



# Langsiktig markedsanalyse 2022-50

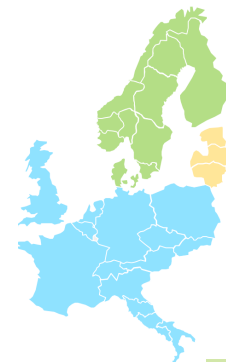
Frokostmøte, 18. april 2023

# Statnetts markedsanalyser

KMA



LMA

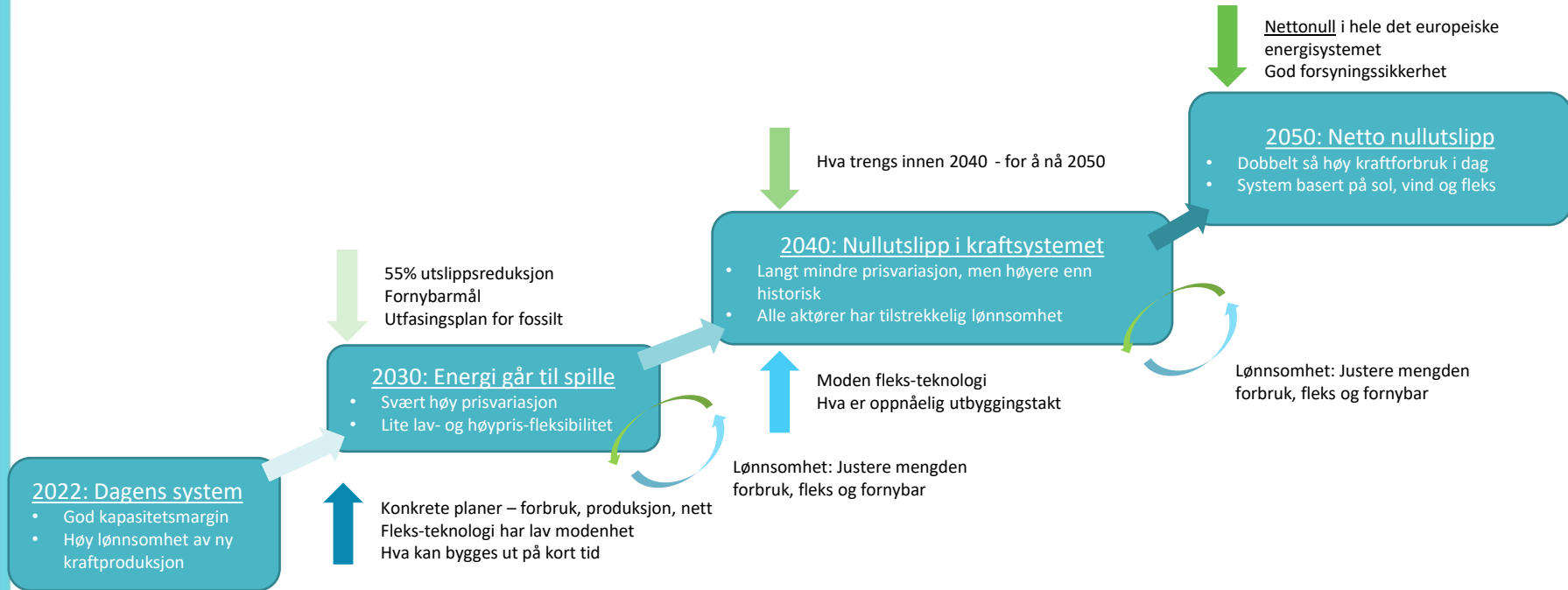


PSSE – teknisk nettmodell  
Samnett – markeds og nettmodell  
BID 3.0 – markeds og (snart) nettmodell



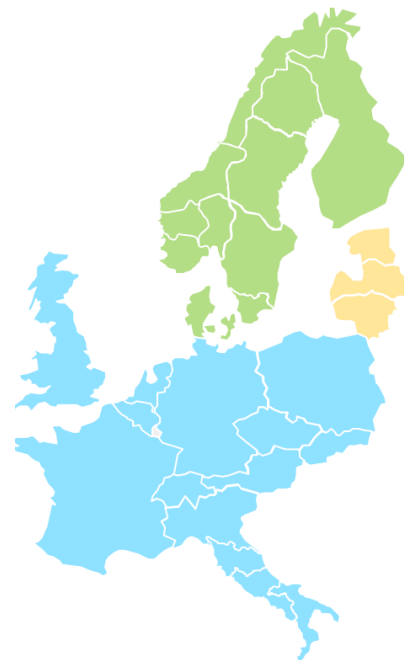
- Forstå og tallfeste utviklingen av energi og kraftsystemet
- Se utfordringer og muligheter for det norske kraftsystemet og Statnett – og bidra til bedre beslutninger
- Leverer modelldatasett til videre analyser, dokumentere forutsetninger og bidra til åpenhet om disse

# Fundamental analyse "bottom up" – og "top down"



# Vi bruker modellberegninger i mye av vårt analysearbeid

- Markedsmodellene etterligner systemet ved å beregne minimal samlet driftskostnad sekvensielt time for time
- Vi simulerer hvert datasett over 30 værår for å få fram variasjoner i været
- I Norden er markedsmodellen koblet til en nettm modell som beregner fysisk nettflyt i alle tidsavsnitt
- I analysen har vi etablert datasett for alle år fram til 2027 og deretter for 2030, 2035, 2040 og 2050 – i alle de tre markedsscenarioene **Basis**, **Høypris** og **Lavpris**
- I tillegg har vi fire scenarier for ulik vekst i forbruk og produksjon i Norge som vi tar med oss



PSSE – teknisk nettmmodell  
Samnett – markeds og nettmmodell  
BID 3.0 – markeds og (snart) nettmmodell





Europa

**Statnett**





## Europa kort oppsummert

- Overgangen til et utslippsfritt europeisk energisystem skjer raskt – mye er gjort til 2035
- Systemet blir i hovedsak basert på vind, solkraft og fleksibilitet – og noe kjernekraft
- Vind og solkraft øker trolig raskere enn fleksibiliteten første tiår – og dette gir trolig ubalanser
- Kraftprisene faller raskt og blir gradvis mer gitt av kostnadene for ny vind/solkraft pluss fleksibilitet
- Det blir trolig høy prisvolatilitet, særlig første tiår

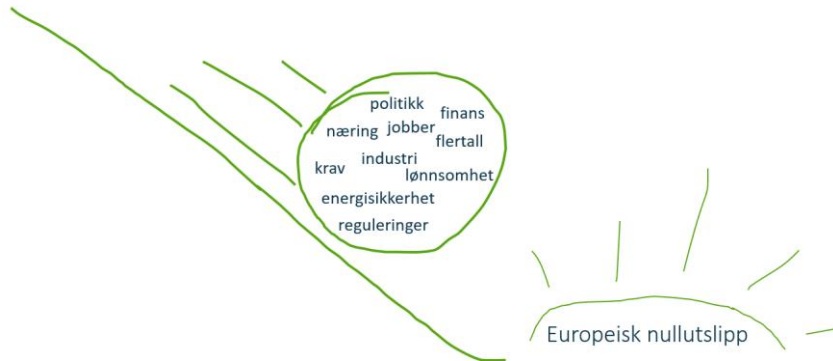
### Sentrale usikkerhetsfaktorer

- Kostnader og tempo i utbyggingen av fleksibilitet og fornybar kraft
- Graden av støtte utenfor markedet
- Lite empiri ved "det nye systemet" og mulig endret markedsdesign

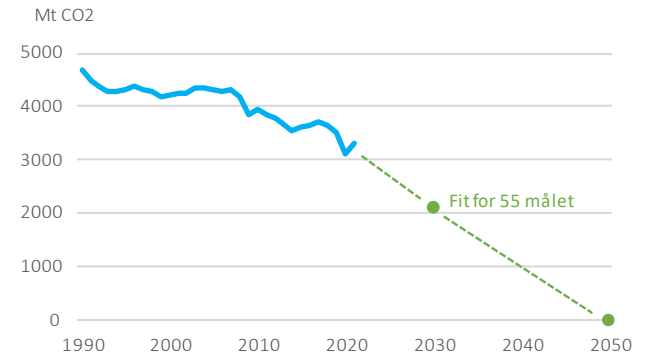
Hovedbildet er som i forrige LMA – men utviklingen er kraftig forsterket og framskyndet

# Europa og Norden legger om energisystemet i rekordfart

- EU og UK har bindene utslippsmål og direktiver, krav og støtteordninger som sikrer at målene nås
- Krigen i Ukraina forsterker behovet for å gå over til utslippsfri og egenprodusert energi
- Teknologikostnadene for fornybar produksjon og energilagring faller videre
- Løsningene på utfordringene ved det nye utslippsfrie energisystemet blir stadig mer modne
- Ulike næringer, finanssektoren og offentlige virksomheter driver fram utviklingen
- Klimakrisen er mer synlig



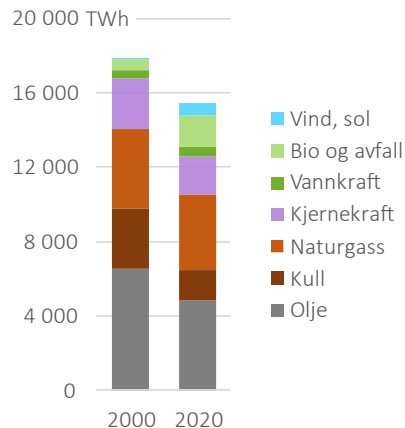
Netto CO<sub>2</sub>-utslipp i EU og målsetninger for kutt



# Europa trenger enorme volumer ny utslippsfri energi

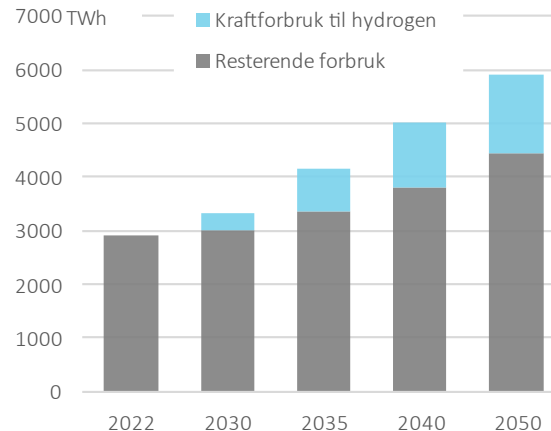


Samlet energibruk\* i vårt modellerte område



Flere tusen TWh olje, kull og gass skal erstattes med energisparing og utslippsfri energi. Det meste av dette er utenfor dagens kraftsektor.

