23 662	- 23 085	- 14 968	- 18 278	- 19 232
DK	2 626	2 247	2 595	3 013	2 963	3 108	2 338	2 363	2 805
	- 1 913	- 2 859	- 2 315	- 2 715	- 4 704	- 3 359	- 1 954	- 3 154	- 2 623
EE	674	534	610	558	365	564	431	378	382
	- 500	- 1 463	- 558	- 542	- 1 716	- 645	- 471	- 1 447	- 555
FI	2 857	2 227	2 721	2 862	2 290	2 788	2 897	2 354	2 700
	- 3 473	- 4 633	- 3 357	- 3 580	- 4 776	- 3 511	- 3 418	- 4 566	- 3 242
GB	13 663	13 419	13 223	9 621	8 739	10 581	9 416	9 645	10 422
	- 17 098	- 13 620	- 13 203	- 15 646	- 12 124	- 12 152	- 15 466	- 12 311	- 11 905
LT	810	856	861	1 156	1 177	1 152	401	455	440
	- 862	- 955	- 1 090	- 1 303	- 1 435	- 1 576	- 404	- 658	- 411
LV	893	718	794	541	534	548	485	484	492
	- 512	- 1 267	- 496	- 490	- 1 293	- 523	- 416	- 1 186	- 470
NL	6 421	6 544	7 138	10 449	9 764	11 699	6 414	6 167	6 676
	- 6 373	- 7 721	- 9 567	- 10 571	- 13 054	- 13 631	- 5 952	- 7 632	- 9 197
NO	2 822	2 521	2 861	2 721	2 573	2 966	2 660	2 393	2 287
	- 4 540	- 3 701	- 3 630	- 3 703	- 3 593	- 3 400	- 3 954	- 3 433	- 3 214
PL	8 248	8 083	8 175	7 668	7 477	8 892	5 291	6 665	7 018
	- 8 034	- 9 756	- 7 777	- 8 245	- 17 796	- 9 073	- 7 465	- 10 084	- 8 331
SE	3 270	2 883	2 439	3 545	3 124	2 858	3 497	3 083	2 615
	- 4 374	- 6 428	- 3 459	- 4 552	- 7 974	- 3 614	- 4 453	- 6 971	- 3 524
Total	39 522	38 910	38 956	38 850	37 909	38 692	30 251	28 733	36 235
	- 53 580	- 56 304	- 41 621	- 52 049	- 69 359	- 39 141	- 49 788	- 55 892	- 39 223
Sum pr land	63 134	61 284	61 183	64 795	59 707	66 195	47 187	48 650	53 785
	- 71 555	- 74 342	- 68 746	- 74 988	- 92 126	- 74 568	- 58 920	- 69 721	- 62 703