Kraftforbruk i vårt modellerte område



Selv med omfattende energisparing og mye mer geotermisk varme, blir det uansett en storstilt overgang til elektrisk utslippsfri energi – og dermed mye større kraftforbruk

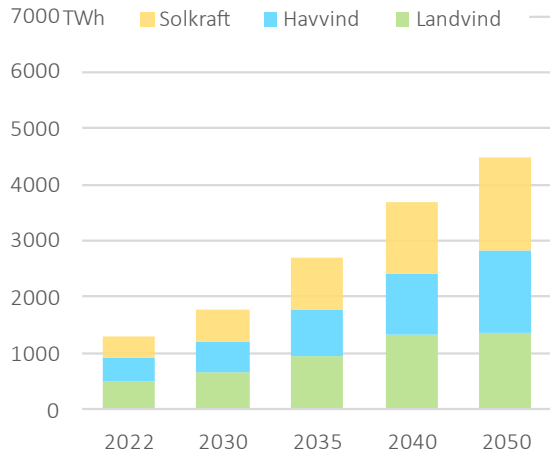
\* Kilde: IEA World Energy Balances 2022



# Europas kraftsystem blir basert på sol og vindkraft – og fleksibilitet



Energien hentes i stor grad fra sol og vindkraft (LMA Basis)

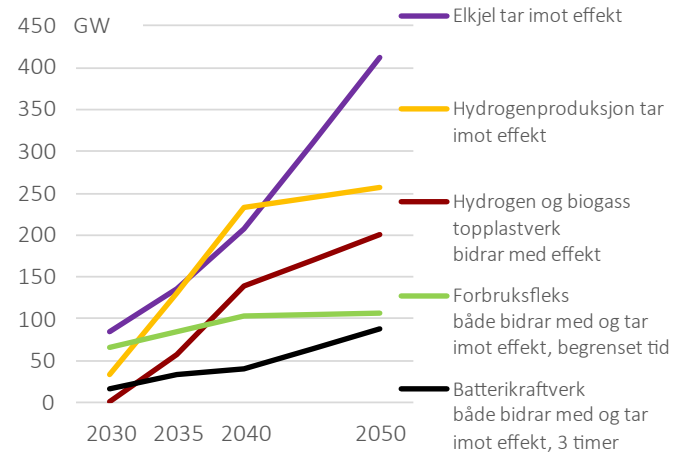


I tillegg til 4-5000 TWh vind og solkraft må Europa ha omfattende energisparing, kjernekraft, geotermisk varme og import av hydrogenprodukter

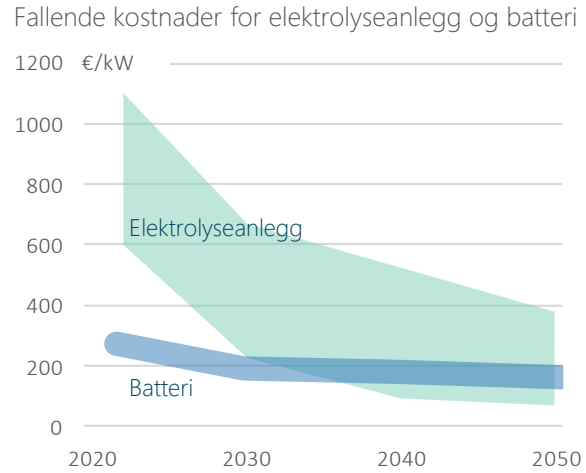
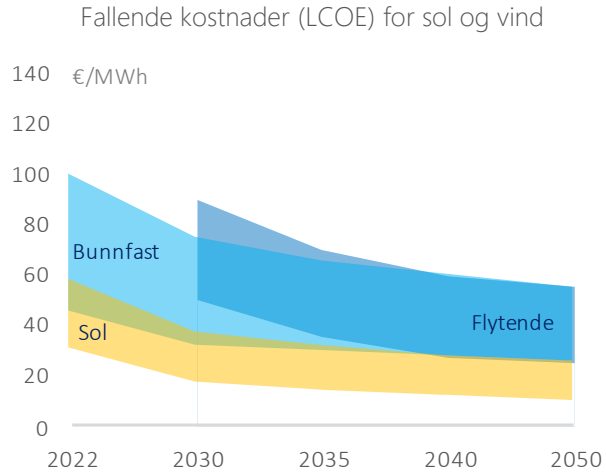
Havvind øker mye fordi det ikke er nok areal til å bare bygge landvind.

Store volumer av ulike typer fleksibilitet gjør det mulig å ha variabel sol og vindkraft som energikilde

Mye ny fleksibilitet gjør det mulig

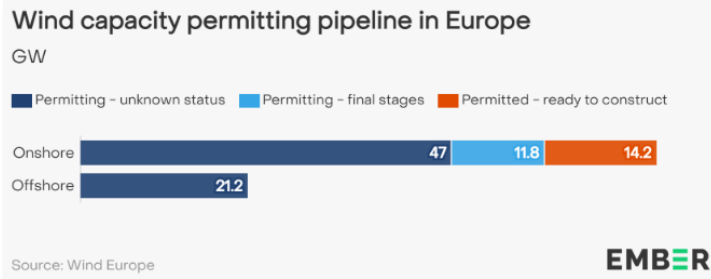
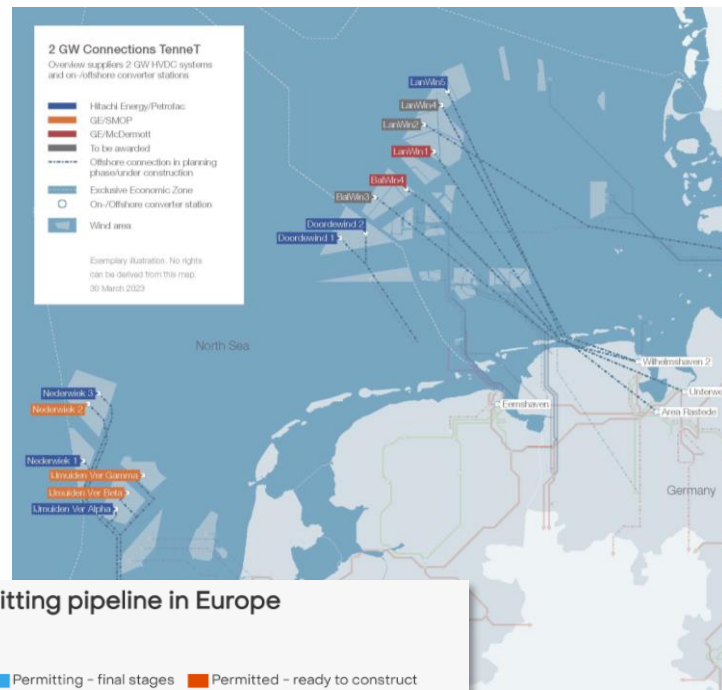


# Billigere sol, vindkraft og fleksibilitet driver fram omstillingen



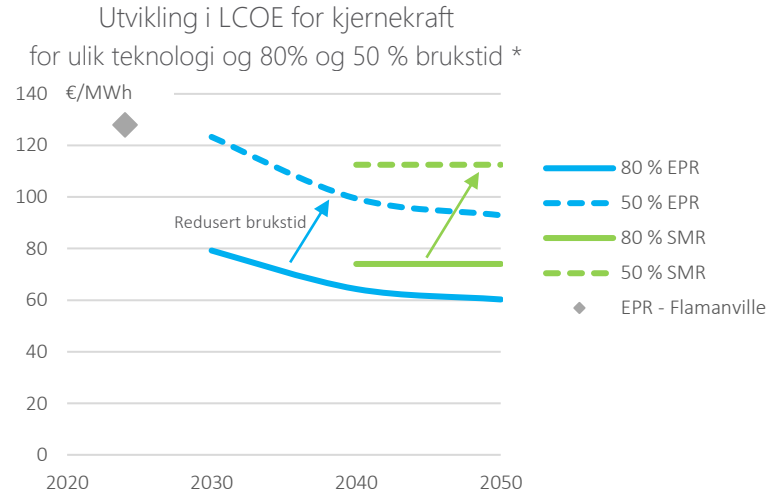
# Fornybarutbyggingen er i full gang

- 40 000 MW solkraft i fjor, enda høyere forventning dette året
- 16 000 MW vindkraft i fjor, 94 000 MW i pipeline
- CFD kontrakter er sentralt for å få til havvind



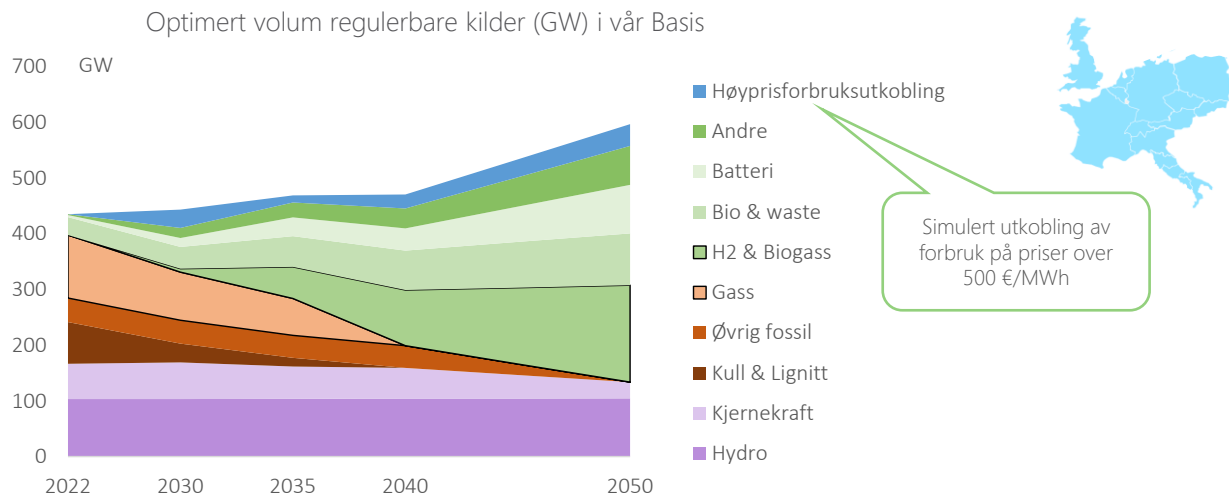
# Kjernekraft må bli mye billigere for å bli lønnsomt uten støtte

- Kjernekraftverkene som nå er under bygging har ekstremt høye investeringskostnader
- Mye sol og vindkraft gir mange timer med kraftpriser ned mot null og lavere lønnsomhet for kjernekraftverk
- Kjernekraft vil likevel bli bygget ut – i land som satser på dette og som støtter dette økonomisk



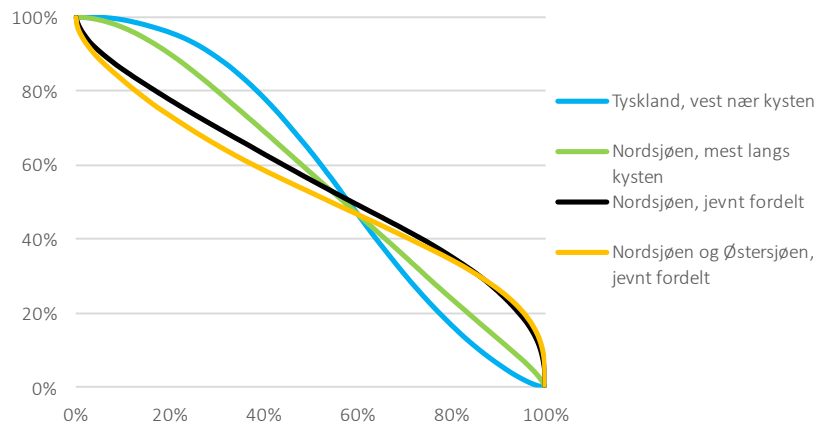
\* EPR – European Pressurised Reactor – storskala kjernekraft  
SMR – Small Modular Reactor – småskala kjernekraft  
Flamanville kraftverk i Frankrike forventet i drift 2024  
basert på IEA WEO (2022) og RTE futurs énergétiques (2022)

# Samlet regulerbar effekt blir høyere – men har ulik utholdenhet



# Økt nettkapasitet i Europa jevner ut fornybarproduksjonen

Varighetskurve for produksjon fra havvind med ulik geografisk spredning



Kart over TYNDP2022 nettprosjekt

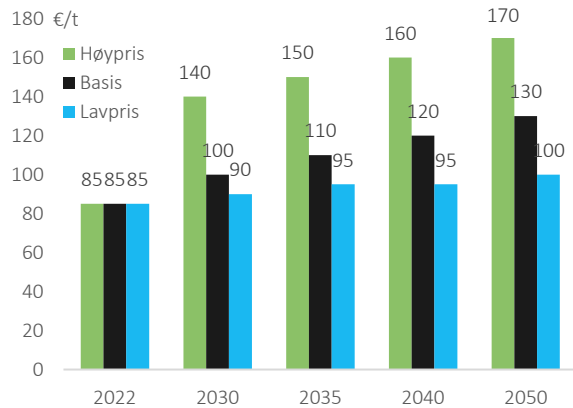


Figure 3 – Map of TYNDP 2022 transmission projects. Areas indicate projects for which the route is not yet known (green: under construction; yellow: in permitting; red: planned but not yet in permitting; blue: under consideration).

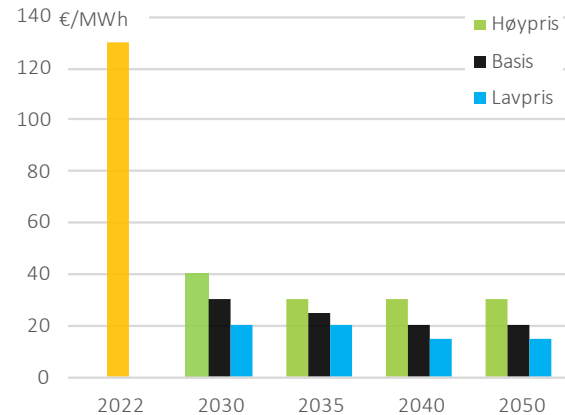


# Kvotemarkedet er sentralt – gassprisen blir mindre viktig fra 2030

CO<sub>2</sub> pris i våre scenarier

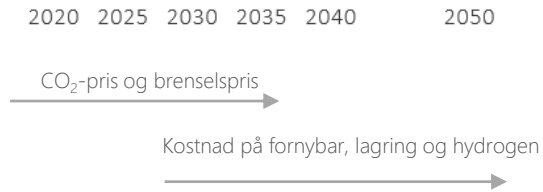


Forutsetninger for pris på gass (€/MWh)

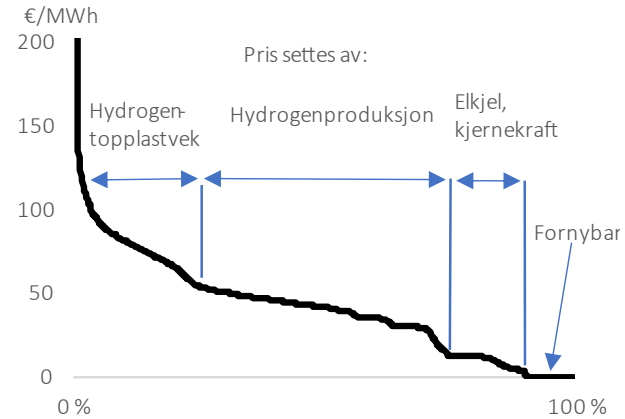


I 2040 og 2050 har karbonpris lite direkte virkning på kraftprisen, men virker gjennom øke betalingsviljen for nullutslippsenergi, eks. hydrogen

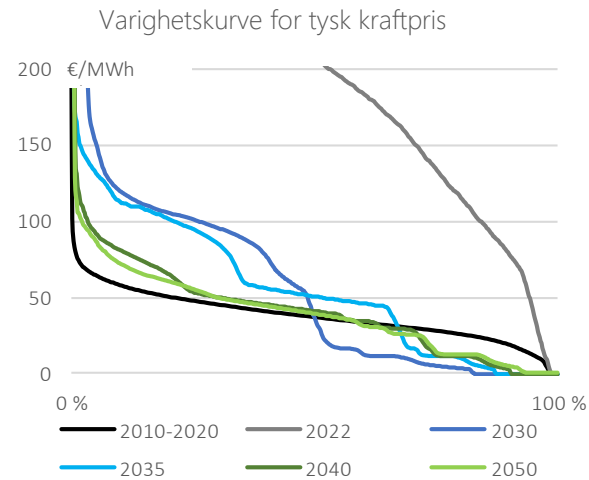
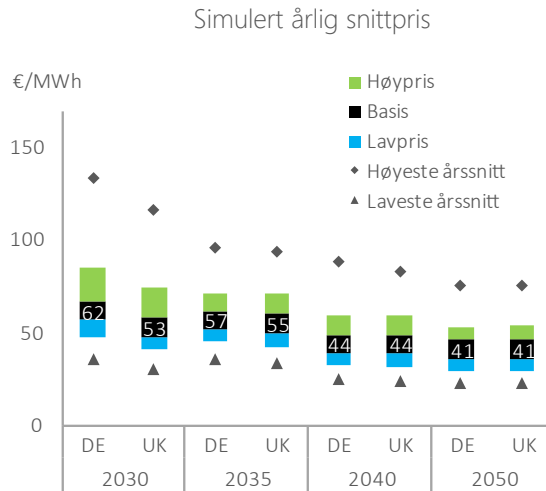
# Kraftprisene påvirkes mer av kostnadene for produksjon og fleks