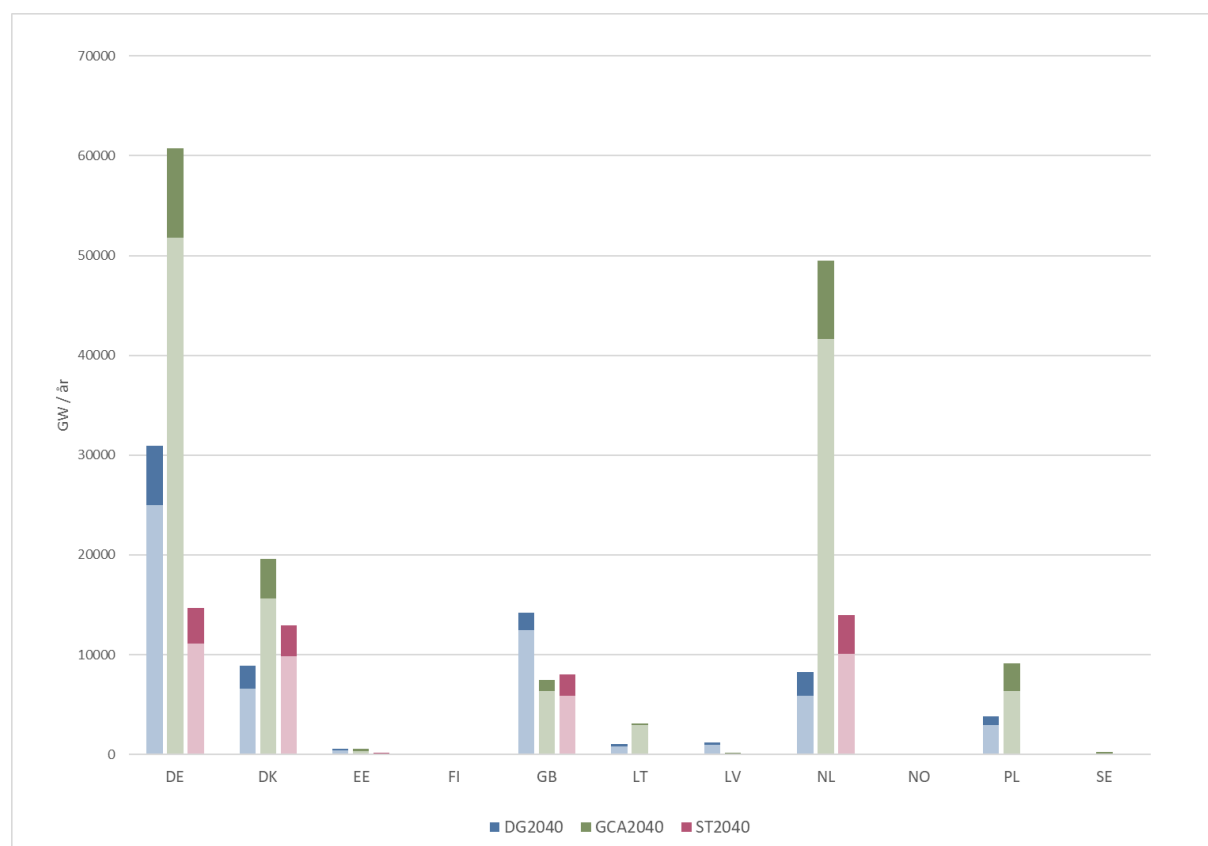
Tabell 11: 99,9%-persentil av maksimal og minimal endring i residuallast per time over alle tre scenarier

	DG2040			GCA2040			ST2040		
	1982	1984	2007	1982	1984	2007	1982	1984	2007
DE	18 052	17 940	18 483	18 830	18 398	19 366	11 849	11 492	12 710
	- 19 174	- 18 545	- 19 707	- 19 441	- 20 419	- 20 065	- 12 023	- 12 077	- 11 692
DK	1 914	1 920	1 947	2 417	2 299	2 437	1 879	1 862	1 915
	- 1 668	- 1 976	- 1 938	- 2 270	- 2 553	- 2 572	- 1 708	- 2 097	- 2 033
EE	465	419	472	406	306	355	326	313	316
	- 335	- 361	- 360	- 337	- 373	- 357	- 284	- 309	- 343
FI	2 051	1 683	1 702	2 032	1 723	1 745	1 836	1 664	1 741
	- 2 083	- 2 051	- 2 057	- 2 081	- 2 160	- 2 047	- 2 131	- 2 065	- 2 047
GB	11 404	11 492	11 799	8 481	7 592	9 013	7 963	7 853	7 956
	- 11 569	- 10 993	- 10 595	- 10 223	- 10 101	- 9 687	- 9 688	- 9 676	- 9 340
LT	731	727	743	1 027	1 004	1 055	346	358	357
	- 792	- 803	- 811	- 1 167	- 1 221	- 1 189	- 319	- 293	- 316
LV	637	580	611	405	411	410	367	371	380
	- 415	- 432	- 454	- 378	- 382	- 391	- 337	- 332	- 357
NL	5 143	5 545	5 171	8 869	8 959	8 989	4 771	5 225	5 125
	- 5 249	- 5 672	- 5 429	- 8 105	- 8 558	- 9 444	- 5 051	- 5 388	- 5 248
NO	2 217	2 188	2 133	2 257	2 085	2 199	1 963	1 959	1 932
	- 2 969	- 2 584	- 2 572	- 2 709	- 2 562	- 2 661	- 2 579	- 2 188	- 2 445
PL	7 608	7 417	7 199	6 572	6 535	6 727	4 648	4 841	5 106
	- 6 778	- 6 548	- 7 006	- 6 106	- 6 753	- 6 280	- 4 784	- 4 576	- 4 656
SE	2 302	2 162	2 243	2 612	2 400	2 368	2 622	2 460	2 430
	- 2 508	- 2 116	- 2 315	- 2 417	- 2 191	- 2 389	- 2 445	- 2 200	- 2 322
Total	36 738	36 059	37 329	34 675	33 117	35 200	24 954	25 419	26 224
	- 35 653	- 33 904	- 35 119	- 32 434	- 34 127	- 32 365	- 28 570	- 29 134	- 27 870
Sum pr land	52 524	52 074	52 503	53 907	51 712	54 664	38 569	38 398	39 967
	- 53 540	- 52 081	- 53 243	- 55 233	- 57 273	- 57 084	- 41 349	- 41 200	- 40 799

Vedlegg 6 – Overproduksjon

Tabell 12: Overproduksjon over alle tre scenarier

	DG2040			GCA2040			ST2040		
	1982	1984	2007	1982	1984	2007	1982	1984	2007
DE	26 883 880	24 955 747	30 942 925	51 880 097	51 808 699	60 709 358	11 209 125	11 099 083	14 653 405
DK	6 590 869	7 284 494	8 868 946	15 643 984	17 647 304	19 627 061	9 840 840	10 892 724	12 903 381
EE	566 361	411 256	601 287	538 299	362 353	521 093	151 600	108 532	145 947
FI	15 074	3 915	39 381	24 027	10 555	50 207	55	-	4 425
GB	14 240 640	12 465 381	14 103 601	7 448 454	6 378 251	6 843 338	7 505 580	5 857 862	8 042 113
LT	906 382	845 851	1 011 145	3 005 105	2 971 841	3 137 218	-	-	-
LV	1 060 247	952 702	1 203 459	129 085	123 130	158 670	111 321	100 802	129 975
NL	6 832 134	5 845 210	8 243 245	45 542 080	41 663 815	49 467 712	11 598 651	10 090 846	13 937 812
NO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PL	3 270 669	2 978 093	3 806 068	6 377 366	8 332 204	9 155 877	-	-	-
SE	111 224	20 900	105 093	270 834	63 061	212 759	15 195	1 237	11 884
Total	16 624 466	13 917 906	17 829 615	37 816 168	35 528 654	40 461 269	2 009 066	2 434 072	2 148 330
Sum pr land	60 477 478	55 763 549	68 925 150	130 859 330	129 361 213	149 883 293	40 432 367	38 151 085	49 828 940