Varighetskurve for tysk kraftpris i 2040

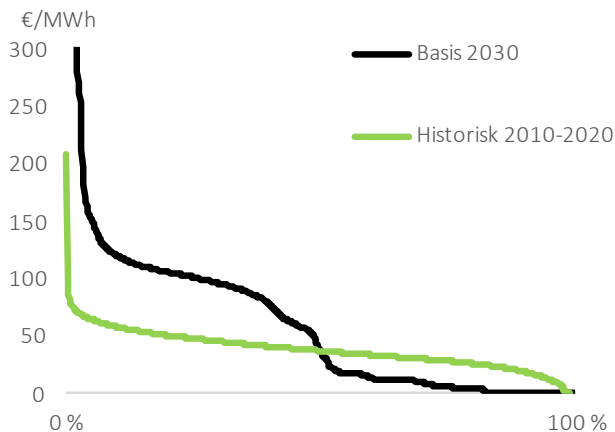


# Fallende kontinentale og britiske snittpriser – men høy prisvariasjon

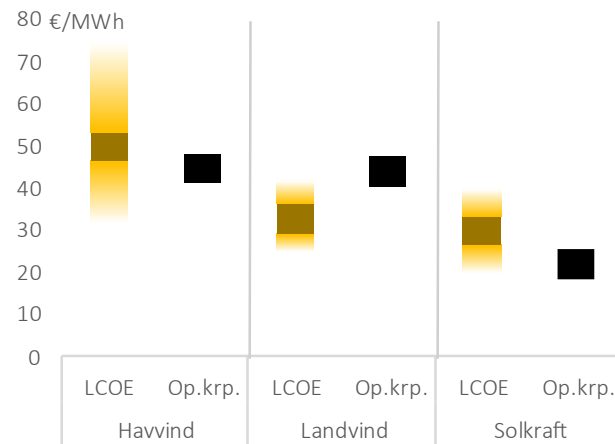


# Mye nullpris gir lav lønnsomhet av fornybar rundt 2030

Varighetskurve for historisk tysk kraftpris sammenlignet med simuleringer i Basis 2030

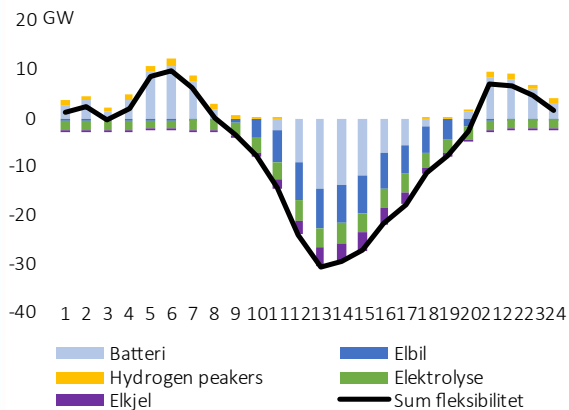


Sammenlikning av LCOE og oppnådd kraftpris for havvind, landvind og solkraft i 2030 i Tyskland i Basis

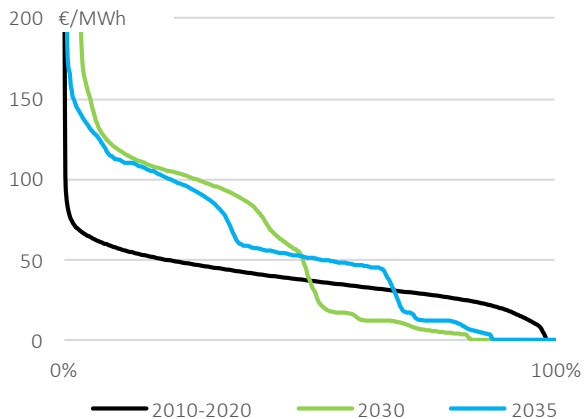


# Over tid blir lønnsomheten av fornybar bedre med mer fleksibilitet

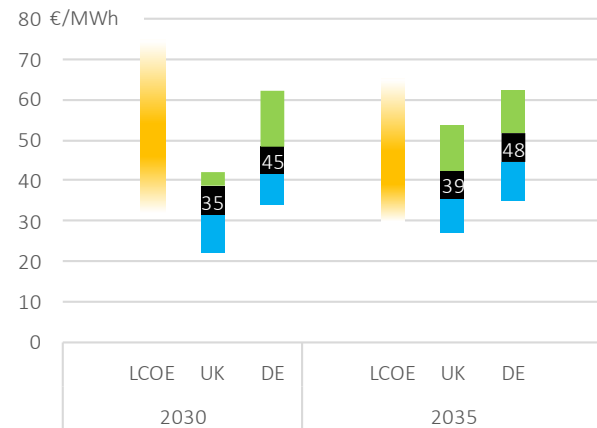
Gjennomsnittlig bidrag fra tysk fleksibilitet i en sommeruke (uke 27) i 2050



Varighetskurve for tysk kraftpris

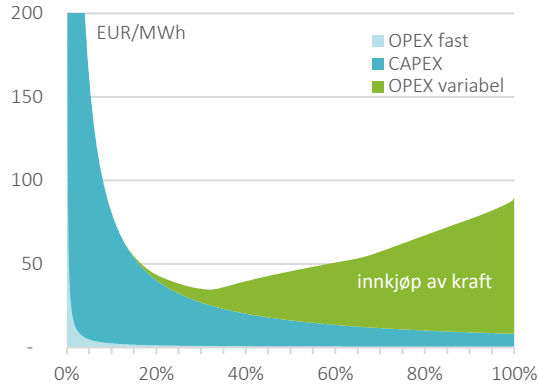


LCOE og oppnådd kraftpris for havvind

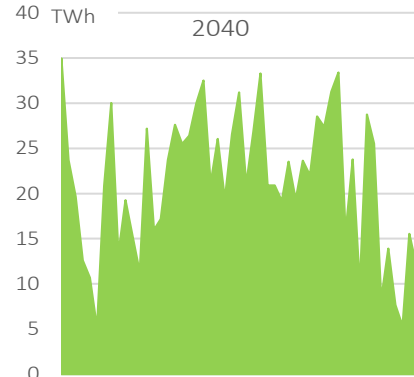


# Det vil lønne seg å produsere hydrogen fleksibelt i takt med kraftprisene

Produksjonskostnader for hydrogen med ulik brukstid for elektrolyse i 2035

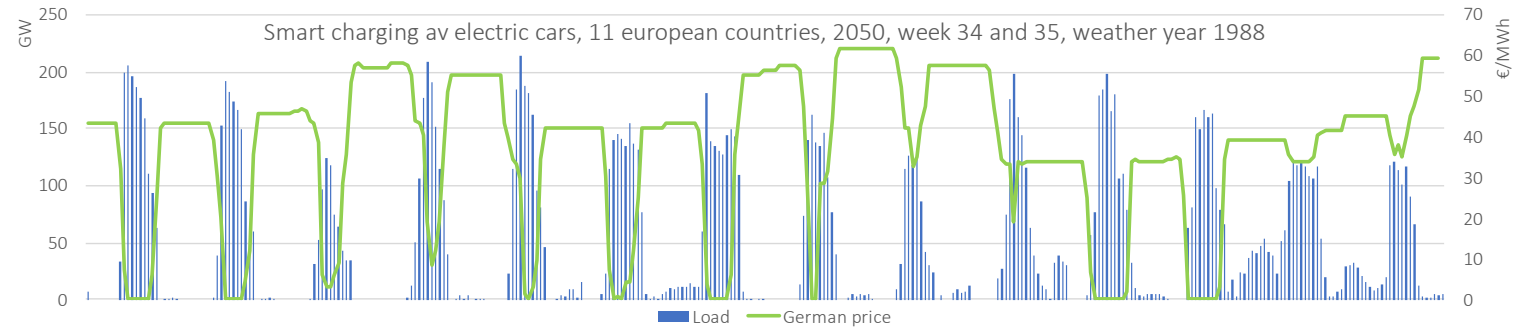
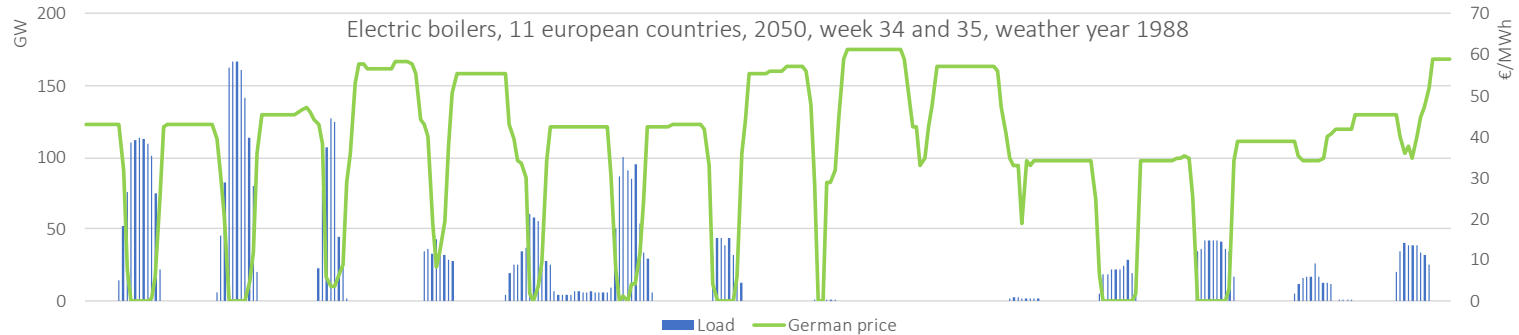


Variabelt kraftforbruk til hydrogenproduksjon



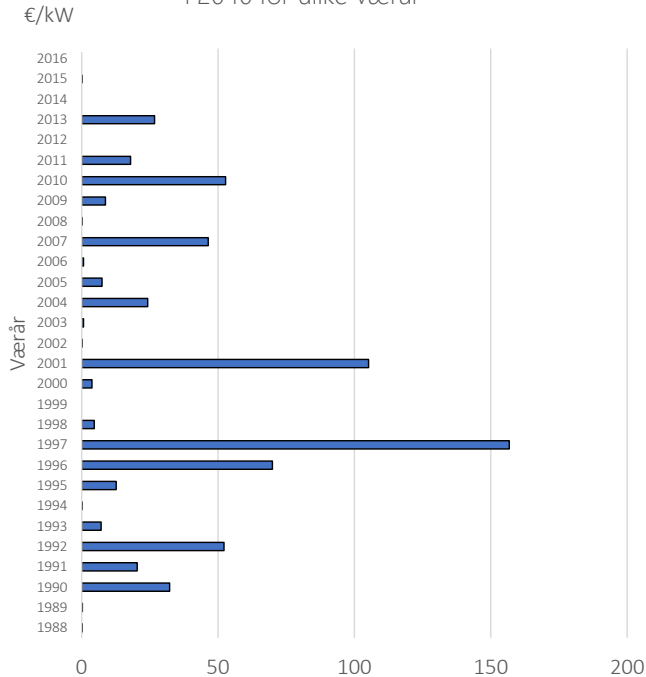


# Eksempler på storskala fleksibilitetsbidrag fra andre kilder

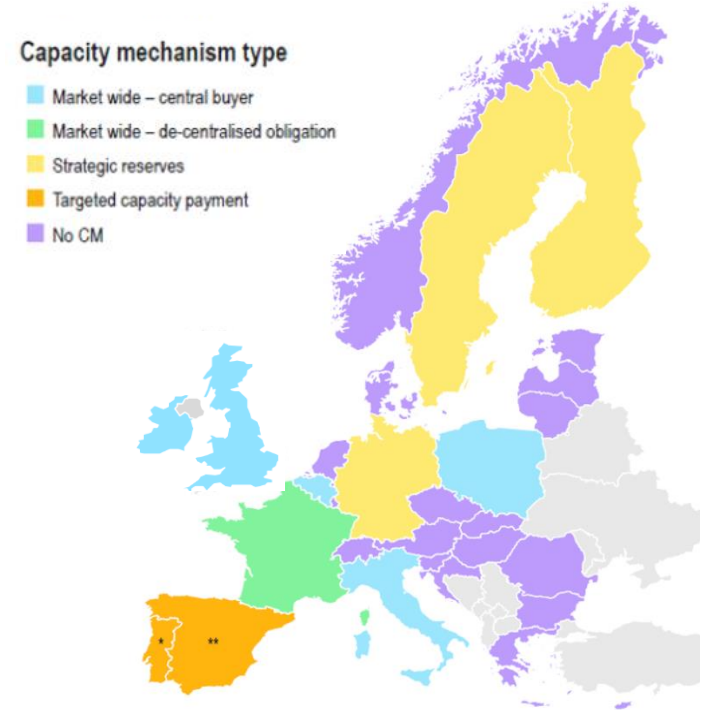


# Kontinentet – kan bli behov for støtte av topplastverk

Simulert inntjening for hydrogendrevet OCGT kraftverk i Tyskland i 2040 for ulike værår



Oversikt over ulike ordninger for kapasitetsbetalinger i Europa



Source: ACER based on NRA data



## Norge og Norden



## Norge og Norden kort oppsummert

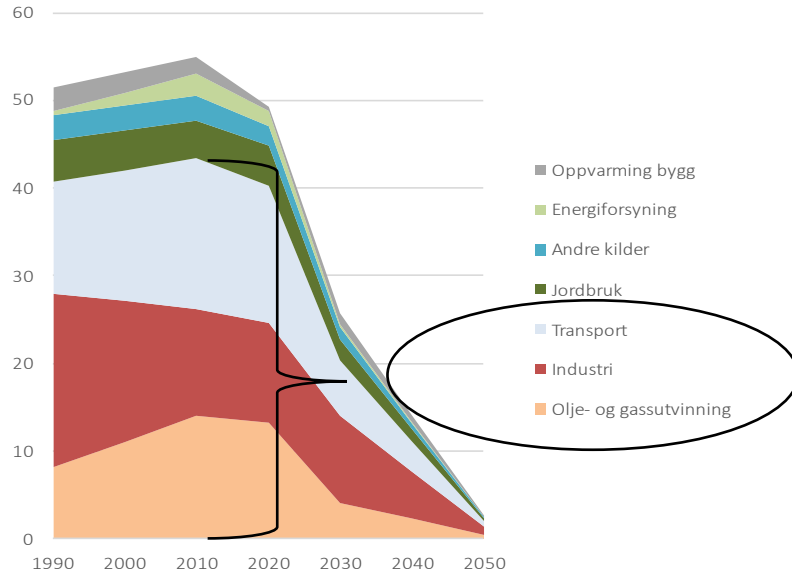
- Norsk og nordisk produksjon og forbruk blir mye større
- I Norge vil tilgangen på billig nok produksjon ha stor betydning for forbruksveksten
- Den norske energibalansen kan bli negativ rundt 2030, før mye ny produksjon kommer inn
- Et stort overskudd på norsk/nordisk energibalanse er lite trolig - vil gi ulønnsom produksjon
- Det blir et stort behov for mye ny fleksibilitet også i Norge og Norden
- Kraftprisene faller med prisene ellers i Europa og det blir større kortsiktig prisvariasjon
- Vi får mer like snittpriser i nord-sør i Norge – men fortsatt prisforskjeller time for time
- Norsk havvind kan bli lønnsomt uten støtte – men kan ha behov for garantier

Sentrale usikkerhetsfaktorer for utviklingen i Norge og Norden:

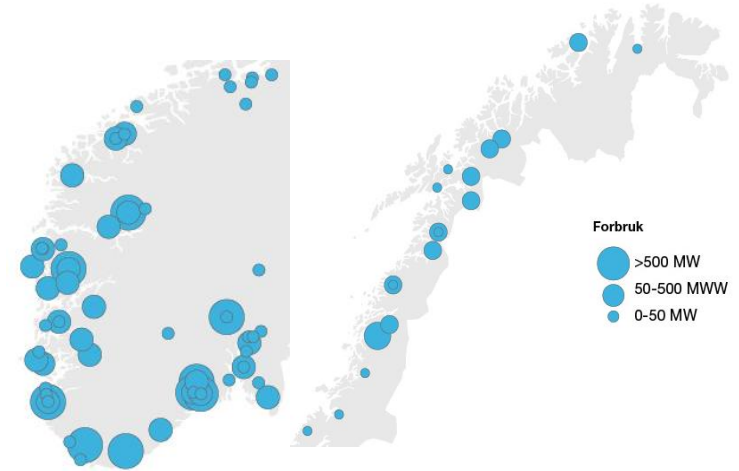
- Utviklingen i kraftprisene ellers i Europa
- Veksten i nordisk forbruk og produksjon – og teknologikostnadene
- Graden av fleksibilitet i den nordiske hydrogenproduksjonen

# Norge – elektrifisering og økt industriproduksjon driver forbruksveksten

Elektrisitet må erstatte fossil energi for å kutte utslipp

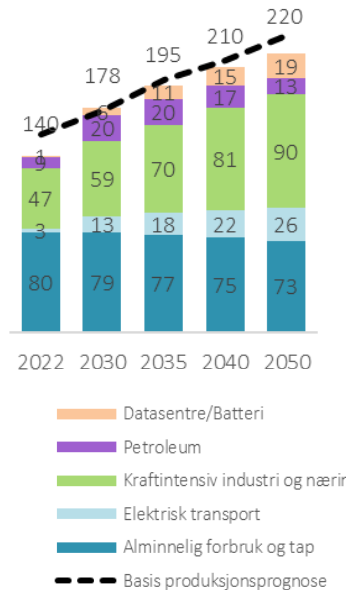


Mange av tilknytningssakene handler om utvidet industri og ny næringsvirksomhet

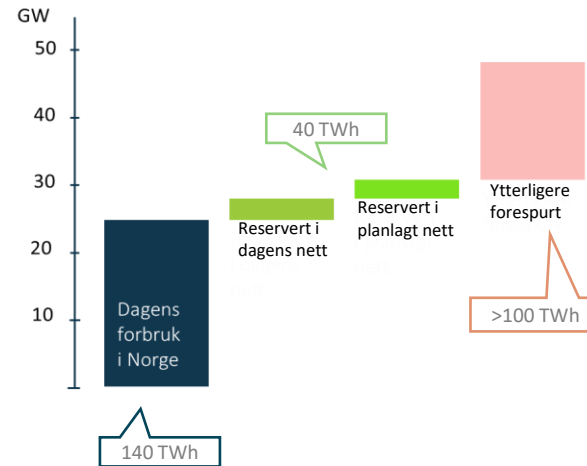


# Basis forbruksprognose for Norge – 80 TWh vekst

Basis forbruksprognose for Norge



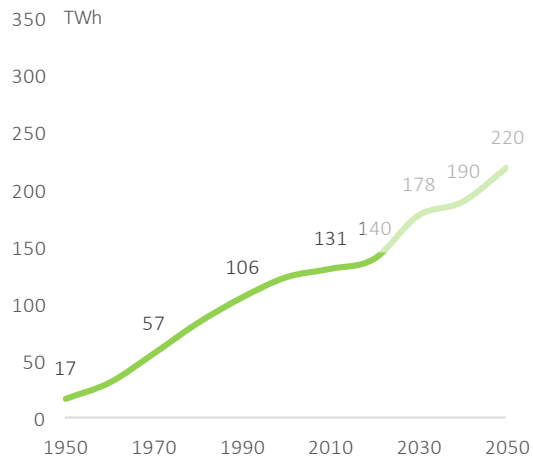
Tilknytningsvolum på 140 TWh vekst



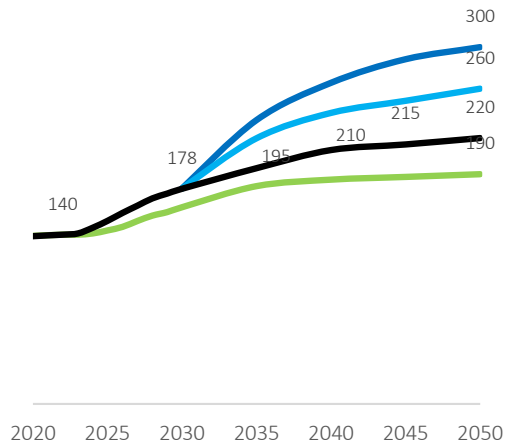


# Norge – fire scenarioer – tilgangen på produksjon styrer mye

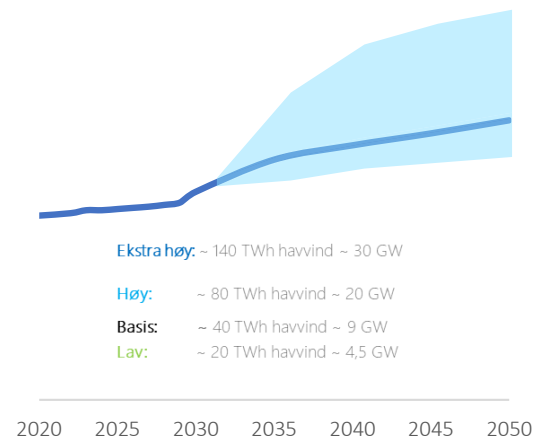
Historisk forbruksutvikling og Basis til 2050



Scenarioer for forbruksutvikling (TWh)



Scenarioer for produksjonsutviklingen (TWh)



- Ekstra høy:** ~ 140 TWh havvind ~ 30 GW
- Høy:** ~ 80 TWh havvind ~ 20 GW
- Basis:** ~ 40 TWh havvind ~ 9 GW
- Lav:** ~ 20 TWh havvind ~ 4,5 GW

**Basis**

**Høy og ekstra høy**

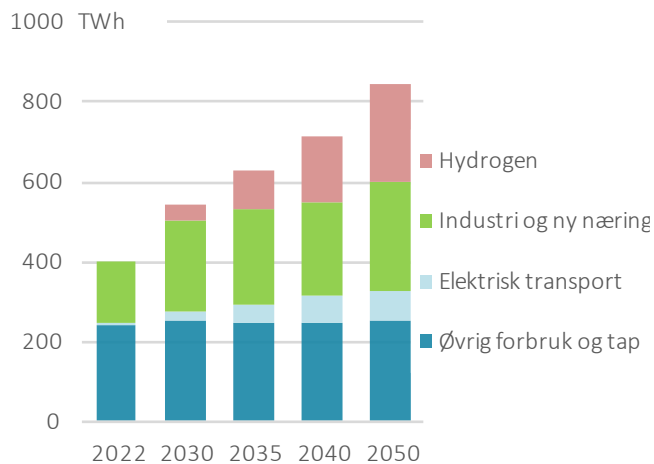
**Lav**

- nullutslipp i Norge og industrivekst drevet av havvind
- flytende havvind tar av i Norge og møter bunnløs global etterspørsel fra grønn industri
- lav tilgang på ny fornybar kraftproduksjon gir mindre industrivekst og behov for mye ENØK

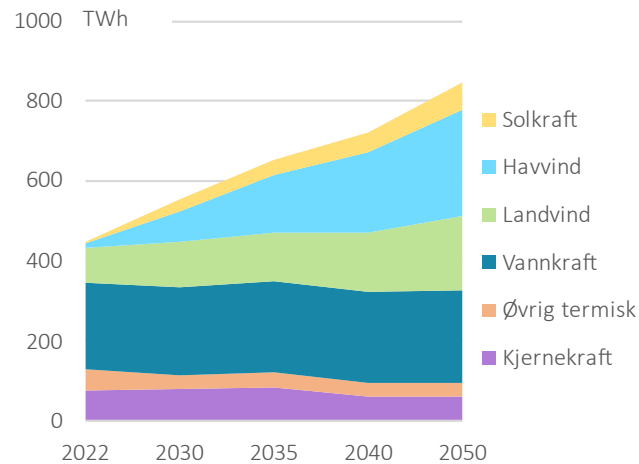
# Norden – kraftforbruket kan dobles – mye går til hydrogen



Kraftforbruket dobles

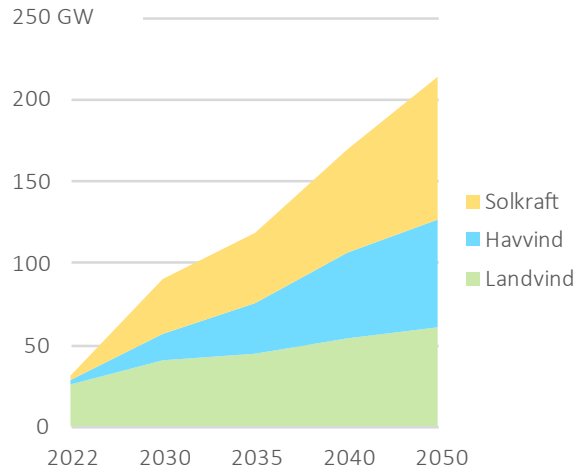


Nesten all økt energi kommer fra vind og sol

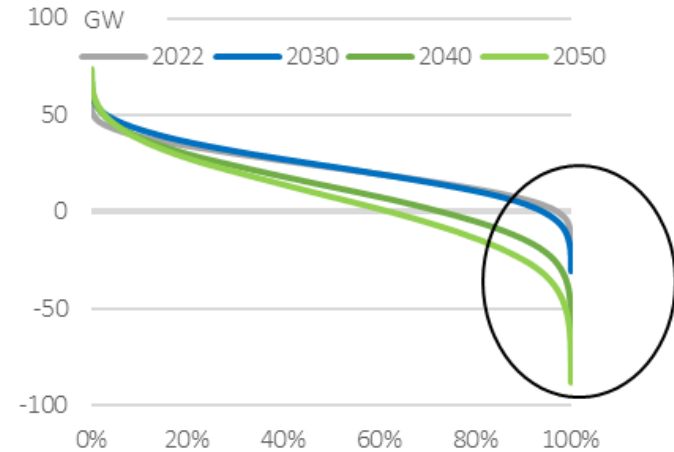


# Norden – behov for mer fleksibilitet i tillegg til vannkraften

Installert kapasitet (GW) i sol og vindkraft i Norden i Basis



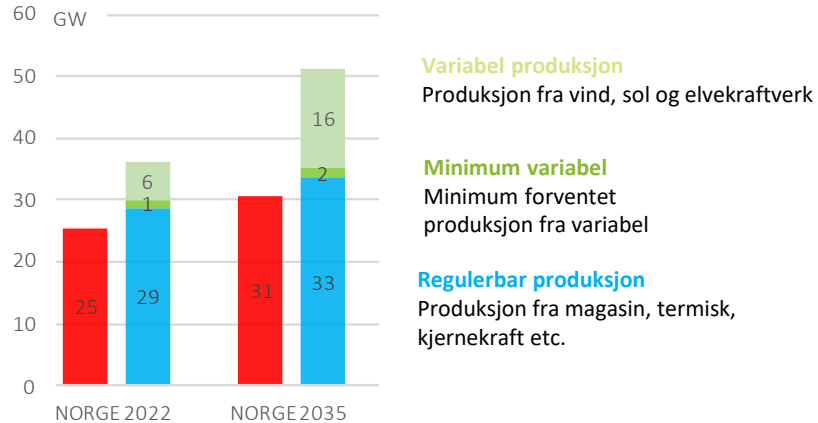
Residualforbruk Norden i Basis



# Norge/Norden – behov for økt effekt for å unngå stram effektbalanse

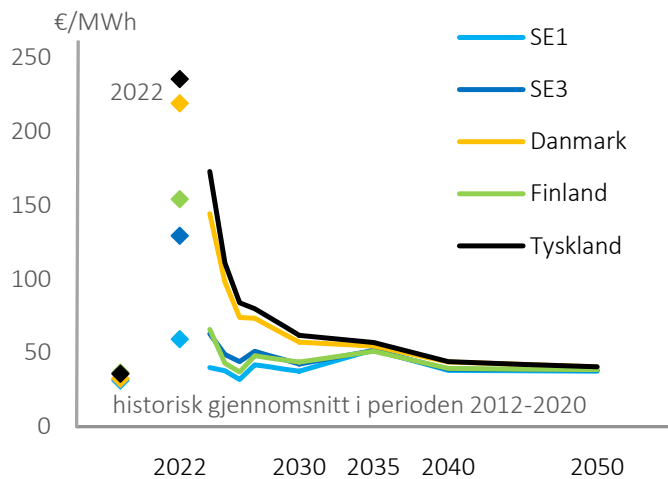
**Maksforbruk**  
Forbruk som ikke kobler ut ved høye priser

Utvikling i effektmargin i Basis i Norge

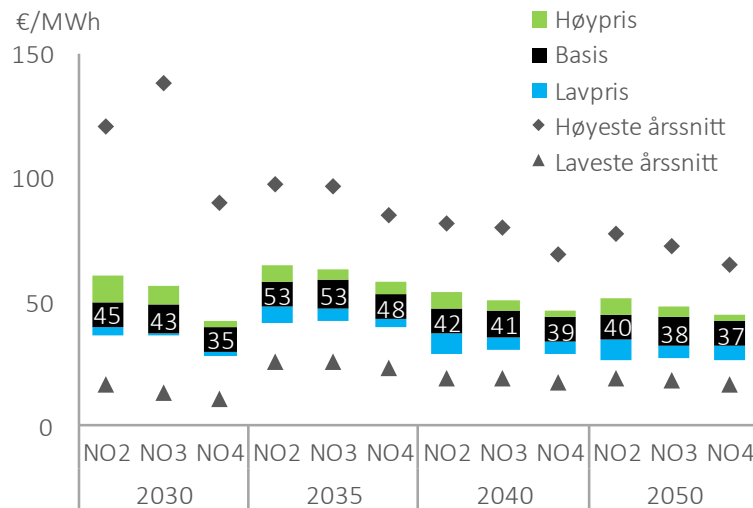


# Norden – kraftprisene blir likere og langt lavere enn i dag

Simulert årlig snittpris

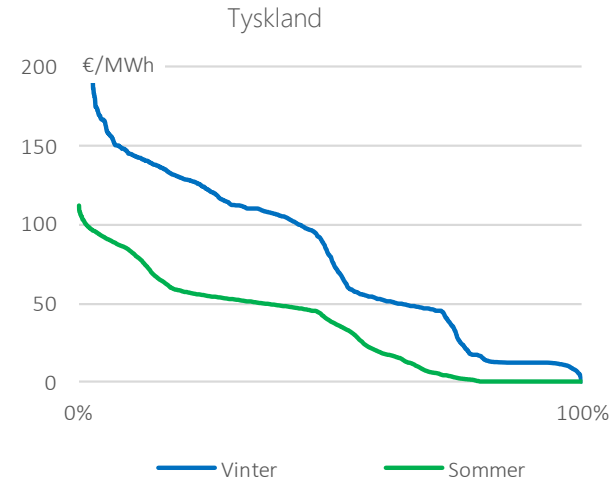
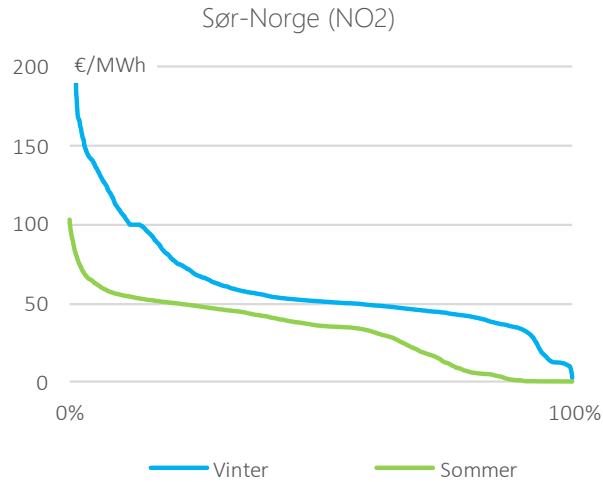


Simulert årlig snittpris



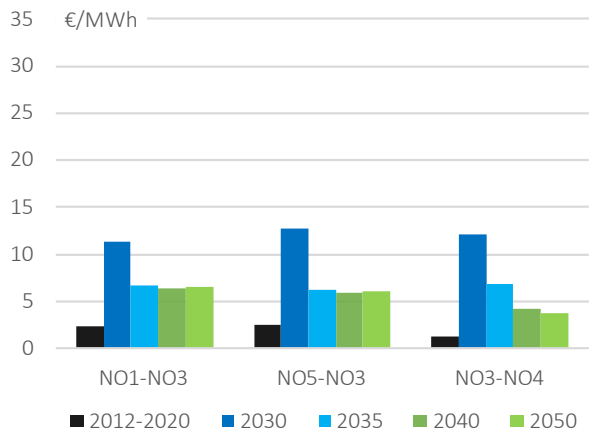
# Norden – prisvariasjonen blir langt høyere og likere den på kontinentet

Varighetskurve for vinterpriser (uke 48-5) og sommerpriser (uke 20-30) i 2040

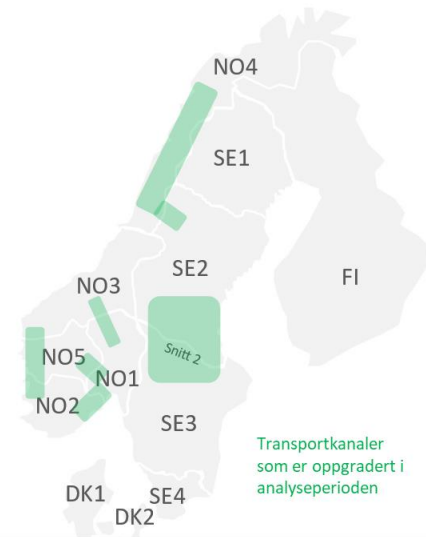
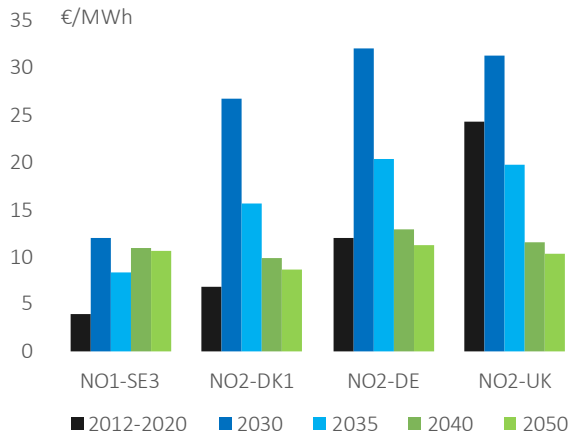


# Høye prisforskjeller time for time internt og mot utlandet

Prisforskjell time for time internt i Norge

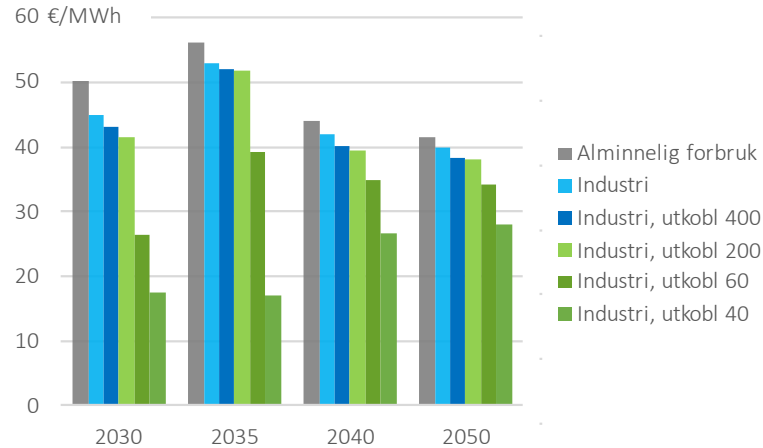


Prisforskjell time for time mellom Norge og utlandet

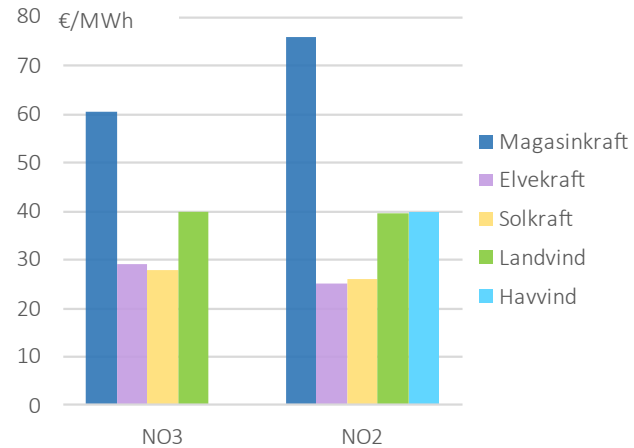


# Ulike typer forbruk og produksjon ser ulik kraftpris i snitt

Oppnådd snittpris i NO2 for ulike forbrukstyper\*



Oppnådd snittpris for ulike typer produksjon i 2030

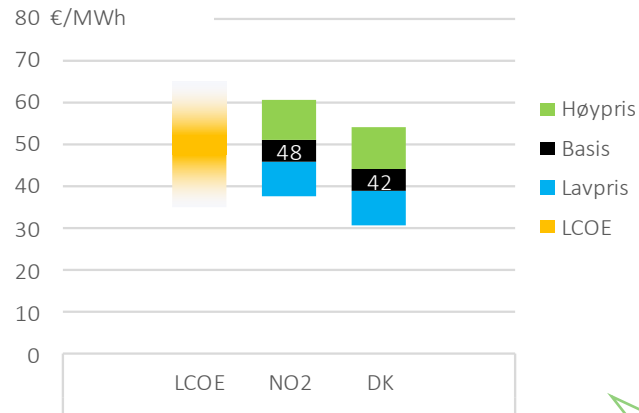


\*Industri, utkobl 40-60 er ment som illustrasjon, vi legger ikke til grunn forbruk på disse utkoblingstrinnene i NO2 i vår Basis



# Lavt støttebehov for ny norsk og nordisk kraftproduksjon i Basis

LCOE og opnådd kraftpris for bunnfast havvind i 2035



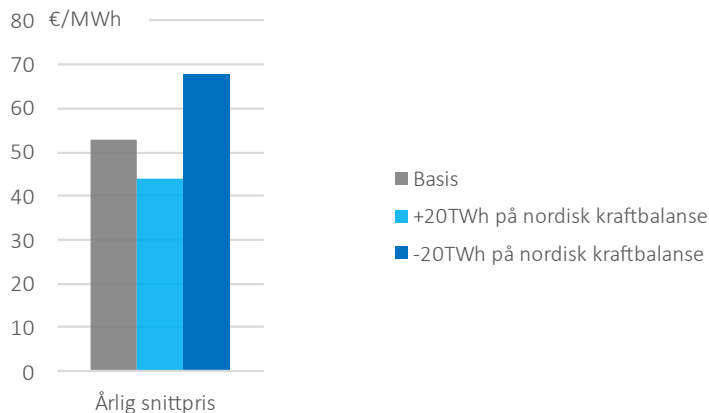
Kostnaden for nett til land har stor betydning for LCOE – og kan dermed avgjøre hvilke havområder det er mest rasjonelt å bygge ut

Både teknologisk utvikling og reduksjon i finansiell risiko gjennom CFD kontrakter bidrar til å redusere kostnadene. Fleksibilitet fra blant annet batterier og "sektorkobling" med hydrogen og varmemarkedet bidrar til å opprettholde inntektene

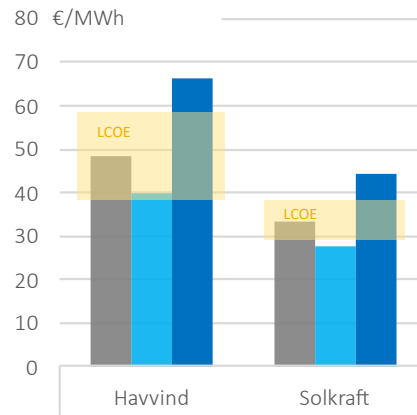
Kostnadene for norsk havvind sammenlignet med kostnadene for havvind i andre land vil påvirke veksten i Norge. Her kan nettkostnadene bety mye – med hybrid kan tilknytningskostnadene reduseres

# Nordisk overskudd presser oppnådd pris under kostnad for havvind

Kraftpris i NO2 for ulik nordisk kraftbalanse i 2035

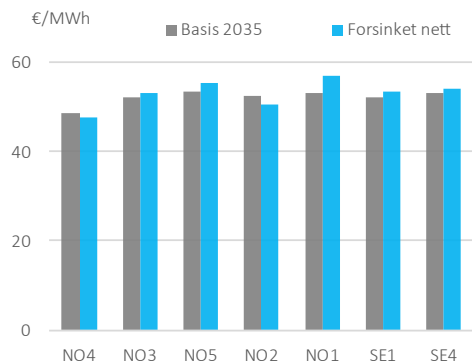


Oppnådd kraftpris i NO2 for ulik nordisk kraftbalanse i 2035

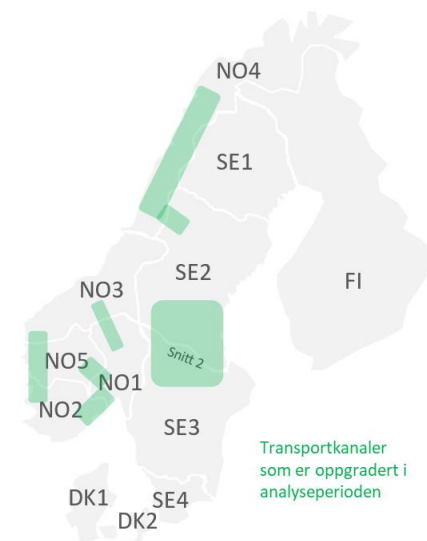
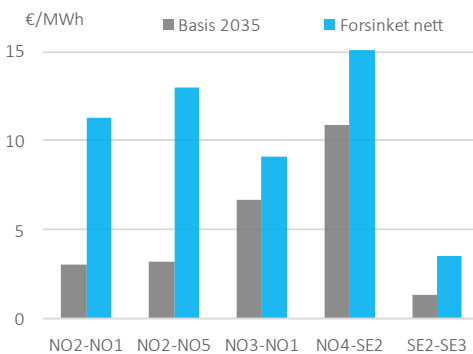


# Forsinket nettutbygging vil øke prisforskjellene time for time

Årlig snittpris i 2035 – i Basis og med forsinket nett

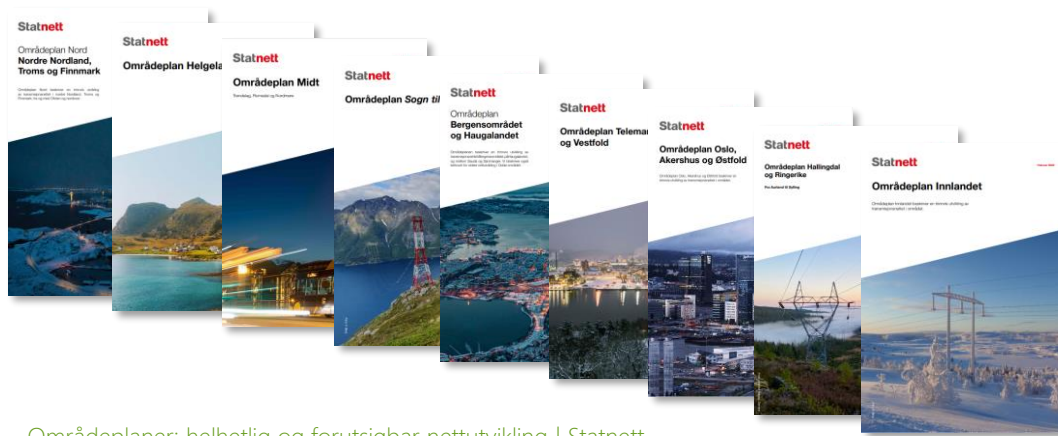


Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell i 2035

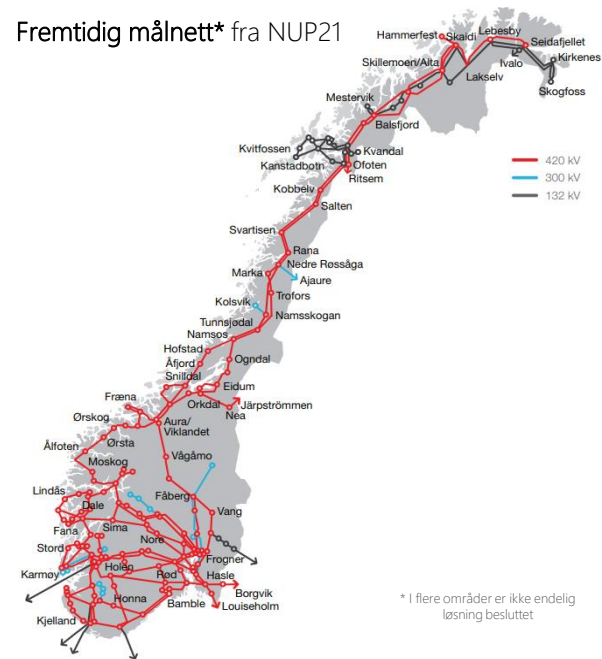


# Viktigere med et sterkt hovednett fremover

- Kraftsystemet skal gjennom store endringer
- Uten mye mer nett vil vi sannsynligvis ikke få en stor vekst i verken forbruk eller produksjon
- Behovet for en sterk hovedstruktur i nettet som er robust for å håndtere flere utviklingsscenario øker



Områdeplaner: helhetlig og forutsigbar nettvutvikling | Statnett





**Statnett**