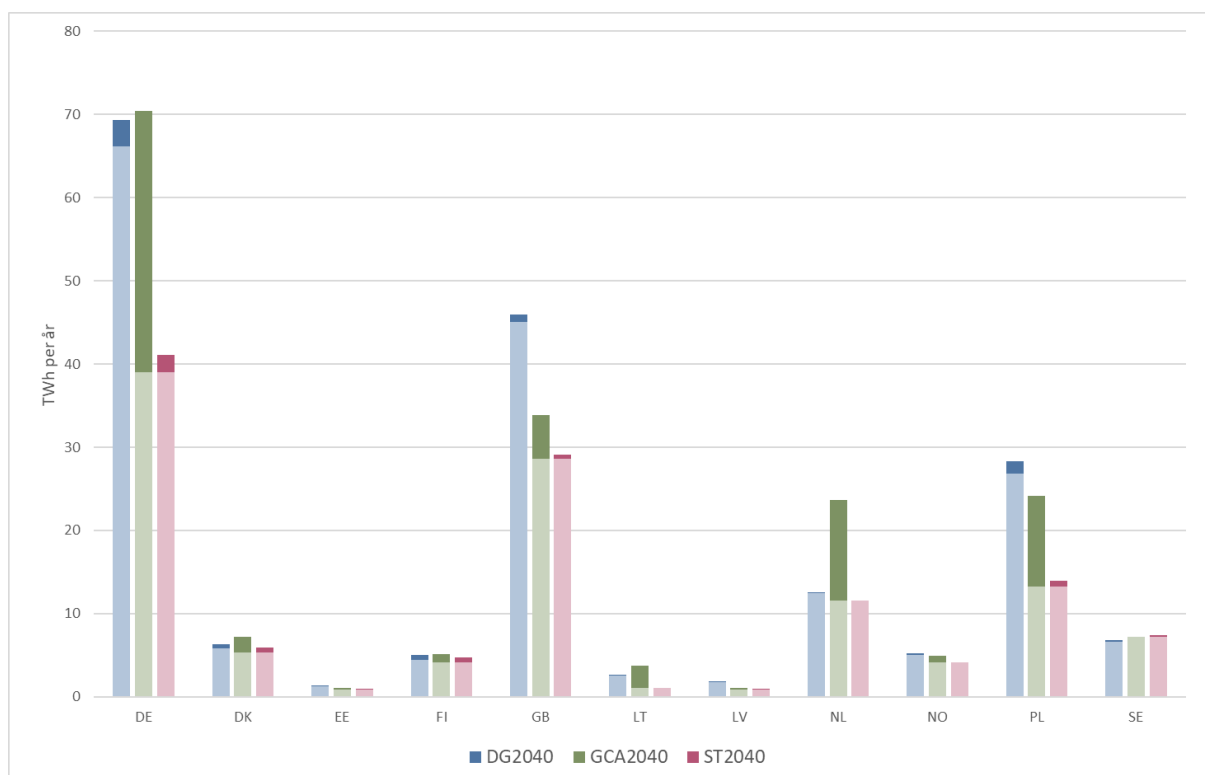


Figur 21: Overproduksjon per land over alle scenarier

Vedlegg 7 – Daglig fleksibilitetsbehov

Tabell 13: Daglig fleksibilitetsbehov over alle tre scenarier

	DG2040			GCA2040			ST2040		
	1982	1984	2007	1982	1984	2007	1982	1984	2007
DE	69 354 462	66 151 041	67 374 979	69 617 048	70 459 641	67 968 208	41 139 944	39 026 808	41 036 395
DK	5 896 988	5 812 937	6 353 208	6 729 047	6 758 631	7 241 464	5 432 136	5 348 827	5 904 608
EE	1 320 377	1 262 605	1 367 968	954 775	945 295	1 034 688	919 895	863 232	960 365
FI	5 007 994	4 427 996	4 898 806	5 095 474	4 696 155	4 994 197	4 715 257	4 156 489	4 500 094
GB	45 524 252	45 954 576	45 028 591	32 234 128	33 867 744	31 744 627	29 084 746	28 734 327	28 596 088
LT	2 690 594	2 591 206	2 664 013	3 733 389	3 761 788	3 686 206	1 087 845	1 061 590	1 089 659
LV	1 822 184	1 779 650	1 896 521	961 478	930 768	1 035 701	942 367	910 990	1 004 634
NL	12 512 672	12 488 200	12 463 997	23 659 424	23 063 948	23 140 137	11 559 574	11 581 124	11 524 434
NO	5 183 952	5 017 051	5 055 884	4 934 440	4 846 050	4 924 657	4 142 791	4 091 351	4 111 606
PL	28 348 783	26 832 183	27 236 962	23 722 631	24 189 203	23 471 473	13 956 834	13 258 885	13 491 066
SE	6 793 528	6 566 515	6 766 882	7 169 506	7 103 129	7 160 460	7 402 986	7 209 732	7 357 100
Total	160 789 527	157 004 423	157 973 075	144 505 201	151 447 068	141 920 530	89 475 321	87 097 082	88 565 173
Sum pr land	184 455 784	178 883 961	181 107 809	178 811 340	180 622 353	176 401 819	120 384 374	116 243 356	119 576 050

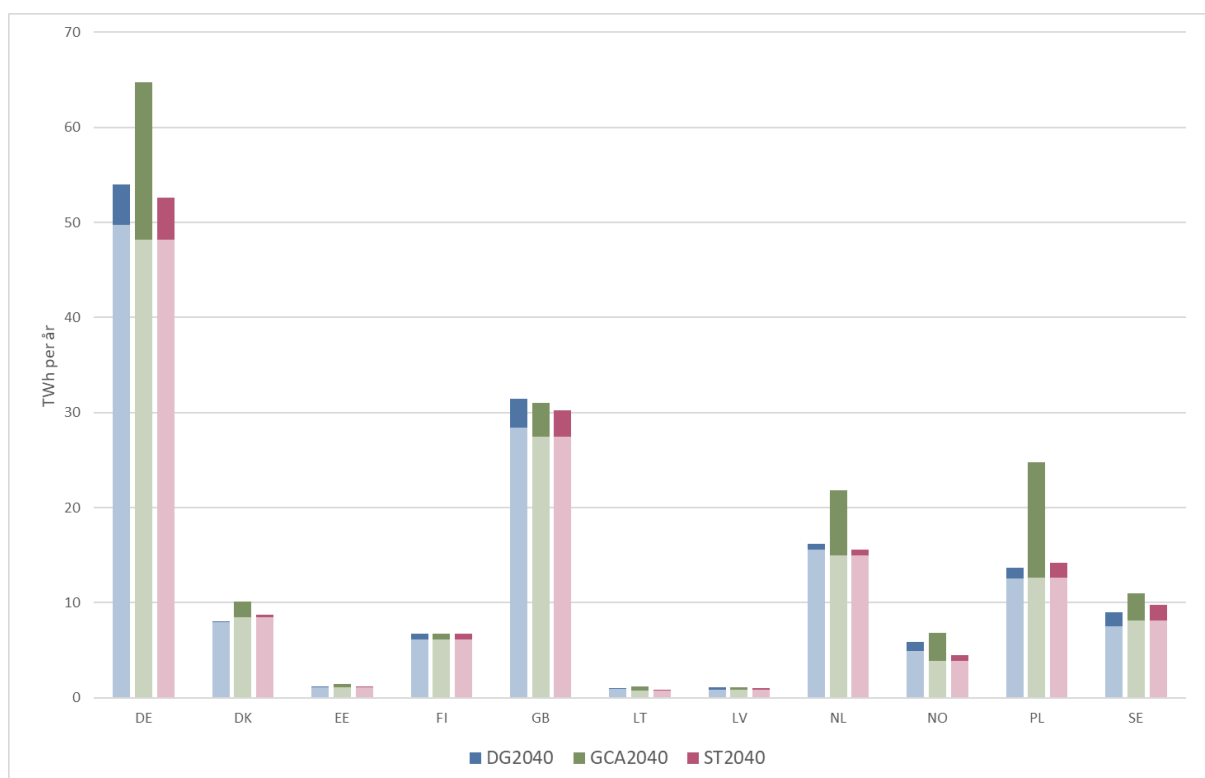


Figur 22: Daglig fleksibilitetsbehov per land over alle tre scenarier

Vedlegg 8 – Ukentlig fleksibilitetsbehov

Tabell 14: Ukentlig fleksibilitetsbehov over alle tre scenarier

	DG2040			GCA2040			ST2040		
	1982	1984	2007	1982	1984	2007	1982	1984	2007
DE	53 979 440	50 907 264	49 717 204	64 710 709	61 524 658	59 134 425	52 626 588	50 119 655	48 187 907
DK	8 075 377	7 930 380	7 917 476	10 155 575	9 816 017	9 564 286	8 756 017	8 500 256	8 481 216
EE	1 202 006	1 090 523	1 109 289	1 416 860	1 263 990	1 277 578	1 221 036	1 085 948	1 095 267
FI	6 700 287	6 216 642	6 133 175	6 778 404	6 275 320	6 241 026	6 727 352	6 219 563	6 121 546
GB	31 456 330	29 535 432	28 392 655	31 015 064	29 293 823	28 071 079	30 258 937	28 546 658	27 468 778
LT	1 006 878	954 021	900 871	1 169 971	1 146 081	1 055 370	824 698	736 389	720 225
LV	1 065 053	956 884	879 325	1 117 345	930 717	913 970	1 028 148	854 795	839 780
NL	16 207 266	16 075 811	15 627 183	21 868 668	21 240 687	21 030 597	15 574 004	15 432 349	14 985 523
NO	5 907 066	4 924 693	5 165 481	6 865 332	5 860 516	6 290 007	4 514 148	3 879 249	4 125 055
PL	13 695 574	12 523 847	12 550 888	24 745 511	22 933 473	23 253 606	14 162 839	12 876 657	12 674 210
SE	8 974 013	7 480 814	7 559 489	11 009 289	9 212 161	9 215 687	9 742 433	8 147 980	8 177 530
Total	116 227 374	109 734 871	101 098 849	140 925 215	134 202 930	121 275 290	114 082 369	108 362 071	98 307 468
Sum pr land	148 269 290	138 596 314	135 953 034	180 852 729	169 497 443	166 047 630	145 436 200	136 399 499	132 877 039



Figur 23: Ukentlig fleksibilitetsbehov per land over alle tre scenarier



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway