

Forum for systemtjenester 2022

4. november, kl. 9:00-15, Nydalen/Teams

Formålet med møtet

Invitere aktørene til dialog rundt problemstillinger knyttet til betaling for systemtjenester etter forskrift om systemansvaret § 27 og utvikling av nye markedsløsninger og produkter

Temaer på agendaen for møtet

- Kommende endringer de neste 12 månedene
- Involvering av bransjen ifm. neste års utvikling
- Nye regulatoriske rammebetingelser for utvikling av systemtjenester
- Vedtak for leveranse og betaling av systemtjenester jf. fos §27

Klokka	Varighet	Tema
09:00		Velkommen og praktisk informasjon om møteform
09:05	45 min	Del 1: Introduksjon og orientering
		Drifts- og reservesituasjonen i året som har gått
		Automatisering av systemdriften
09:50	10 min	<i>pause</i>
10:00	1t 30 min	Del 2: Nye tekniske krav til FCR og plan for nasjonal implementering
11:30	60 min	<i>Lunsj</i>
12:30	1t 20 min	Del 3: Nytt siden forrige forum for systemtjenester og førstkomende endringer
		Felles nordisk kapasitetsmarked for aFRR
		Deltakelse i aFRR-markedet og prekvalifiseringsprosessen
		Marked for raske effektreserver (FFR)
		Systemansvaret - Retningslinjer
13:50	10 min	<i>Pause</i>
14:00	40 min	Del 4: Muligheter for nye teknologier til å bidra i reservemarkedene
		Økt tilgang på reserver og fleksibilitet
		<i>Eksternt innlegg - Vindkraft som leverandør av systemtjenester, Norwea/SFE/DanGrid</i>
14:00	40 min	Del 5: Vedtak om leveranse og betaling for systemtjenester 2023
15:00	10 min	Oppsummering og evaluering



Drifts- og reservesituasjonen i året som har gått

Forum for systemtjenester 4. november 2022

Nils Martin Espegren / Statnett landssentralen

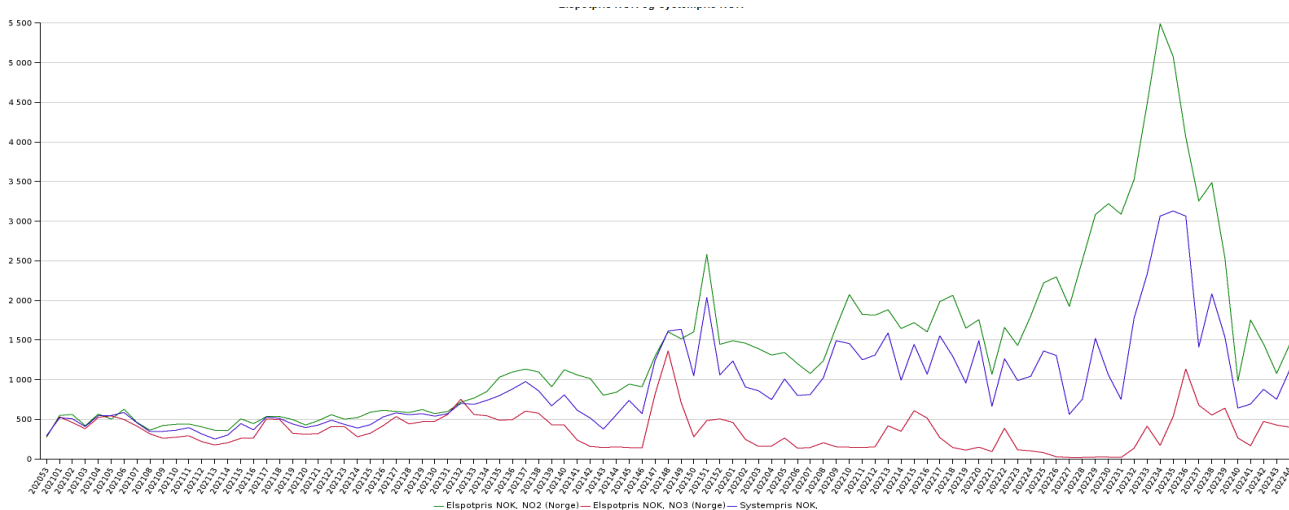
Statnett

Agenda

1. Priser og kraftutveksling, eksport og import
2. Endringer i "flytbildet"
3. Innkjøp av reserver

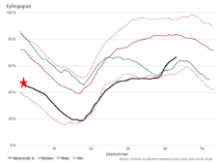
Utviklingen av day ahead ukepriser fra januar 2021 og frem til nå:

- Ukepriser viser det overordnede prisnivået og forskjellene
- Høsten 2021 og vinteren 2022 var det kun enkelte døgn og enkelttimer som hadde veldig høye priser.

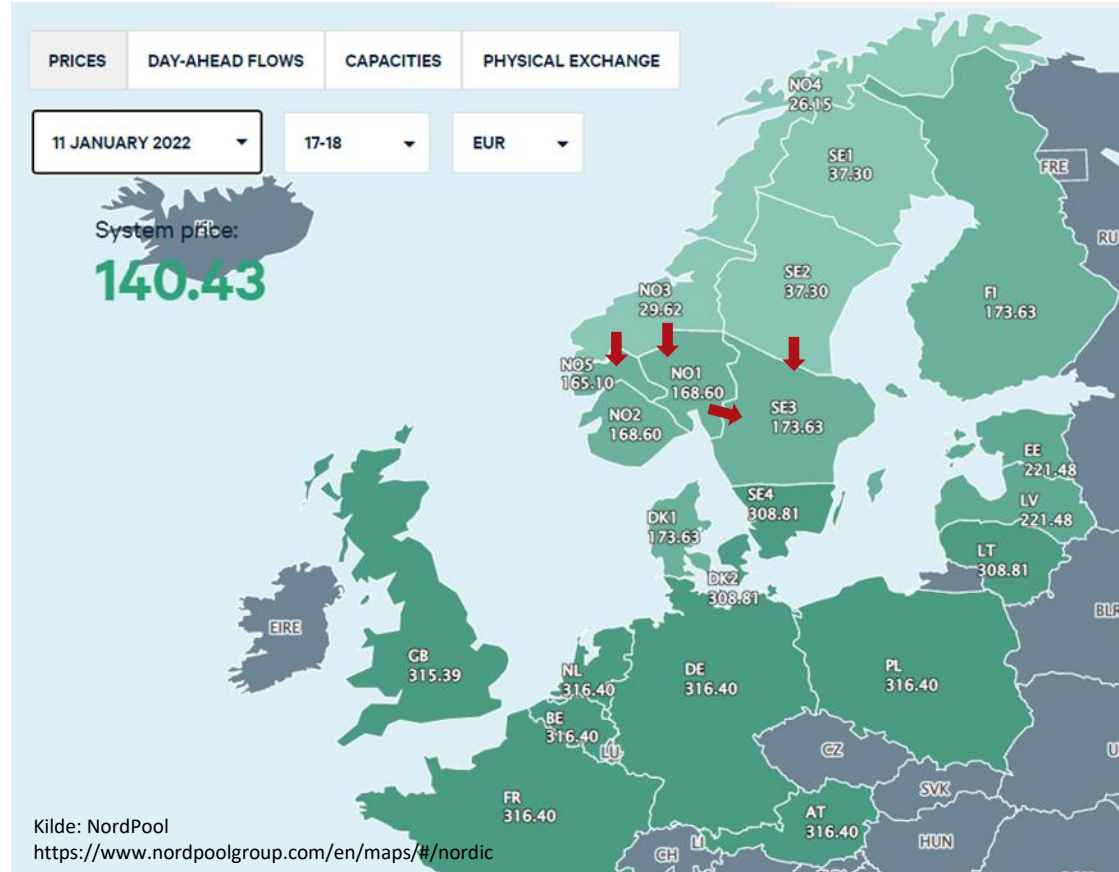


Typisk prisbilde i vinter i høylasttimene morgen og ettermiddag / kveld:

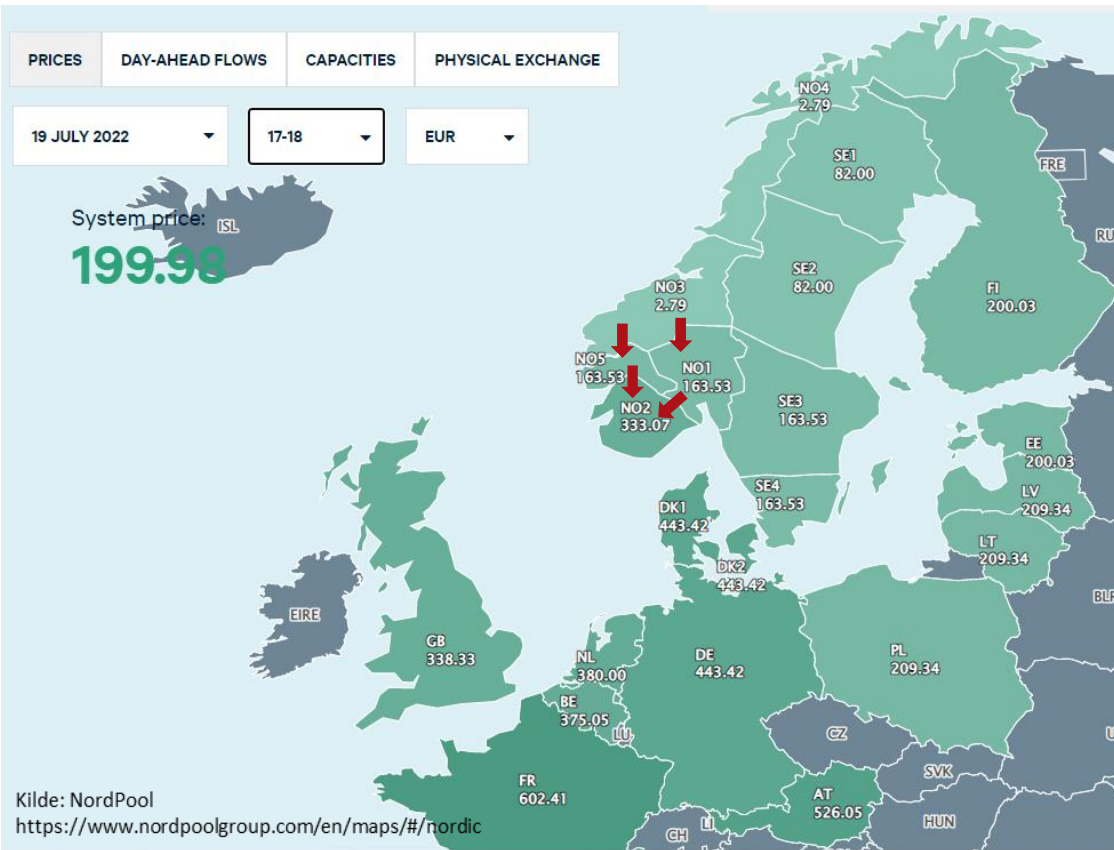
- Utklipp fra 11. januar time 18.
- Lav pris i NO3, NO4, SE1 og SE2.
- Eksportflaskehals ut av Sør-Norge.



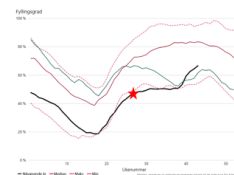
Fremtiden er elektrisk



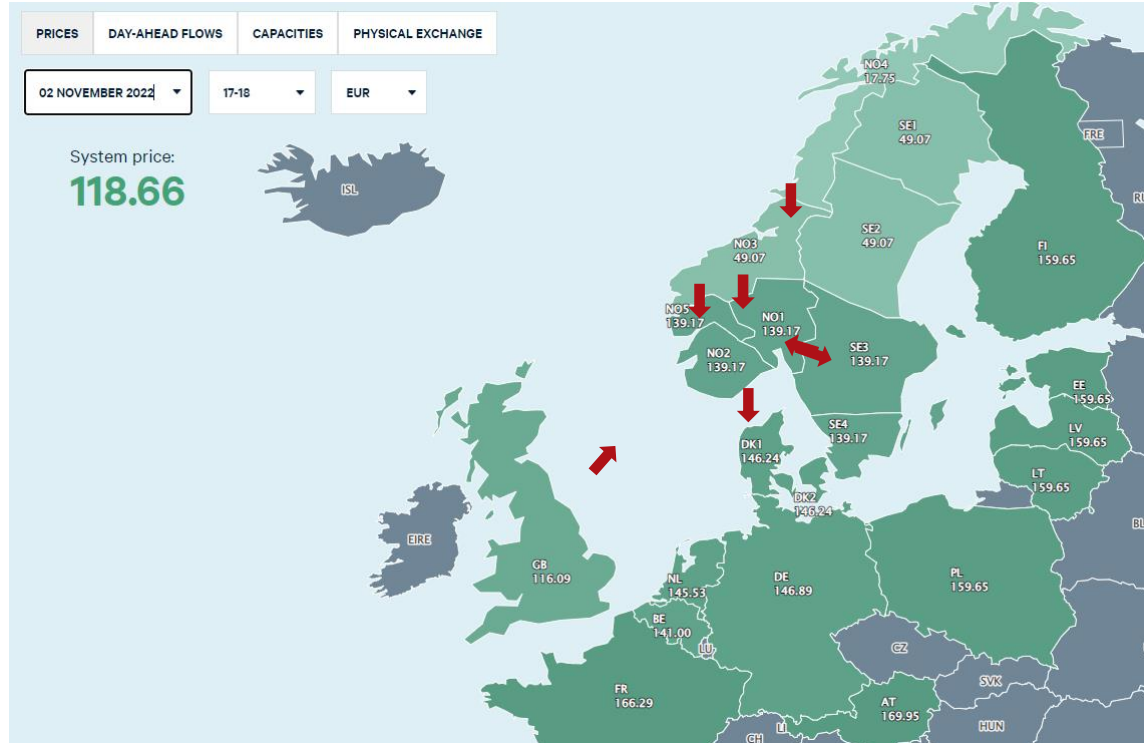
Nytt prisbilde fra sommeren 2022:



- Utklipp fra 19. juli time 18.
- Flaskehals inn mot NO2 fra NO1 og NO5 hele døgnet.
- Årsaker:
 - Lite vann i magasinene i NO2.
 - Anstrengt energisituasjon i Europa



Og nå er vi her igjen!



Kraftutveksling så langt i 2022:

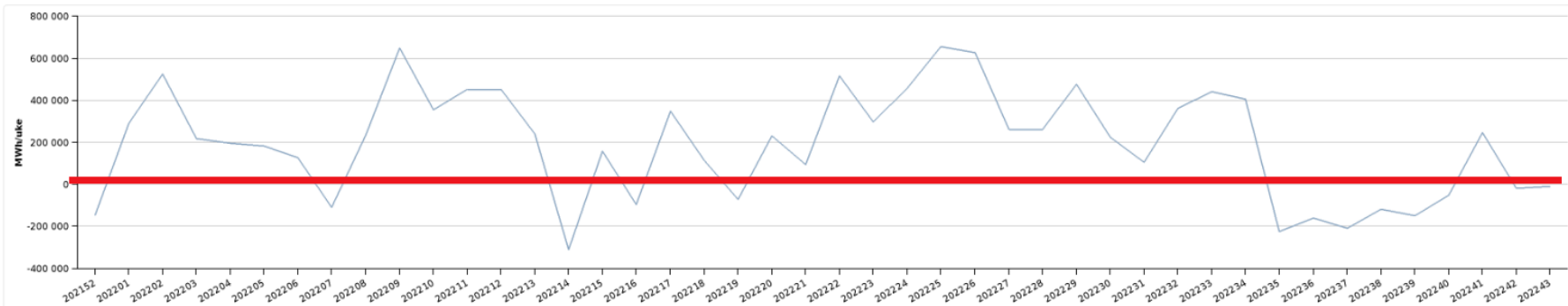
Kraftutveksling Norge-utlandet (MWh)

	Netto utveksling til/fra	Import fra (-)	Eksport til (+)	Gjennomsnitt per time	Høyeste per time	Laveste per time
Alle	8 581 768	-10 859 238	19 441 007	1 180	7 729	-6 953
Norge-Sverige	222 865	-5 289 348	5 512 214	31	3 240	-3 934
Norge-Danmark	1 946 622	-2 398 016	4 344 638	268	1 681	-1 612
Norge-Finland	344 807	-6 990	351 798	47	135	-61
Norge-Nederland	1 009 074	-265 759	1 274 834	139	730	-697
Norge-Tyskland	3 092 217	-1 377 921	4 470 139	425	1 400	-1 400
Norge-Storbritania	1 966 162	-1 521 203	3 487 364	270	1 400	-1 200

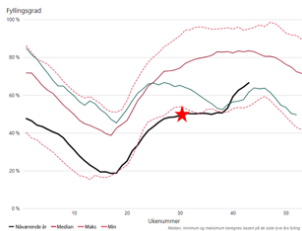
Så langt i 2022 har det totalt sett vært mer eksport enn import.

- Vi utveksler mest kraft med Sverige, både eksport og import.
- Men netto utveksling er størst mot Tyskland siden importen derfra foreløpig er mye lavere enn eksporten.

Kraftutveksling Norge-utlandet (MWh/uke)

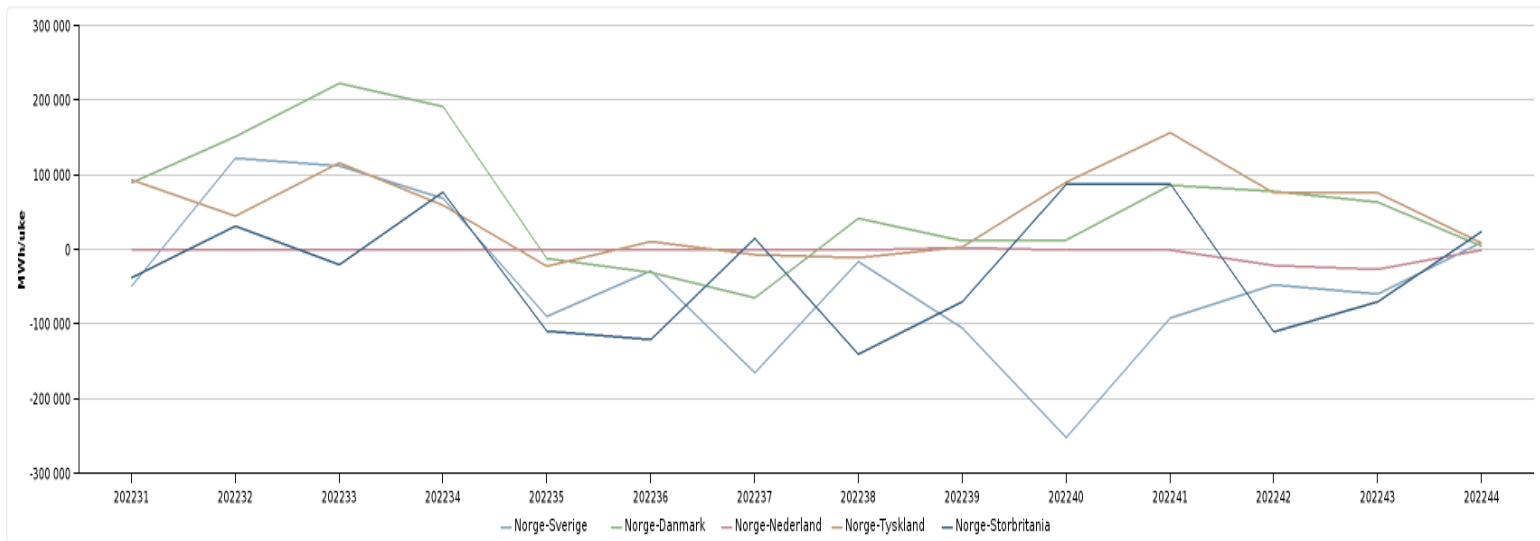


Kraftutveksling for ukene 31-43:



Kraftutveksling Norge-utlandet (MWh)

	Netto utveksling til/fra	Import fra (-)	Eksport til (+)	Gjennomsnitt per time	Høyeste per time	Laveste per time
Alle	685 149	-3 827 755	4 512 904	307	5 839	-4 477
Norge-Sverige	-587 195	-1 957 466	1 370 271	-263	2 472	-3 934
Norge-Danmark	851 184	-495 574	1 346 758	381	1 676	-1 611
Norge-Finland	116 653	-12	116 664	52	111	0
Norge-Nederland	-44 675	-90 687	46 012	-20	646	-618
Norge-Tyskland	699 303	-356 617	1 055 920	313	1 400	-1 400
Norge-Storbritania	-350 121	-927 400	577 278	-157	1 400	-1 200





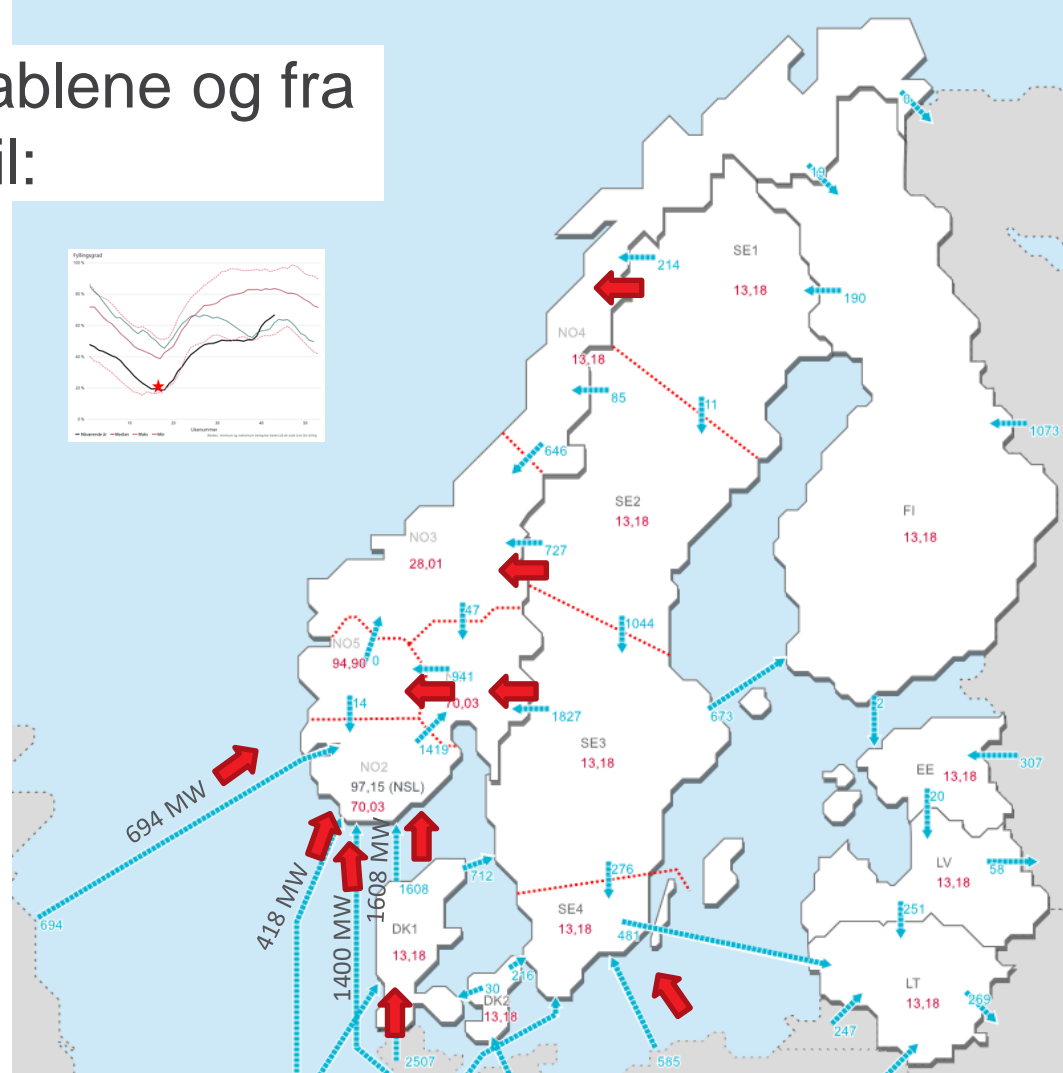
Endringer i "flytbildet"

Endringer som har skjedd i det nordiske kraftsystemet de siste årene:

- Vi har fått to nye HVDC kabler ut fra NO2:
 - NordLink (til Tyskland) ble i drift satt 09.12.2020 med 1400 MW kapasitet.
 - North Sea Link (til England) ble i drift satt 01.10.2021 med 1400 MW kapasitet.
- I Sverige er kjernekraftverkene Ringhals 1 og 2 blitt lagt ned i perioden fra 2019 til 2021 med ca 1800 MW produksjon.
- I både Sverige, Finland og Norge har det blitt installert en betydelig mengde vindkraft i de siste årene.
 - Sverige har nå ca 14 000 MW installert vindkraftkapasitet, (økende til ca 17 000 MW i 2025).
 - Finland har nå ca 4500 MW installert vindkraftkapasitet, (økende til 8100 MW i 2025).
 - Danmark har nå ca 7000 MW installert vindkraftkapasitet. (økende til 8900 MW i 2025).
 - Norge har nå ca 5500 MW installert vindkraftkapasitet, (økende til 6000 MW i 2025).
- Summen av alle endringene påvirker "flytbildet".

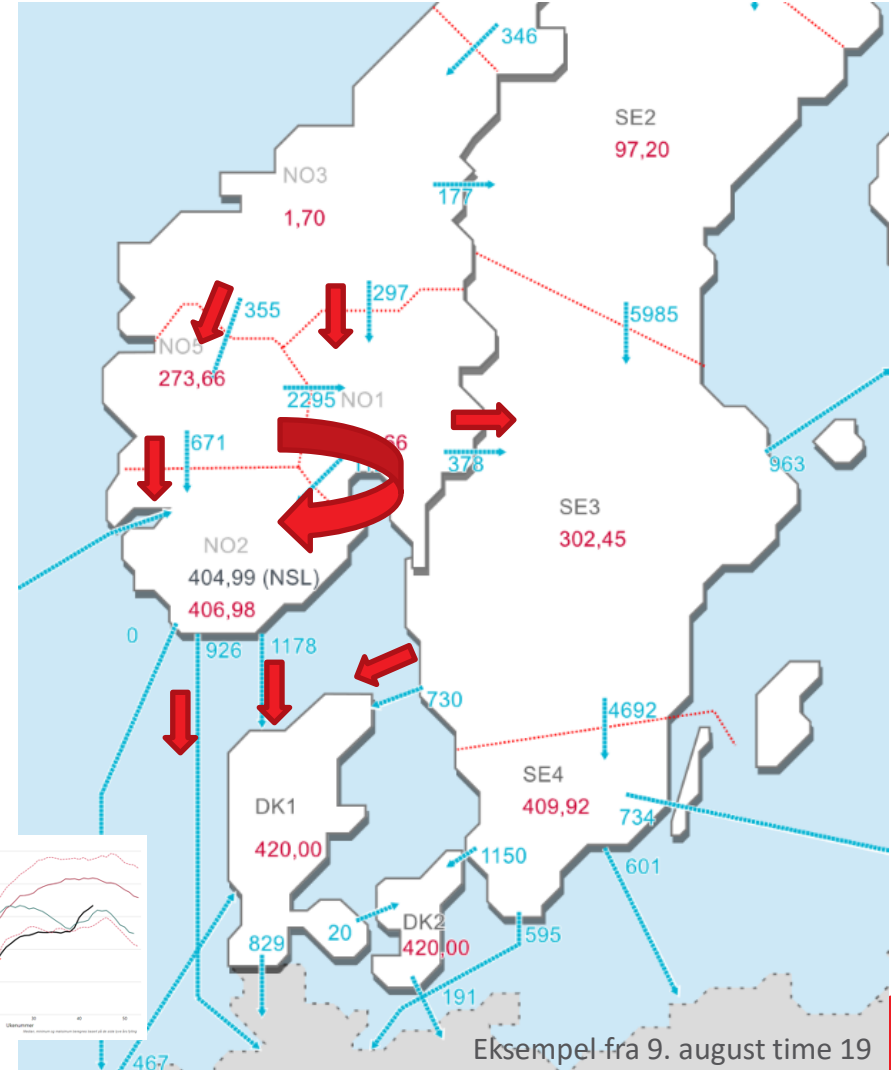
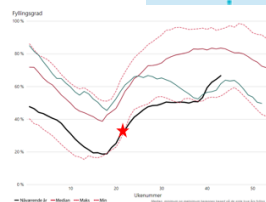
Høy import på HVDC-kablene og fra Sverige søndag 17. april:

- Importrekord på 7002 MWh/h i time 16 17. april.
- Få magasinverk kjørte både i NO2 og i NO5.
- Høy uvanlig flyt fra NO1 til NO5, (941 MW).
- Delt drift av 300 kV nettet på Vestlandet for å sikre N-1 drift til Bergen og for å avlaste flyten nordover i Sauda.
- Høy vindkraftproduksjon og store ubalanser.
- Totalt ble det regulert ned ca 1500 MW i time 16.



Effektflyt ved høy eksport på HVDC-kablene i **sommer**:

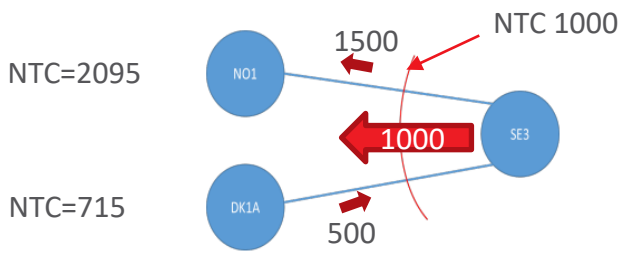
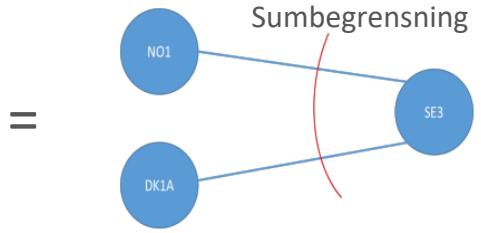
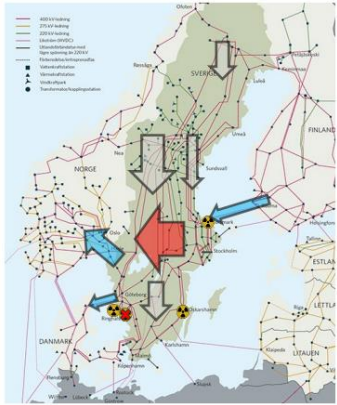
- I sommer var det ofte eksport på HVDC-kablene. Effektflyten NO1-SE3 varierte.
- Høy produksjon i NO3 og NO5, lav produksjon i NO2.
- Egen høypris i NO2.
- Høye priser på kontinentet.
- Effektflyten gikk fra NO5 via NO1 til NO2 (transitt).
 - Mange interne flaskehalser i NO1.
 - Høy utetemperatur gav lav overføringskapasitet på linjene.



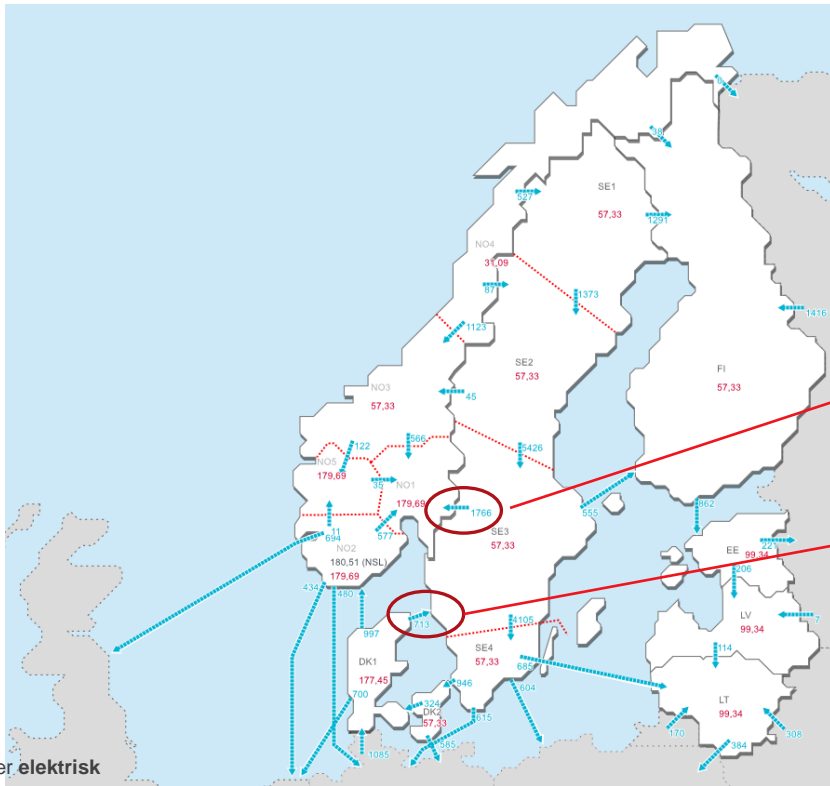
Svenska Kraftnät innførte sumbegrensning for SE3->NO1 og SE3->DK1A fra 29. mars for day ahead handel:

Problemer med høy flyt øst->vest i Sør-Sverige har gitt lav importkapasitet i Hasle (SE3->NO1)

Innføring av sumbegrensning fører til at kapasitet som ikke brukes i en korridor kan overføres til den andre korridoren.



Eksempel på effektflyt etter at sumbegrensningen ble innført (søndag 3. april time 23)



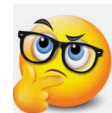
Det blir i perioder transitt igjennom Sverige:
DK1 -> SE3 -> NO1

Flyten vil være samfunnsøkonomisk, men det kan oppstå flyt på enkeltkorridorer som ikke er intuitive (kraft sendes fra et dyrt område til et område med lavere pris).

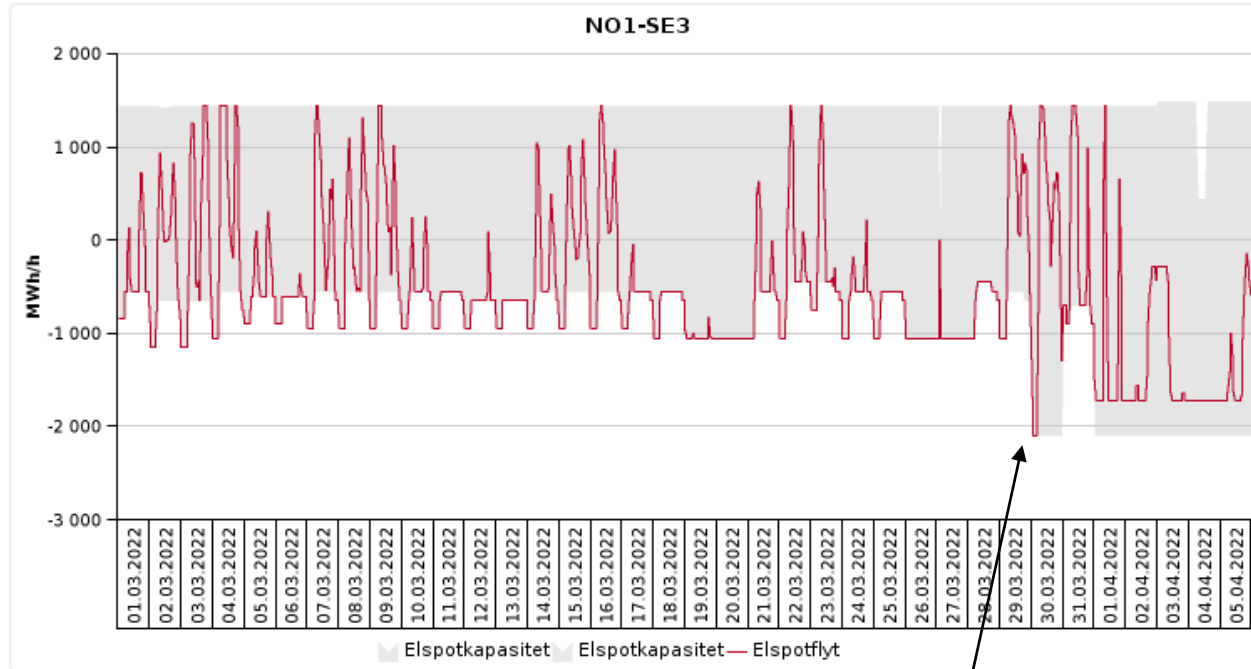
Fra lavprisområde til høyprisområde



Fra høyprisområde til lavprisområde



Økt importmulighet SE3->NO1 etter at sumbegrensning ble innført:



Innføring av sumrestriksjon



Innkjøp av reserver

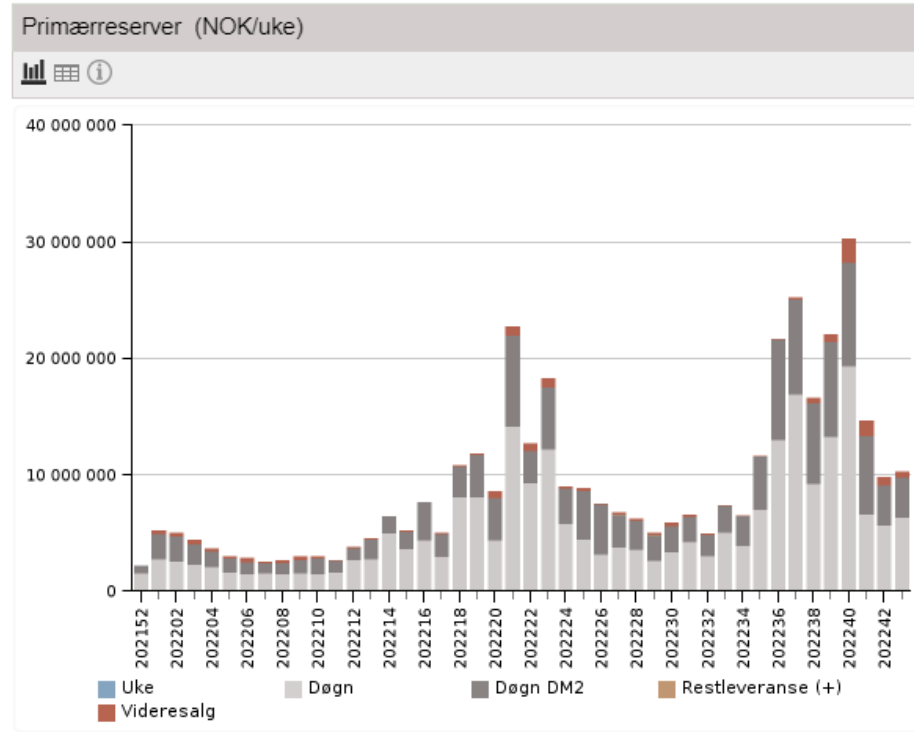
Reserver – hvilke reserver kjøper Statnett?

For å håndtere ubalanser og feil, må kraftsystemet ha tilstrekkelig med reserver. Både primær-, sekundær- og tertiærreserver anskaffes gjennom markedsløsninger.

- **Primærreserver** (FCR-N/D [MW]) blir automatisk aktivert i løpet av få sekunder basert på målt frekvens hos den enkelte stasjons kontrollanlegg.
Primærreservene kjøpes inn i et D-2(30%) og D-1 marked(70%). (240 MW/t)
- **Sekundærreserver** (aFRR [MW]), LFC blir også automatisk aktivert i løpet av få minutter gjennom signaler fra Statnett til en sentral styreenhet (AGC) som forandrer sett-punkt på regulatoren til generatoren. Sekundærreservene kjøpes daglig inn i et D-1 marked.
- **Tertiærreserver** (Regulerkraftmarkedet [MW])
Aktiveres **manuelt** i driftstimen innen 15 min. Landssentralen aktiverer budene elektronisk eller manuelt. Tertiærreservene kjøpes inn i et Reguler Kraft Opsjons Marked, RKOM.
Kjøpene gjøres delvis i et sesongmarked og resten kjøpes inn i et ukemarked.
- De totale kostnadene for sekundær- og tertiær-reservemarkedene ble rekordhøye for 2021. Så langt for 2022 har systemdriftskostnadene har kostnadene nådd nye høyder.

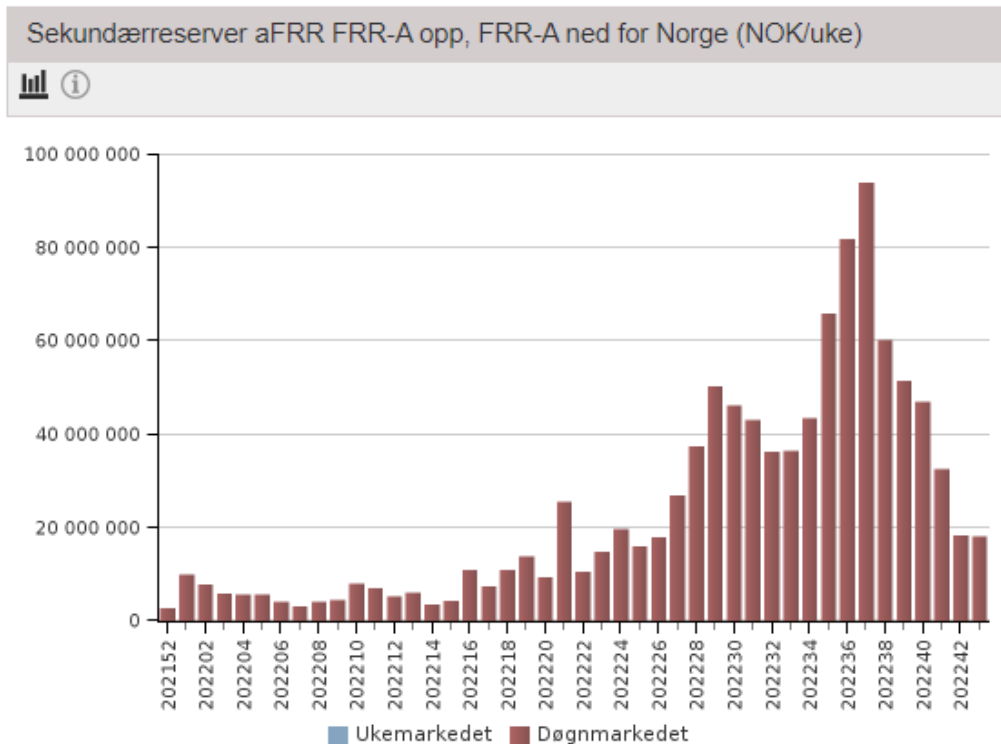
Oversikt over kostnader for innkjøp av primærreserver, FCR-N pr uke for ukene 1-43 i 2022:

Uke 1-43: 386 MNOK



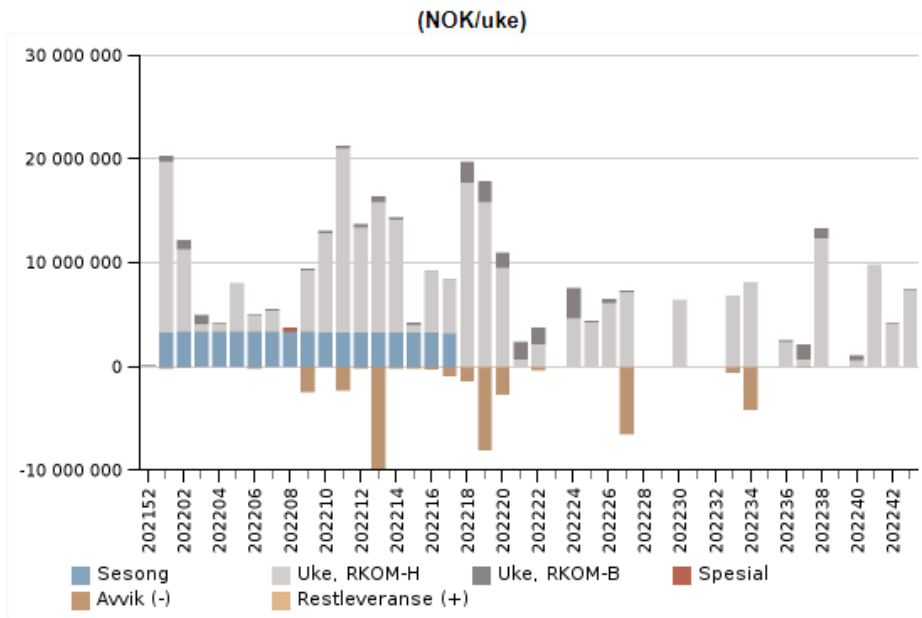
Oversikt over kostnader for innkjøp av sekundærreserver, aFRR pr uke for ukene 1-43 i 2022:

Uke 1-43: 1037 MNOK

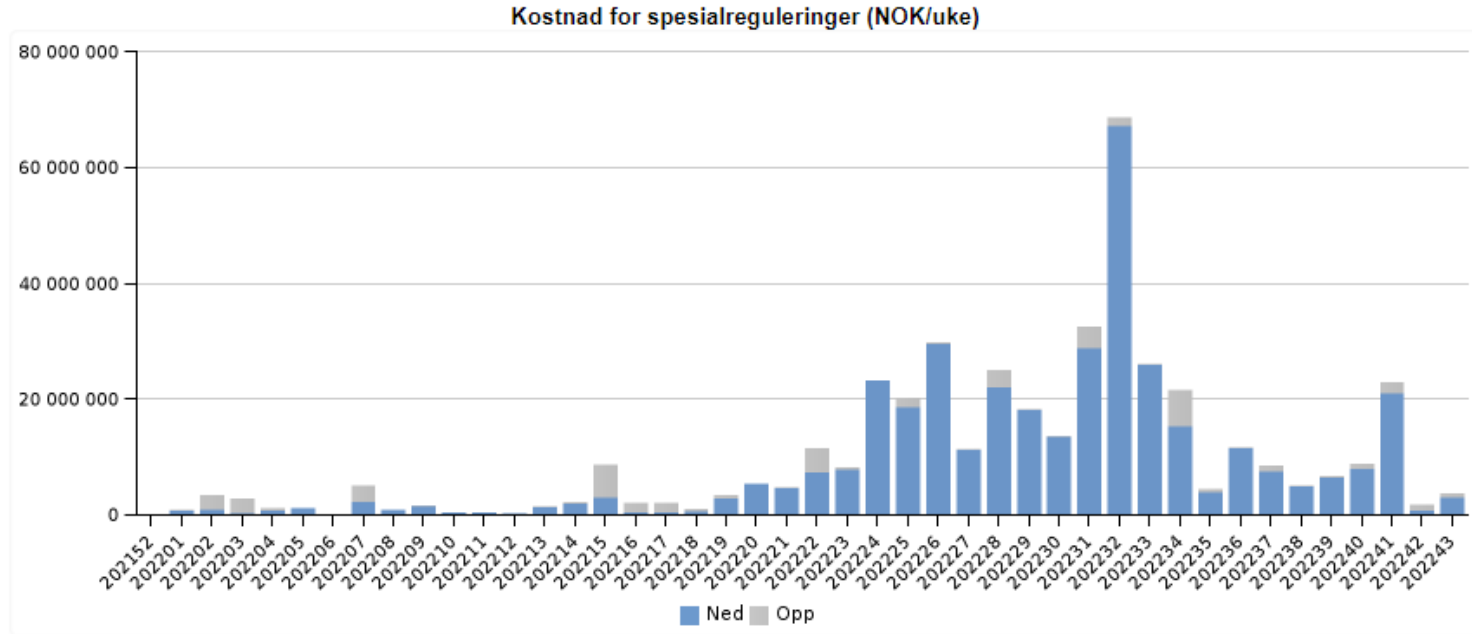


Oversikt over kostnader for innkjøp av regulerkraftopsjoner, RKOM pr uke for ukene 1-43 i 2022:

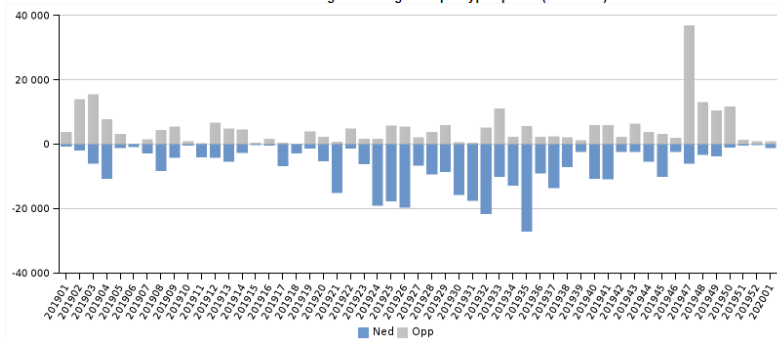
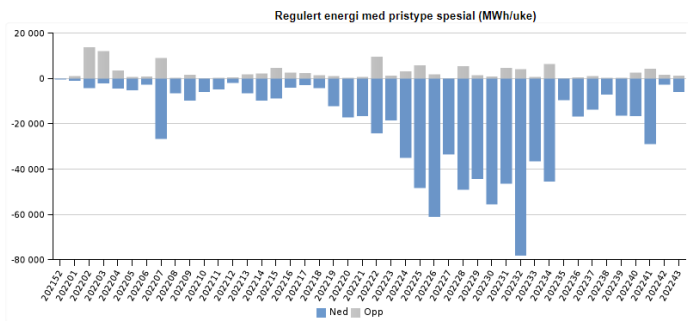
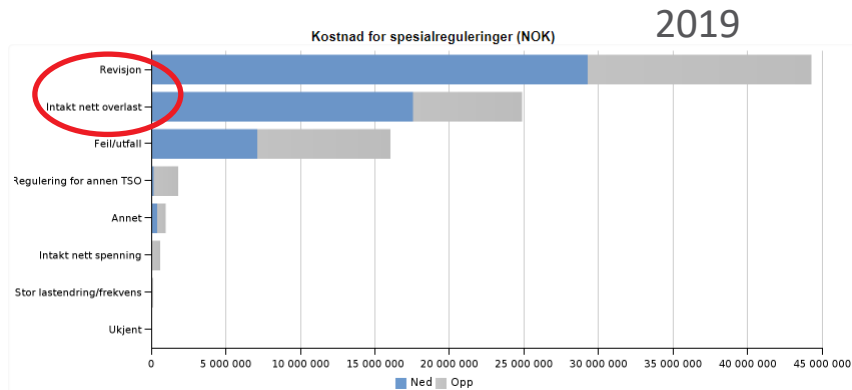
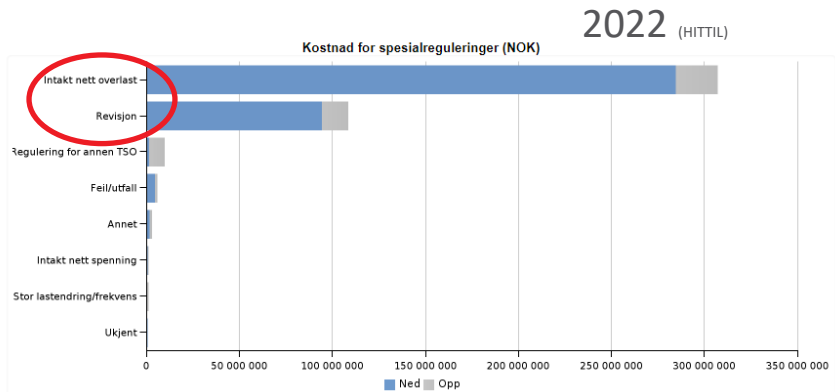
Uke 1-43: 318 MNOK



Oversikt over spesialreguleringskostnader hittil i 2022 for uke 1-43: Totalt 437 MNOK



Spesialregulering i 2022 vs 2019



Oversikt over totale reservekostnader hittil i år sammenlignet med 2021:

	2022	2021
Primærregulering	386 MNOK	147 MNOK
Sekundærregulering	1037 MNOK	69 MNOK
RKOM	318 MNOK	188 MNOK
Spesialregulering	437 MNOK	154 MNOK
Sum	2178 MNOK	558 MNOK

Reserver avgjørende for tilfredsstillende forsyningssikkerhet

- Nok
- På rett plass
- Responderer i henhold til vilkår



Fyllingsgrad
66,6%

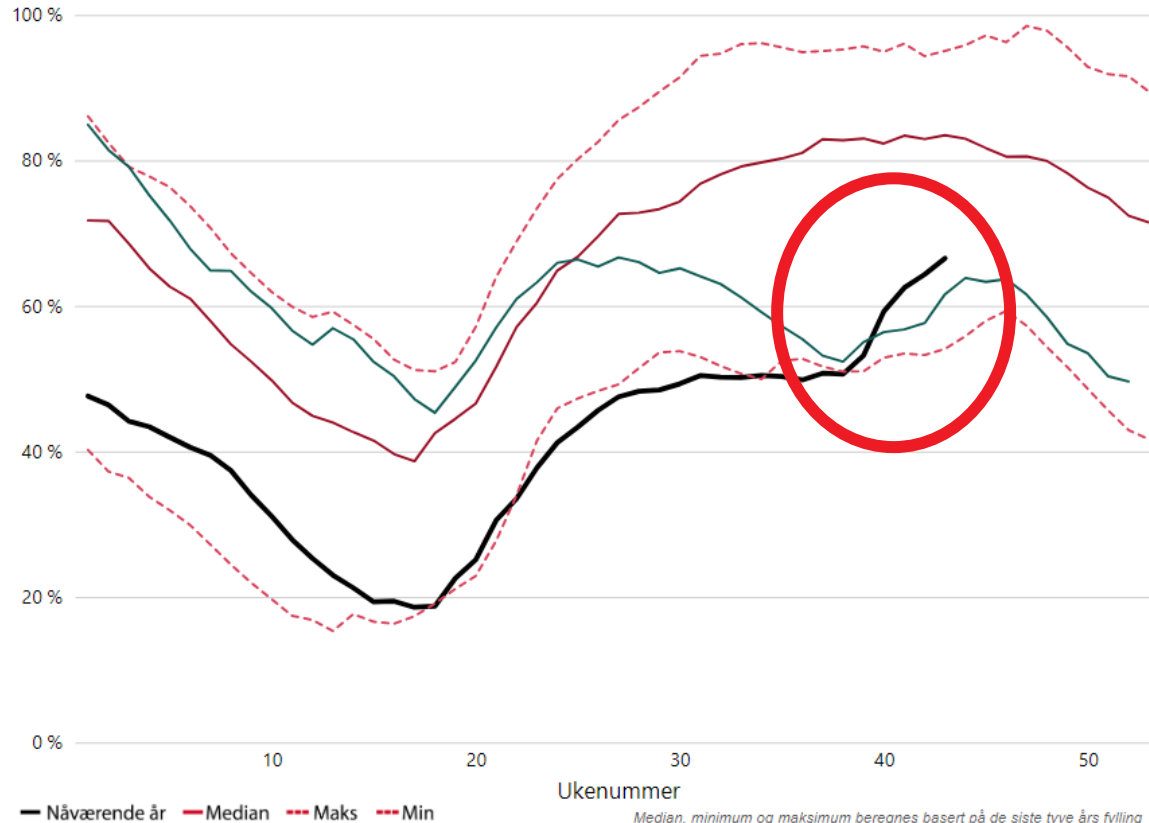
Endring sist uke
+2,2%

Kapasitet
33,9 TWh



NVE

Fyllingsgrad



Velg område

NO 2

Legg til år

2021

Visning

 %
 TWh
 Tabell

Vannstand sist målt

30. oktober 2022

Neste oppdatering

9. nov 2022 13:00

[Om magasinstatistikken](#)[Til API](#)[Gi oss tilbakemelding](#)

For nedlasting av data :
trykk på øvre høyre
hjørne av figur /tabell.

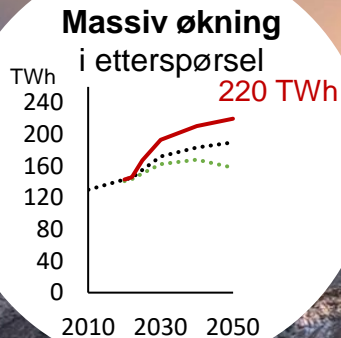
Automatisering av systemdriften

Forum for systemtjenester, 04.11.22

Elisabeth Østreng, direktør Utvikling - Systemdrift



Statnetts operasjonelle strategi – Det grønne taktskiftet



Fundamentale endringer i systemdrift og markedsløsninger *frem til 2030*

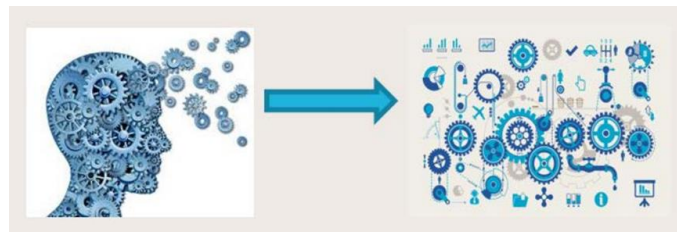
Målsetningene våre:

- Vi utvikler markedsløsninger som spiller godt sammen med fysikken
- Vi øker automatiseringen av systemdriften betraktelig
- Vi realiserer synergier basert på felles data og integrerte løsninger
- Vi sørger for effektiv utnyttelse av fleksibilitet i balanseringen og for å sikre god nettutnyttelse
- Driftskoordineringen skal videreutvikles sammen øvrige nettselskap
- Vi forbedrer samordningen og planleggingen av driftsstanser



Fokusområder de neste to årene for systemdriften:

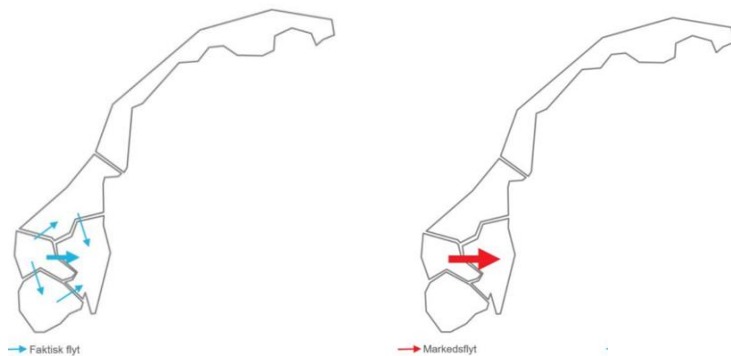
- Nordisk balanseringsmodell og flytbasert markedskobling
- Etablere nordisk selskap for driftskoordinering
- Sikre tilgang på reserver og fleksibilitet
- Bygge et solid digitalt fundament



Operativ systemdrift, overordnet



Operativ systemdrift, overordnet



Operativ systemdrift, overordnet

Optimere nett-konfigurasjon.

Klarere marked

Justere planer

Sanntidsdrift



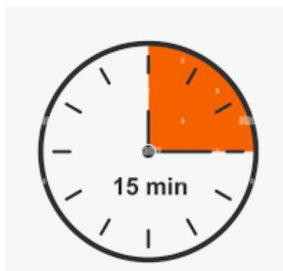
Operativ systemdrift, overordnet

Optimere nett-konfigurasjon.

Klarere marked

Justere planer

Sanntidsdrift

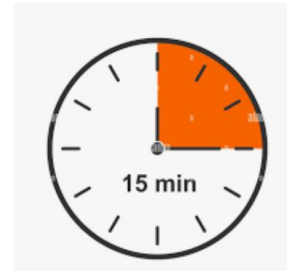


Operativ systemdrift, overordnet

Optimere nett-konfigurasjon.

Klarere marked

Sanntidsdrift

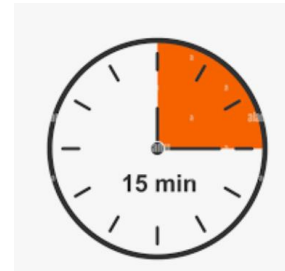


Operativ systemdrift, overordnet

Optimere nett-
konfigurasjon.

Klarere marked

Sanntidsdrift



To store nordiske initiativer

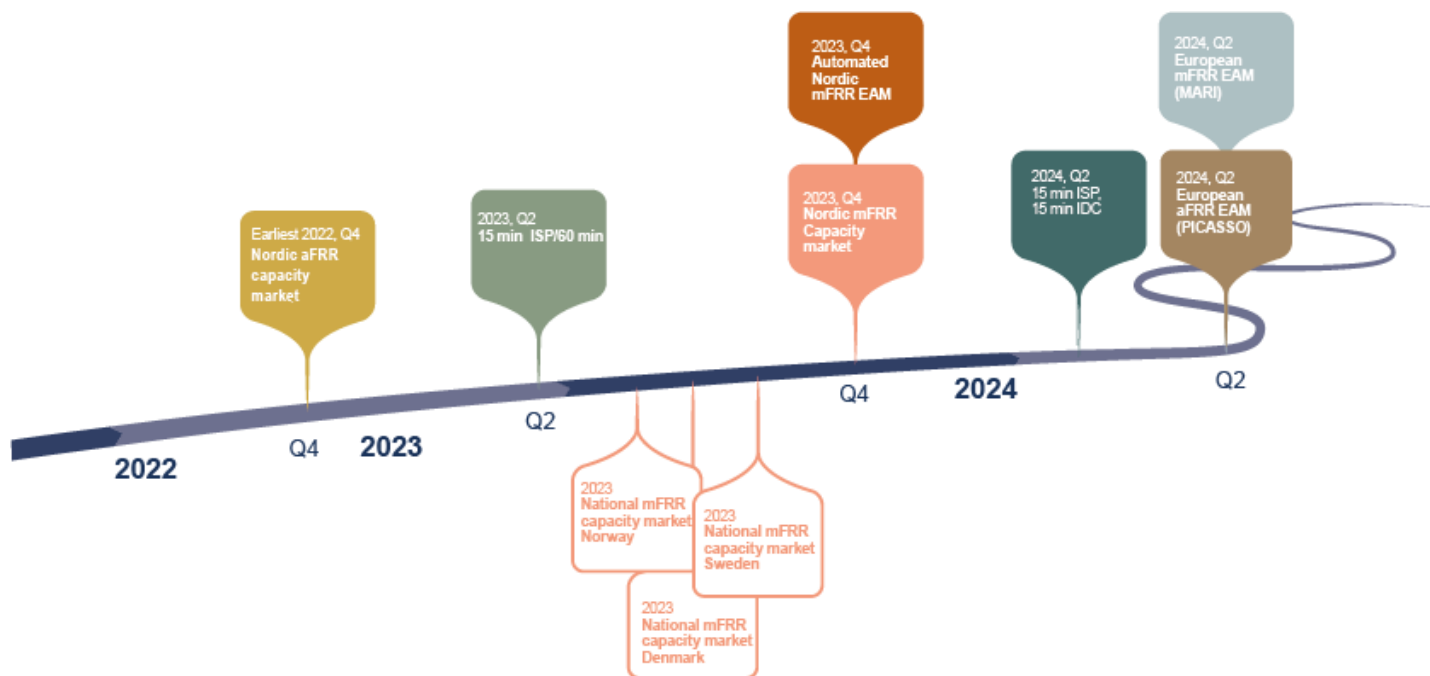


NBM – balansering,
reservemarkeder m.m.

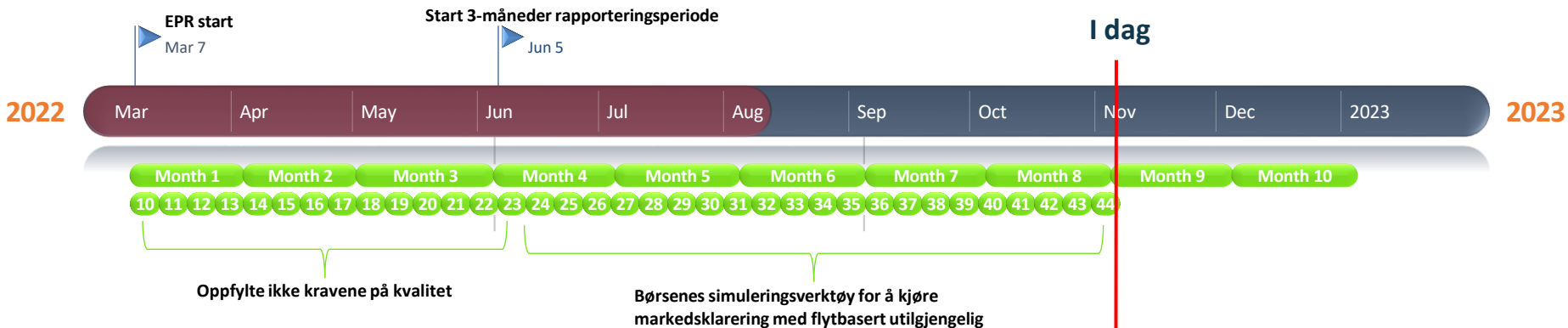


RSC/RCC – driftsplanlegging/
koordinering, inkl innføring av
flytbasert markedskobling

NBM-veikart – status



Status implementering flytbasert



- Flytbasertkapasiteter er veldig annerledes sammenlignet med dagens kapasiteter
 - Ekstern parallellkjøring kjøres i **1 år** for å gi TSO-operatører og markedsaktører tid til å lære
 - KPIer på bruk av fallback, strukturelle forsinkelser, samfunnsøkonomisk nytte, effekt på intradagmarkedet
- Startet offisiell parallellkjøringen 7. mars 2022
 - Krav om kvalitet første tre månedene har gitt utsettelse

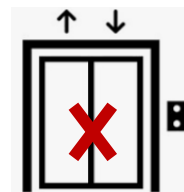
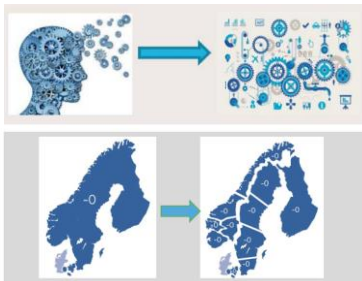
Vi MÅ

automatisere balanseringen **før** vi innfører finere tidsoppløsning og mindre budstørrelser

gjøre den nordiske balanseringsprosessen **kompatibel** med europeisk balanseringsprosessen

gjøre det **sammen** i Norden og med aktørene

lage et **fundament** som vi kan bygge videre utvikling av systemdriften på



Takk for meg!



Plan for idriftsetting av mFRR EAM

Process													2023							
	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
Bid submission and Activation: CIM-format and ECP					Test	Transition period														
Bid submission and Activation: automated balancing	Test										Functional verification test							Go-live		
Health check				Test		Start heartbeat														
Other messages (market result, availability report)													Test					Go-live		

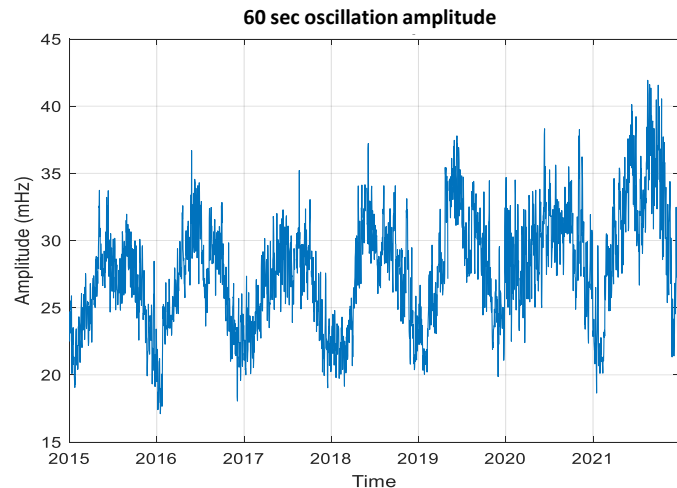
Klokka	Varighet	Tema
09:00		Velkommen og praktisk informasjon om møteform
09:05	45 min	Del 1: Introduksjon og orientering
		Drifts- og reservesituasjonen i året som har gått
		Automatisering av systemdriften
09:50	10 min	<i>pause</i>
10:00	1t 30 min	Del 2: Nye tekniske krav til FCR og plan for nasjonal implementering
11:30	60 min	<i>Lunsj</i>
12:30	1t 20 min	Del 3: Nytt siden forrige forum for systemtjenester og førstkomende endringer
		Felles nordisk kapasitetsmarked for aFRR
		Deltakelse i aFRR-markedet og prekvalifiseringsprosessen
		Marked for raske effektreserver (FFR)
		Systemansvaret - Retningslinjer
13:50	10 min	<i>Pause</i>
14:00	40 min	Del 4: Muligheter for nye teknologier til å bidra i reservemarkedene
		Økt tilgang på reserver og fleksibilitet
		<i>Eksternt innlegg - Vindkraft som leverandør av systemtjenester, Norwea/SFE/DanGrid</i>
14:00	40 min	Del 5: Vedtak om leveranse og betaling for systemtjenester 2023
15:00	10 min	Oppsummering og evaluering

FCR

NYE TEKNISKE KRAV OG PLAN FOR NASJONAL IMPLEMENTERING

Bakgrunn: Behov for oppdaterte tekniske krav til FCR

- Gjeldene tekniske krav til FCR
 - er ikke harmonisert i Norden
 - er ikke tilpasset nye leverandører av FCR
 - oppfyller ikke lenger behovene til kraftsystemet
- Kraftsystemet endrer seg raskere enn noen gang → behovet for bedre reserver øker



Designkriterier: Nye tekniske krav til FCR

- Vi skal ha tekniske krav som er



Teknologinøytrale,



Harmoniserte i Norden,



Funksjonelle,



Mulig å teste lokalt, og



Skal møte behovene i det nordiske kraftsystemet



Utforming av nye tekniske krav til FCR

- Stiller større krav til aktivering og deaktivering av reserver

Grunnstammen til kravene er:

1. Performance (ytelse)

= evne til å dempe amplitude på ubalanser

2. Robust stabilitet

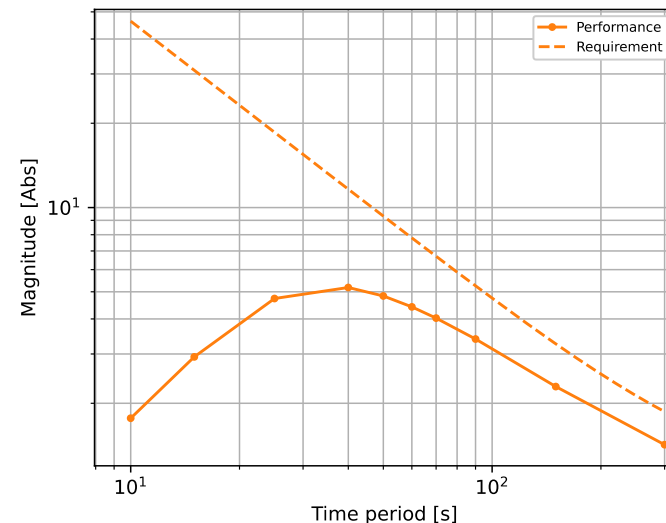
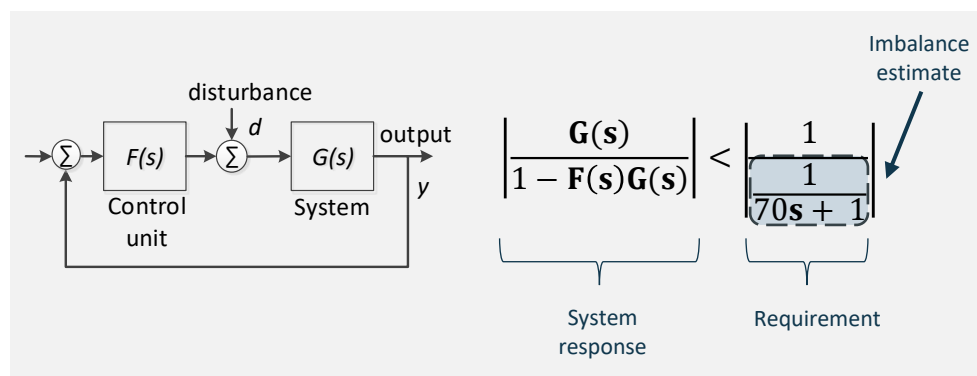
= stab. marginer i 'worst case' Nordisk system

→ Tøffere krav til ytelse

→ Stabilitetskriteriene minner om stabilitetsmarginer beskrevet i NVF

FCR-N performance (ytelse)

- Amplituden til den lukkede sløyfetransferfunksjonen (FCR-enhet + kraftsystemmodell) skal ikke være høyere enn amplitude til forstyrrelsesprofilen, dvs. kravkurven



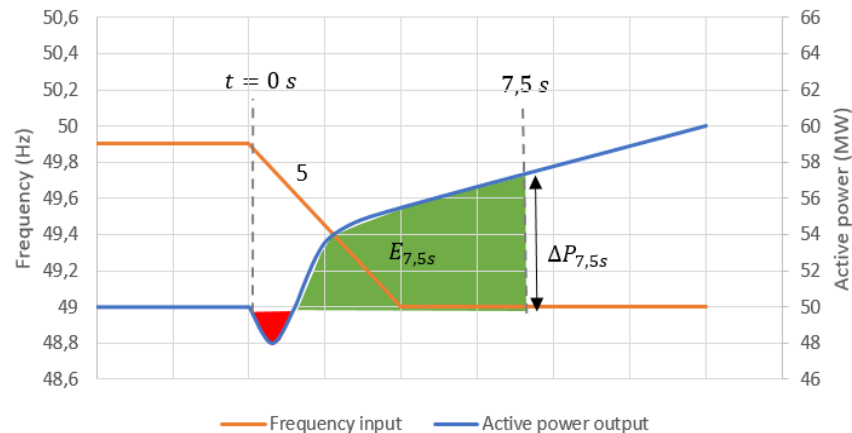
FCR-D performance (ytelse)

- Responsen fra FCR-enheten skal oppfylle følgende krav dersom det oppstår en frekvensforstyrrelse:

$$|\Delta P_{7.5s}| \geq 0.86 \cdot |\Delta P_{ss,theoretical}|$$

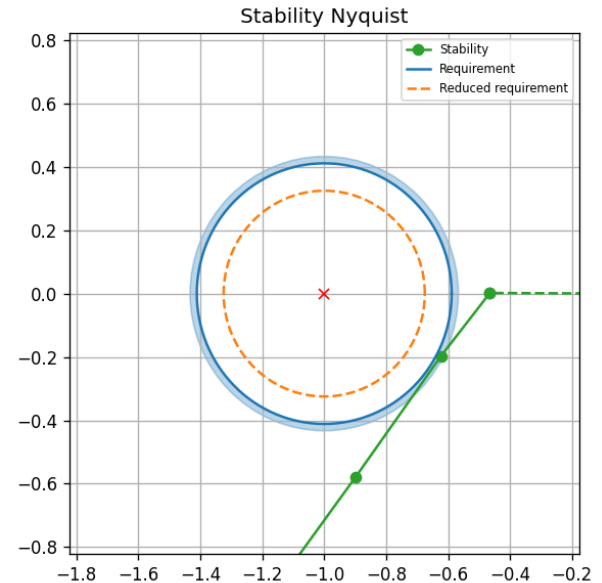
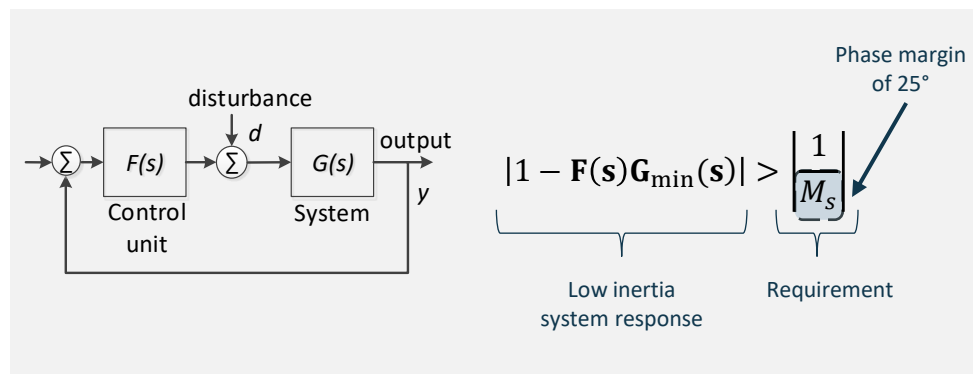
$$|E_{7.5s}| \geq 3.2s \cdot |\Delta P_{ss,theoretical}|$$

- Skalering (0,75-1) av responsen er tillatt dersom FCR-enheten har problemer med å oppfylle kravet



FCR-N og FCR-D stabilitetskrav

- Nyquist-kurven for den åpne sløyfetransferfunksjonen til systemet (FCR-enhet + kraftsystemmodell) skal passere på høyre side av punktet $(-1,0j)$, med en margin på minimum radius $1/M_S = 0,43$



Andre aspekter adressert i de nye tekniske kravene

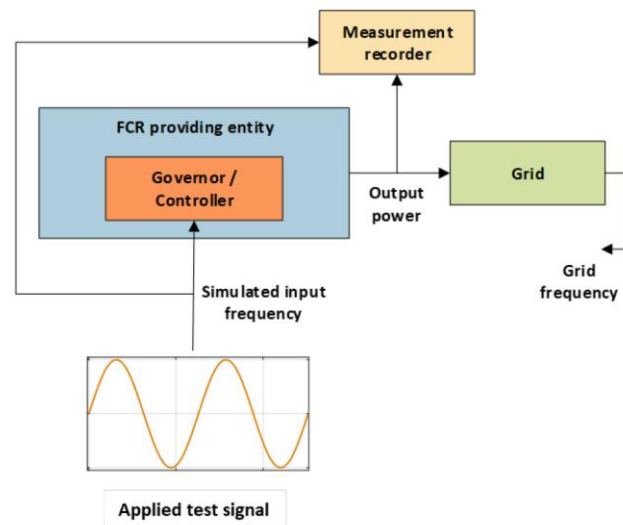
- Krav til deaktivering av FCR-leveranse: Skal ha tilnærmet samme ytelse ved deaktivering som aktivering
 - Innfører skille mellom statisk og dynamisk FCR-D → Statisk = oppfyller ikke deaktiveringskravet og/eller trenger hviletid mellom aktiveringer
- Modusskifte for enheter som har problemer med å oppfylle kravene til stabilitet for FCR-D leveranse
 - Tillater et parametersett som ikke helt oppfyller stabilitetskravet i en kort periode (≤ 10 sek) før enheten bytter over på mer stabile parametere
- Krav til aggregerte porteføljer med FCR-enheter
- Krav til reserver med begrenset energireservoar (LER)

Prekvalifisering

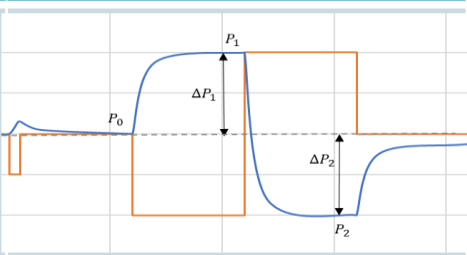
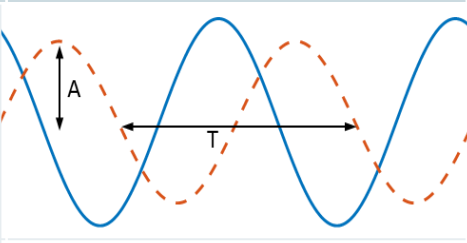
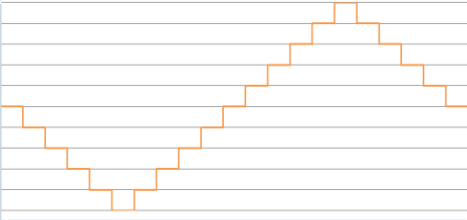


Krav til prekvalifisering for å delta i markedet for hvert produkt: FCR-N, FCR-D opp, FCR-D ned

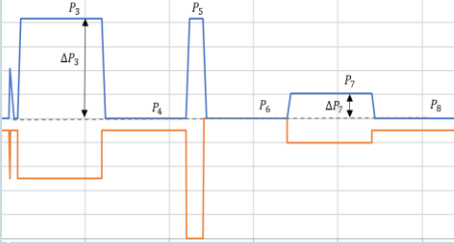
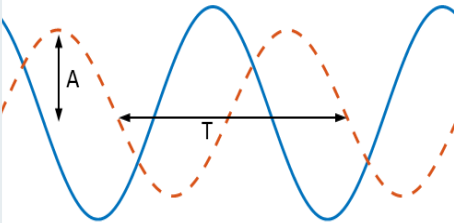
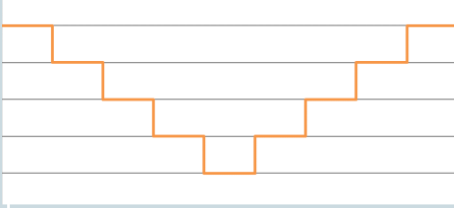
- For å søke om prekvalifisering av enheter må det gjennomføres tester lokalt på anlegg



FCR-N prekvalifiseringstester

Test	Driftsforhold under test	
<p>Stegrespons:</p> <ul style="list-style-type: none"> Inkludert varighetstest for et av driftsforholdene 		<ul style="list-style-type: none"> Høyt settpunkt, lav statikk Høyt settpunkt, høy statikk Lavt settpunkt, lav statikk Lavt settpunkt, høy statikk
<p>Sinusrespons:</p> <ul style="list-style-type: none"> Sentrert rundt 50 Hz Periodetider [sek]: 10 15 25 40 50 60 70 90 150 300 		<ul style="list-style-type: none"> Høyt settpunkt, høy statikk
<p>Linearitetstest</p> <ul style="list-style-type: none"> For enheter med ikke-kontinuerlig respons 		<ul style="list-style-type: none"> Høyt settpunkt, lav statikk Lavt settpunkt, høy statikk

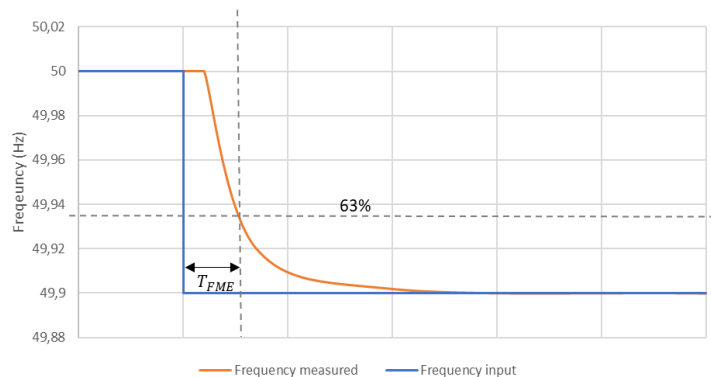
FCR-D prekvalifiseringstester

Test	Driftsforhold under test	Kommentar
<p>Ramperespons:</p> <ul style="list-style-type: none"> Inkludert varighetstest for et av driftsforholdene 	 <ul style="list-style-type: none"> Høyt settpunkt, lav statikk Høyt settpunkt, høy statikk Lavt settpunkt, lav statikk Lavt settpunkt, høy statikk 	<ul style="list-style-type: none"> De to siste stegene er kun nødvendig dersom enheten skal tilby både FCR-N og FCR-D, og kun for testene med høy statikk
<p>Sinusrespons:</p> <ul style="list-style-type: none"> Sentrert rundt 49.7 Hz for FCR-D Opp Sentrert rundt 50.3 Hz for FCR-D Ned Periodetider [sek]: 10 15 25 40 50 60 70 	 <ul style="list-style-type: none"> Høyt settpunkt, lav statikk 	<ul style="list-style-type: none"> Dersom FCR-D opp og FCR-D ned benytter samme parametere i regulator er det tilstrekkelig med ett sett sinustester for FCR-D
<p>Linearitetstest</p> <ul style="list-style-type: none"> For enheter med ikke-kontinuerlig respons 	 <ul style="list-style-type: none"> Høyt settpunkt, lav statikk Lavt settpunkt, høy statikk 	

Ytterligere tester som skal utføres per FCR-enhet

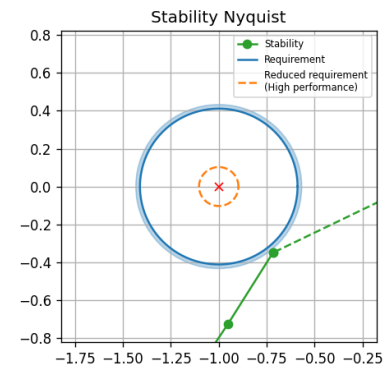
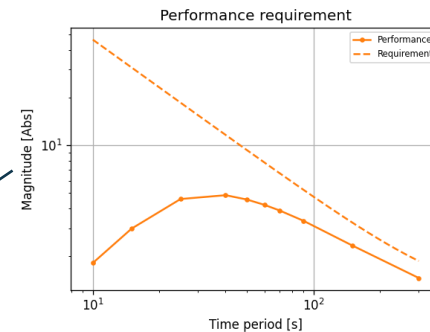
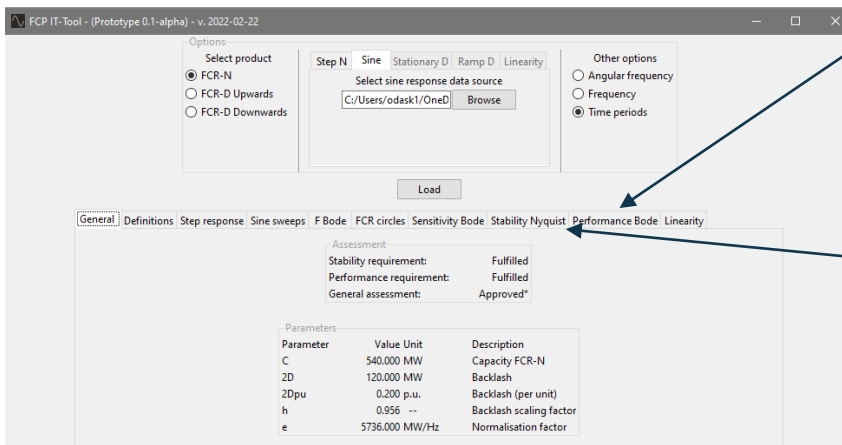
Driftspunkt: høyt settpunkt, lav statikk

- 1 test av frekvensmåleutstyret, for enheter som testes ved å benytte internt frekvenssignal
 - Påtrykker et eksternt generert frekvenssignal i form av en stegrespons for å måle tidskonstanten, T_{FME} , til responsen
- 1 time med aktiv FCR-leveranse basert på målt nettfrekvens. Testen skal inkludere aktiv frekvenskontroll med minimum FCR-N aktiv. Det anbefales at testen gjennomføres på høyeste settpunkt, om mulig



IT-verktøy for å evaluere kravetterlevelse

- IT-verktøyet skal ta inn måledata fra prekvalifiseringstestene, gjøre alle beregninger og evaluere etterlevelse på samme måte for alle.



Erfaringer fra pilot og tidligere faser av prosjektet

- Overgang til nye tekniske krav til FCR vil gi behov for fysiske endringer i anlegg og kontrollsystem
 - Kreve justering av regulatorparameterer (mer aggressive parametere for raskere reserver)
 - Kreve mer fleksibel regulator som kan bytte mellom ulike parametersett (PÅ/AV) → Behov for ulike parametersett for FCR-N/D og separatdriftegenskaper
 - Tilrettelegge for måling og rapportering
- Berører turbinregulatoren og grensesnitt mellom produksjonsenhet og TSO
- Forhold som kan gjøre det utfordrende for enheter å oppfylle krav
 - Lang vannveitidskonstant (T_w)
 - Mye mekanisk 'dødbånd' (slark)

Dokumentasjon av de nye kravene

- Dokumentasjonen som omfatter de nye tekniske kravene er av tre kategorier:
 1. Juridiske: Metoder under SOA (Art. 153 og 154)
 - Disse er juridisk bindende dokumenter som inneholder en mer overordnet beskrivelse av kravene og er skrevet med et mer juridisk språk
 - Må godkjennes av NRA, og er rettet mer mot NRAene og juridiske aspekter for TSO
 2. Prekvalifiseringsdokument: Teknisk detaljert beskrivelse av krav og prekvalifiseringsprosessen (Art. 155 og 156, men omtaler også 153, 154)
 - Mer detaljerte tekniske beskrivelser av kravene. Disse skal ikke godkjennes av NRA og er mer rettet mot tilbydere av FCR
 3. Støttedokumenter: Testprogram og ikke-bindende veiledning til hvordan implementere og tune kontrollsystemer til å oppfylle kravene

Støttedokumentasjon

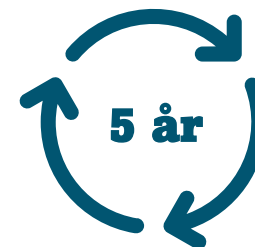
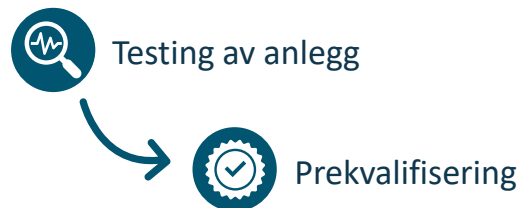
- Implementasjons- og tuningsveileder
 - Litt forklaringer rundt det regulerings tekniske i kravene
 - Oversikt over fenomener som kan gjøre det utfordrende å møte nye tekniske krav
 - Eksempel på modellbasert tilnærming for å tune regulator
- Planen er å avholde en ny nordisk workshop i løpet av neste år for å sørge for at de nye kravene og testene er forstått

Hvordan blir
implementeringsfasen fremover?

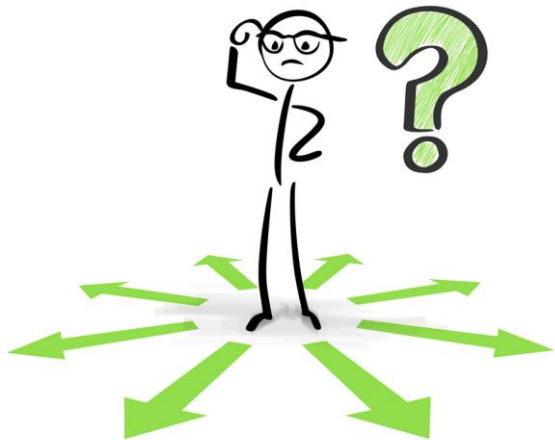
Implementeringsfasen fremover:



-  Markedsdesign i transisjonsfasen
-  Plan for prekvalifisering
-  Prosesser for prekvalifisering
-  Målinger og datautveksling
-  Samarbeid og dialog med bransjen
-  Oppdatere nasjonale markedsvilkår



€ Markedsdeltagelse i transisjonsfasen – idéfase



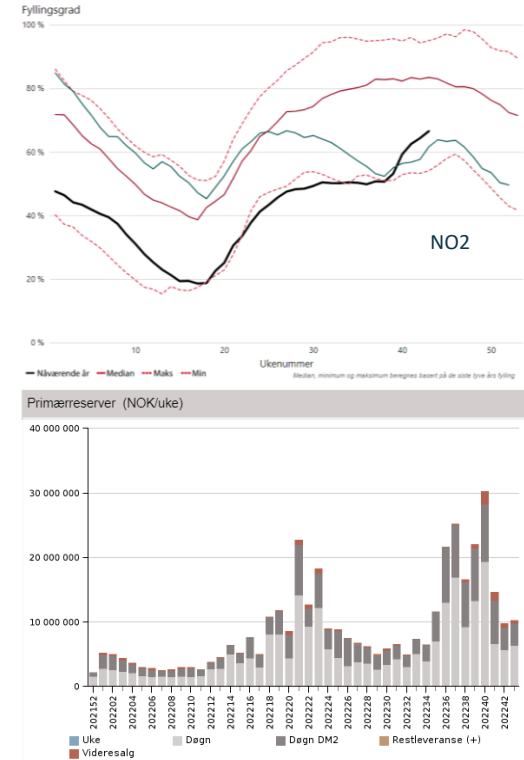
- Tidligere fått spørsmål om hvordan prekvalifiserte enheter vs. ikke-prekvalifiserte enheter vil bli behandlet i markedet under transisjon
 - Ikke landet konkrete svar her, men vurderer ulike typer konsepter
- Fokus fra Statnett er å unngå at alle prekvalifiseringer blir planlagt til slutten av transisjonsfasen

FCR-D markedet

- Hydrologisk balanse i år og priser både i energimarkedet og reservemarkedet → lite/ingen overleveranse av FCR-D som vi er vant med fra grunnleveranse
- Ser et behov for kjøp av FCR-D tidligere enn i takt med implementering av nye krav og prekvalifisering
 - Mulig oppstart av FCR-D handel nærmere sommeren 2023



Hvilken interesse er det for dette og hvor klare er bransjen for å delta?





Prosess for prekvalifisering

- Ønsker å finne best mulig grensesnitt mellom aktør og Statnett for håndtering av prekvalifiseringssøknader
 - Inkluderer også håndtering av testdata og testrapporter på en sikker måte
 - Tenker å hente inspirasjon i grensesnitt som bransjen allerede er kjent med (eks. fosweb → søknader om funksjonalitet)



Har dere som aktører noen tanker innspill til grensesnitt?

The screenshot shows the Statnett web application interface for submitting a pre-qualification request. The page is titled "test" and is part of a "Søknad om funksjonalitet" (Request for functionality). The user is Vidar Kvamme, and the request was created on 11.10.2022 at 09:29. The form is currently a draft.

1. Innledende informasjon

Når du fyller ut søknaden skal du oppgi etterspurt informasjon som er relevant for tiltaket og som er tilgjengelig nå. Informasjon, opplysninger og vedlegg som du ikke har tilgjengelig skal ettersendes så snart dette er tilgjengelig.

Om tiltaket

Navn på tiltak (Påkrevid): test

Beskriv kort hva tiltaket omhandler (Påkrevid):

Idriftsettelse

Er du ikke sikker på idriftsettesdato, oppgi omtrentlig eller antatt dato. Du kan oppdatere denne datoen fortløpende. Dersom du har trinnsvis idriftsettelse, kan dette utdypes i kommentarfeltet med ulike datoer for de forskjellige anleggsdelene.

Idriftsettesdato (Påkrevid): dd.mm.åååå

Kommentar til idriftsettelse:

Berørte konsesjonærer

Du skal informere om andre konsesjonærer som kan HD-berørt av ditt tiltak. Berørte:

Buttons at the bottom: Tilbake til oversikt, Slett utkast, < Forrige, Neste >, Vis mangler i skjema, Lagre



Målinger og datautveksling

- Vi er åpne for å ikke innfører krav til sanntidsdata fra begynnelsen av transisjonsfasen.
- Det er et mål på sikt å få opp bedre sanntidsdatastrømmer på FCR
 - Generelt mål på sikt i Statnett og oppfylle krav til monitorering/verifisering av alle reserver iht. SOGL



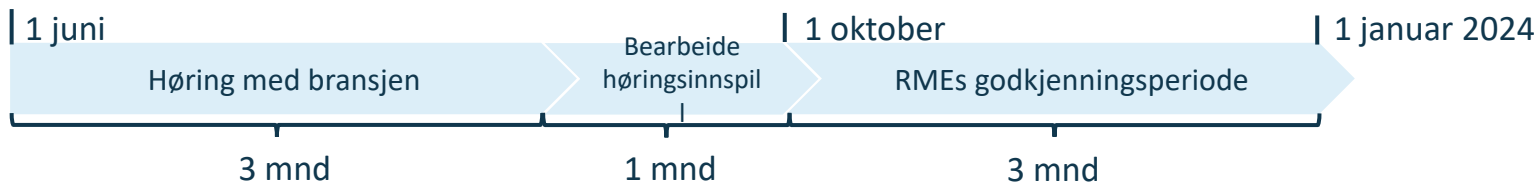
Hvor mye til hjelp vil det være å utsette implementering av sanntidsdatastrøm?

Parameter	Verdi/enhet	Tidsoppløsning
FCR-N status	PÅ/AV	≤ 10 sekunder
FCR-D status	PÅ/AV	
Aktiv effekt	[MW]	
Aktivert FCR-kapasitet	[MW]	
Effektsettpunkt	[MW]	
Statikk/regulerstyrke	%/[MW/Hz]	



§ Markedsvilkår – hvordan blir det fremover?

- Markedsvilkårene vil henvisse til prekvalifiseringsdokumentet for tekniske krav til respons, og spesifisere krav til verifisering (datautveksling)
- Henvisning til de nye tekniske kravene blir ikke tatt inn i markedsvilkårene i denne høringsrunden som starter 1. desember
- Oppdatering av markedsvilkår vil komme i runden som sendes på høring senest 1. juni → godkjent og gyldig fra 1. januar 2024





Samarbeid og dialog med bransjen

- Ønsker tett kontakt med bransjen over det neste året for å klargjøre for prekvalifisering
 - Dialogforum/referansegruppe for utveksle erfaringer og kunnskap rundt de nye tekniske kravene og testprogrammet?
 - Bilaterale møter mellom Statnett og aktør?

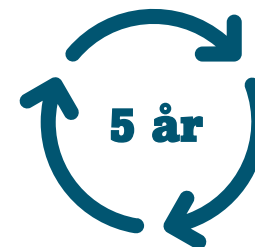
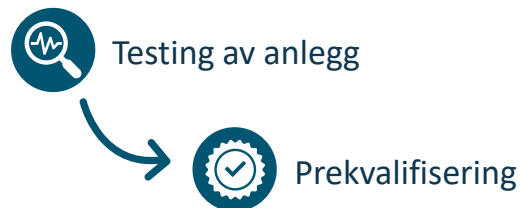


Hva er ønske fra bransjen om hyppighet på slik dialog?
Evt. er det andre formater som er mer nyttige?

Implementeringsfasen fremover:



-  Markedsdesign i transisjonsfasen
-  Plan for prekvalifisering
-  Prosesser for prekvalifisering
-  Målinger og datautveksling
-  Samarbeid og dialog med bransjen
-  Oppdatere nasjonale markedsvilkår



Diskusjon og spørsmål?

Klokka	Varighet	Tema
09:00		Velkommen og praktisk informasjon om møteform
09:05	45 min	Del 1: Introduksjon og orientering
		Drifts- og reservesituasjonen i året som har gått
		Automatisering av systemdriften
09:50	10 min	<i>pause</i>
10:00	1t 30 min	Del 2: Nye tekniske krav til FCR og plan for nasjonal implementering
11:30	60 min	<i>Lunsj</i>
12:30	1t 20 min	Del 3: Nytt siden forrige forum for systemtjenester og førstkomende endringer
		Felles nordisk kapasitetsmarked for aFRR
		Deltakelse i aFRR-markedet og prekvalifiseringsprosessen
		Marked for raske effektreserver (FFR)
		Systemansvaret - Retningslinjer
13:50	10 min	<i>Pause</i>
14:00	40 min	Del 4: Muligheter for nye teknologier til å bidra i reservemarkedene
		Økt tilgang på reserver og fleksibilitet
		<i>Eksternt innlegg - Vindkraft som leverandør av systemtjenester, Norwea/SFE/DanGrid</i>
14:00	40 min	Del 5: Vedtak om leveranse og betaling for systemtjenester 2023
15:00	10 min	Oppsummering og evaluering



Klokka	Varighet	Tema
09:00		Velkommen og praktisk informasjon om møteform
09:05	45 min	Del 1: Introduksjon og orientering
		Drifts- og reservesituasjonen i året som har gått
		Automatisering av systemdriften
09:50	10 min	<i>pause</i>
10:00	1t 30 min	Del 2: Nye tekniske krav til FCR og plan for nasjonal implementering
11:30	60 min	<i>Lunsj</i>
12:30	1t 20 min	Del 3: Nytt siden forrige forum for systemtjenester og førstkomende endringer
		Felles nordisk kapasitetsmarked for aFRR
		Deltakelse i aFRR-markedet og prekvalifiseringsprosessen
		Marked for raske effektreserver (FFR)
		Systemansvaret - Retningslinjer
13:50	10 min	<i>Pause</i>
14:00	40 min	Del 4: Muligheter for nye teknologier til å bidra i reservemarkedene
		Økt tilgang på reserver og fleksibilitet
		<i>Eksternt innlegg - Vindkraft som leverandør av systemtjenester, Norwea/SFE/DanGrid</i>
14:00	40 min	Del 5: Vedtak om leveranse og betaling for systemtjenester 2023
15:00	10 min	Oppsummering og evaluering

aFRR Kapasitetsmarkedet

Erfaringer norsk marked

Status nordisk marked

Forum for Systemtjenester 4.11.2022

aFRR kapasitetsmarkedet

- erfaringer med ny markedsløsning for norsk marked (Fifty NMMS)

- Oppstart desember 2021
- 6 aktive BSP'er
- Antall dager uten at algoritmen løser optimalt: 0
- Antall dager med fallback situasjoner: 0
- Antall dager med gjenåpning for å få inn flere bud: 4
- Oppkjøp av aFRR kapasitet så langt:
 - NO1 / NO2 / NO5
 - Kjøper ikke inn for timene 2/3/4/5
 - 140MW i timene med høy last
 - 105MW i timene med normal last

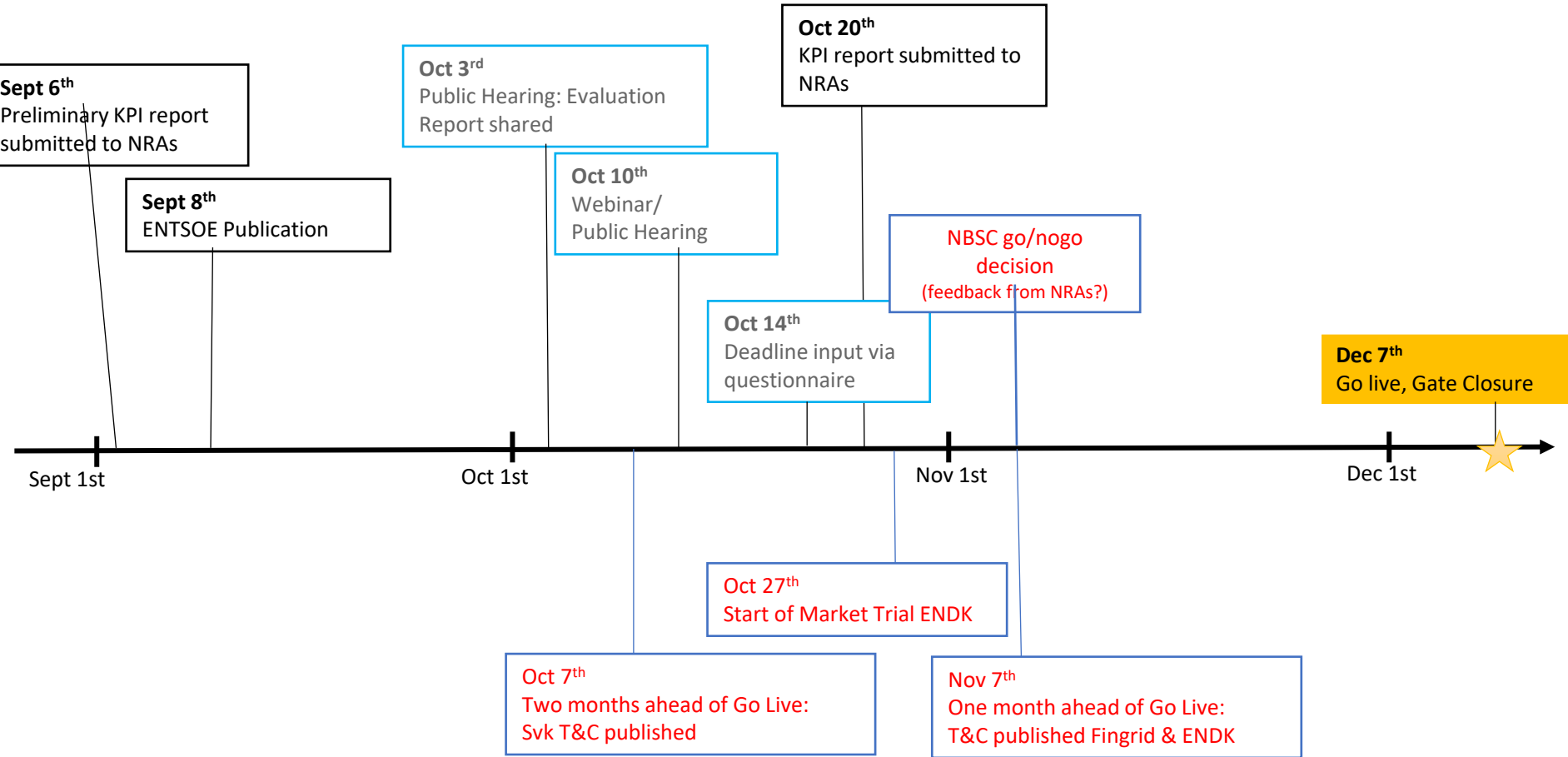
aFRR kapasitetsmarkedet (status nordisk)

Nordic aFRR CM



- Nordic aFRR Capacity Market is planned Go Live Dec 7th (Gate Closure) 2022
 - Three of Nordic countries are already live with their national aFRR markets using the same IT platform
 - Statnett, Norway, December 2021
 - Fingrid, Finland, January 2022
 - Svenska Kraftnät, Sweden, May 2022
 - Energinet, Denmark will not have a national market before Nordic Go Live
- August 2020: ACER approval of Nordic methodologies (decision 19-22/2020)
 - Exact implementation date is dependent on final approval from the Nordic NRAs related to verification of fulfilment of EB GL article 38(5)

Timeline Nordic aFRR CM



aFRR kapasitetsmarkedet (status nordisk)

- Hva gjør vi i Norge dersom felles nordisk aFRR kapasitetsmarked skulle bli utsatt?
- Fortsetter med nasjonale markeder men uten kapasitetsreservasjon.
- Planen er å starte oppkjøp av aFRR i NO3 / NO4 uansett (første Gate Closure 7. des) - er under arbeid.

aFRR kapasitetsmarked

DELTAKELSE OG PREKVALIFISERING

Hva er aFRR?

- aFRR (automatic frequency restoration reserve) er reserver Statnett automatisk aktiverer fra sitt driftssentralsystem.
- Ved ubalanser i kraftsystemet vil Statnett aktivere aFRR for å frigjøre primærreservene (FCR), og bringe systemet tilbake i balanse for å holde frekvensen på 50,0 Hz.
- Aktører i aFRR-markedet må ha reserven koblet til en driftssentral (SCADA) for at Statnett skal kunne aktivere den.
- Aktuelle reserver kan være produksjon, forbruk eller energilager som oppfyller de tekniske kravene.

Oppkjøp av aFRR i NO3 og NO4

- Mulig fra 7. desember i år (med første driftsdøgn 8. desember) å sende inn bud i sekundærreserve kapasitetsmarkedet (aFRR CM) fra budområdene NO3 og NO4.
- Oppstartstidspunkt for å akseptere bud fra NO3/NO4 er uten forbehold om regulatorgodkjenning for nordisk aFRR CM.
- Ved oppstart vil Statnett maksimalt kunne akseptere et volum på 50 MW for hver reguleringsretning i NO3/NO4.

Hvordan levere aFRR

- Ønsket reservevolum må prekvalifiseres for å kunne levere aFRR
- Søknadsskjema og markedsvilkår er tilgjengelig på statnett.no sammen med implementasjonsguide for markedssystemet.
- Uforpliktende inntil formell søknad sendes inn (del C)
- Prekvalifisering av nye reserver er ikke forbeholdt reserver i NO3/NO4
- Leverandør må ha inngått en egen balanseavtale med Statnett for å kunne delta i markedet

Klikk for å komme til
søknadsskjema

Åpen informasjon / Public information

Statnett

Søknad om deltakelse i aFRR kapasitetsmarked

Viser til gjeldende vilkår for deltakelse i aFRR markedet publisert på statnett.no

Leverandør- og tilhørende reguleringsobjekt, som skal delta i kapasitetsmarkedet for aFRR skal være godkjent i henhold til gjeldende godkjenningsprosedyrer og tekniske spesifikasjoner for aFRR som finnes sammen med vilkårene på Statnett.no. Leverandører dekker egne kostnader forberedelse med kvalifisering. Leverandører må også ha inngått en egen balanseavtale med Statnett for å kunne delta i markedet.

Del A og B fylles ut av leverandør med nødvendig informasjon om reguleringsobjektet og sendes til Statnett via ESP@statnett.no. Del C fylles ut av leverandør etter dialog med Statnett. Skjemaet regnes som en formell søknad når del A, B og C er ferdig utfyllt. Den formelle søknaden sendes til ESP@statnett.no.

Del A - Generell informasjon	
Balanseavtale (BSP)	Stasjon
Administrativ kontaktperson	Stasjonsgruppe
Teknisk kontaktperson (hvis aktuelt)	
Begrunnelse for søknad (Sett Ny enhet	Rekvalifisering (5 år)
Endring i krav	
Endring i krav	

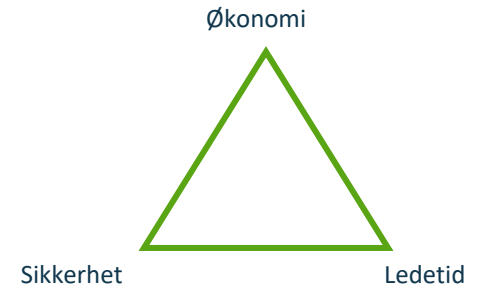
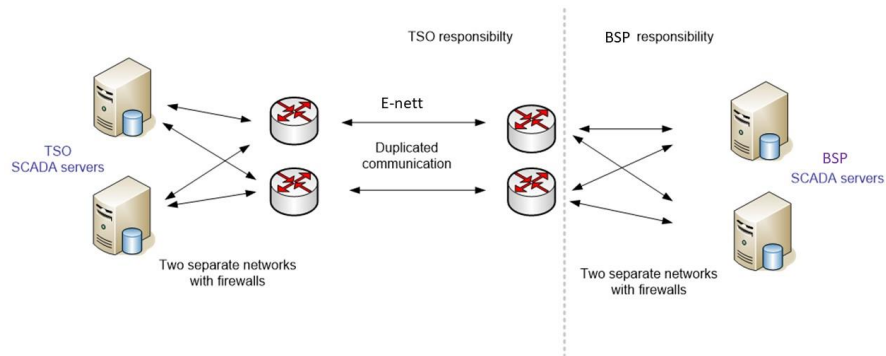
Del B - Nøtterdet informasjon	
Navn på nettselskap	
Reguleringsobjektet er tilknyttet	
Kontaktpersonens navn	
Tilleggsnavn	
Spenningsnivå	
Reserve type	
Maksimal reservekapasitet fra	
reguleringsobjektet i hvert	
tilslutningspunkt (MW)	
Høreste endring av aktiv	
effekt (MW)	

Åpen informasjon / Public information

Tekniske krav

Parameter	Verdi	Kommentar
Step Size	1 MW	Minimumsverdi: Hvert settpunkt er en multiplum av denne.
Full activation time (FAT)	120 s	Foretrukket verdi
	300 s	Maksimumsverdi
Delay time	30 s	Maksimumsverdi
Accuracy of delivery at FAT	1 MW	Laveste oppløsning på avvik fra settpunkt
	10% av settpunkt	Akseptert avvik fra settpunkt
	5 MW	Høyeste aksepterte avvik fra settpunkt

Gjeldende krav til kommunikasjonssystem

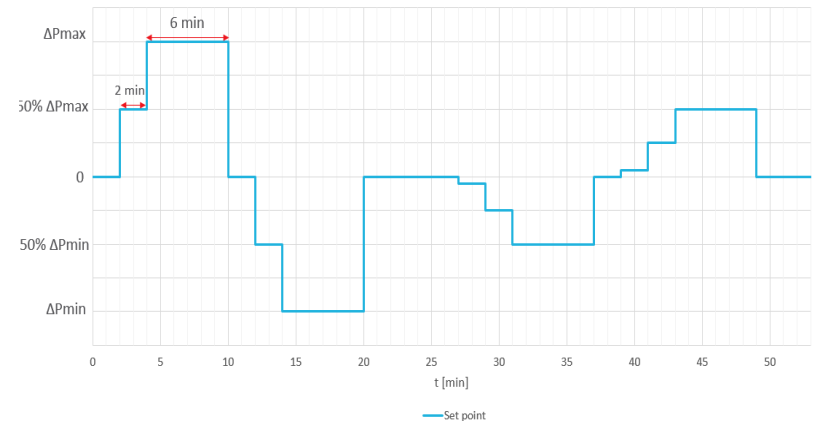


Veien til leveranse av aFRR



Hva innebærer selvtest

- Utføres av BSP
- Får tilsendt testprofil fra Statnett basert på ønsket prekvalifisert volum
- Testdata logges på et format bestemt av Statnett
- Resultater sendes til Statnett som vil vurdere om responsen til reserven er tilfredsstillende.



Hva innebærer signaltest

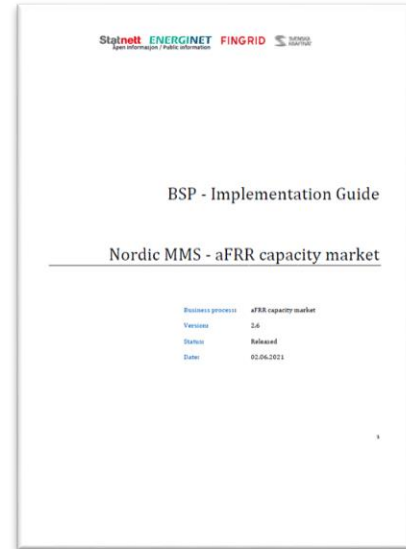
- Utføres i samarbeid med Statnett
- ❖ Todelt:
 - ✓ Verifisering av signaler sendt fra Statnett til BSP
 - ✓ Verifisering av respons og signaler sendt fra BSP til Statnett

- ✓ Selvtest må ha blitt gjennomført og godkjent på forhånd
- ✓ Kommunikasjonslinjer mellom SCADA systemer må etableres
- ☐ Må i utgangspunktet bare utføres én gang per stasjonsgruppe/aFRR providing unit

Når er reserven godkjent

- ✓ Reguleringsobjektet er godkjent for leveranse av aFRR etter at alle de tekniske kravene er møtt.
- ✓ For å kunne delta i aFRR markedet må reguleringsobjektet integreres i markedssystemet.

Klikk for å komme til
implementeringsguide for
markedssystemet



Hvor lenge er prekvalifiserte reserver gyldige

- Det prekvalifiserte reguleringsobjektet er gyldig i 5 år. Etter det vil Statnett gjøre en vurdering om det er nødvendig med en rekvalifisering.
- Endringer i kontrollsystem, kommunikasjonsløsninger eller aFRR volum fører automatisk til behov for rekvalifisering.

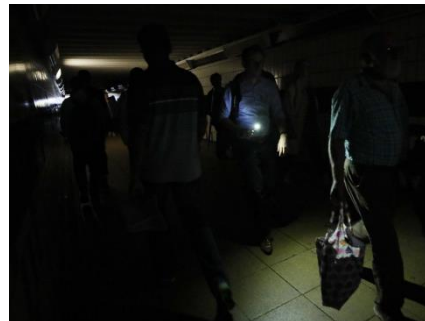
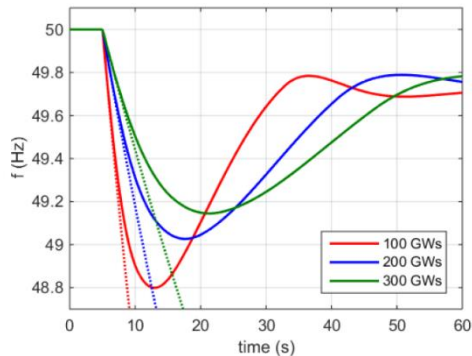
Spørsmål?

Nasjonalt marked

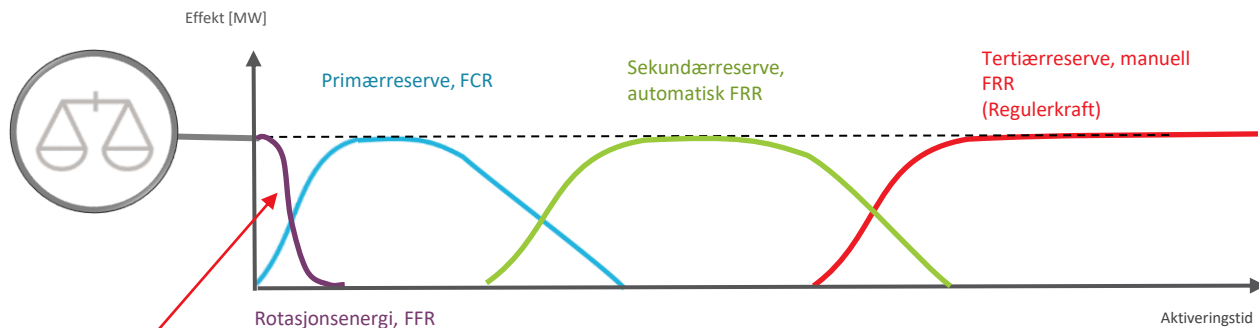
RASKE EFFEKTRESERVER (FFR)

Fast Frequency Reserves – behov for raske reserver

- Mer fornybar produksjon, økt overføringskapasitet til kontinentet → lav roterende masse (inertia) → skaper utfordringer for frekvensstabiliteten
 - Inertia er viktig for systemets evne å motstå frekvensendringer
 - Effektiv drift av kabler og vindkraft krever nye løsninger
- Fast Frequency Reserves (FFR) er vurdert til å være et kostnadseffektivt virkemiddel



Statnett ønsker å benytte markeder som verktøy for å håndtere systemdrift



Nordiske krav til responstid for FFR

Alternative kombinasjoner:

- 1,3 sekunder responstid ved 49,7 Hz
- 1,0 sekunder responstid ved 49,6 Hz
- 0,7 sekunder responstid ved 49,5 Hz

Marked for FFR 2022

- Første sesong unnagjort
- Statnett valgte sesongmarked med en fast profil av FFR-leveringen og en fast mengde som kunne bestilles daglig ved behov
 - 45,2 MW FFR Profil til en uniform markedspris på 150 NOK/MW/time. Fire tilbud for FFR Profil ble akseptert.
 - 109,5 MW FFR Flex til en uniform markedspris på 495 NOK/MW/time. Sju tilbud for FFR Flex ble akseptert.
- Minste budvolum for Profil og Flex var hhv. 1 MW og 5 MW
- Mulig behov for FFR også utenfor sesong

Hvordan levere FFR?

- Gjeldende markedsvilkårene ligger på statnett.no
- Kjernesesongen varer fra mai til ut september (lengre sesong kan vurderes).
- Opsjon for å levere FFR etter sesong ved behov.
- Vi ønsker å være en aktiv samarbeidspartner for leverandører
 - Vi har gjerne bilaterale samtaler om muligheter for å levere FFR
 - Vi ønsker å være hjelpsomme med å avdekke avhengigheter og muligheter på tvers av reserveproduktene, eks. FCR-D
 - Spørsmål og henvendelser kan sendes til FFR@statnett.no

- Tekniske krav gjelder for hele Norden
- Størst behov natt og helg
- Norsk kapasitetsbehov 126 MW
- Maksimal budkvantum 50 MW
- Minimal budkvantum,
 - Profil: 1 MW
 - Flex: 5 MW
- Separert betaling for kapasitet og aktivering

Systemansvaret

RETNINGSLINJER

Rollen som systemansvarlig

- Statnett er utpekt som systemansvarlig i kraftsystemet gjennom egen konsesjon
- Virkeområdet for systemansvaret
 - Systemansvaret gjelder i utgangspunktet i hele kraftsystemet
 - Treffer systemansvarlig og enhver som eier eller driver nett, produksjon eller organisert markedsplass, samt omsettere og sluttbrukere
- Detaljene styres av forskrift om systemansvaret (fos) samt to bestemmelser i energilovforskriften og en bestemmelse i kraftrasjoneringsforskriften (nytt fra 1.11.2019)
 - Angir systemansvarliges virkemidler og forpliktelser
 - Angir aktørenes rettigheter, oppgaver og forpliktelser

Retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret

- Systemansvarlig er pålagt å utarbeide retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret
 - Hjemlet i forskrift om systemansvaret (fos) § 28a og i energilovforskriften (enf) § 6-1
- Formålet med retningslinjene er å gi økt transparens og forutsigbarhet i forbindelse med utøvelsen av systemansvaret, samtidig som bransjen skal involveres i større grad enn før.
- Retningslinjene bidrar til å avgrense og presisere systemansvarlig sin forvaltningsmyndighet, i tillegg til at det sikrer at RME har mulighet til å kontrollere hvordan myndigheten tildelt gjennom systemansvaret utøves.
- Retningslinjer skal høres med bransjen og godkjennes av Reguleringsmyndigheten for energi (RME) eller Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Innhold i retningslinjer

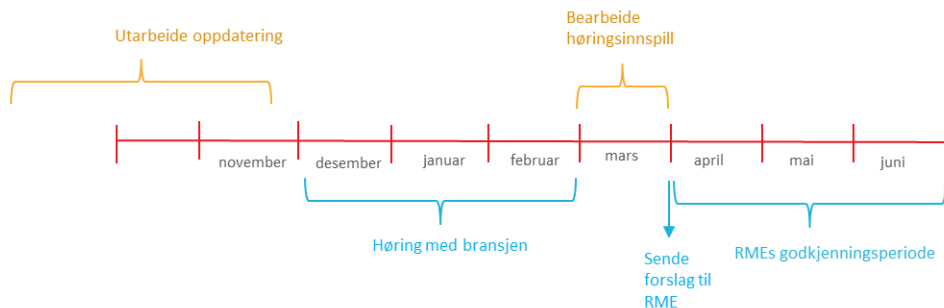
- Retningslinjene skal beskrive:
 - Systemansvarliges praktisering og gi informasjon om hvilke kriterier systemansvarlig baserer sine vedtak på
 - Hva vi krever av aktørene, når vil vi fatte vedtak og hva vi legger til grunn når vi fatter vedtak
 - Kriterier for bruk av virkemidler og valg mellom ulike virkemidler

Retningslinjene er bindende for vår utøvelse av systemansvaret

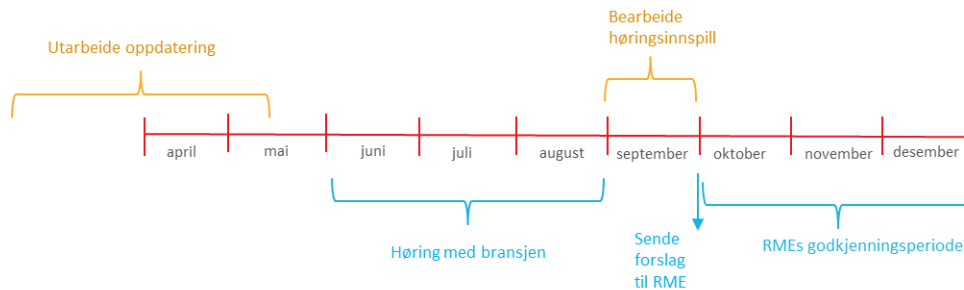
- Retningslinjene er bindende for systemansvarlig og prinsippene i retningslinjene skal følges
- Det er gitt et unntak i fos § 28a fjerde ledd knyttet til systemkritiske vedtak dersom fravik er *"nødvendig for å forhindre eller begrense konsekvensene av anstrengte driftssituasjoner eller driftsforstyrrelser."*
- Dersom retningslinjene fravikes må vi i etterkant gi RME og berørte aktører skriftlig begrunnelse for dette.

To årlige muligheter for oppdatering av retningslinjer

Godkjenning innen sommeren



Godkjenning innen nyttår



Klokka	Varighet	Tema
09:00		Velkommen og praktisk informasjon om møteform
09:05	45 min	Del 1: Introduksjon og orientering
		Drifts- og reservesituasjonen i året som har gått
		Automatisering av systemdriften
09:50	10 min	<i>pause</i>
10:00	1t 30 min	Del 2: Nye tekniske krav til FCR og plan for nasjonal implementering
11:30	60 min	<i>Lunsj</i>
12:30	1t 20 min	Del 3: Nytt siden forrige forum for systemtjenester og førstkomende endringer
		Felles nordisk kapasitetsmarked for aFRR
		Deltakelse i aFRR-markedet og prekvalifiseringsprosessen
		Marked for raske effektreserver (FFR)
		Systemansvaret - Retningslinjer
13:50	10 min	<i>Pause</i>
14:00	40 min	Del 4: Muligheter for nye teknologier til å bidra i reservemarkedene
		Økt tilgang på reserver og fleksibilitet
		<i>Eksternt innlegg - Vindkraft som leverandør av systemtjenester, Norwea/SFE/DanGrid</i>
14:00	40 min	Del 5: Vedtak om leveranse og betaling for systemtjenester 2023
15:00	10 min	Oppsummering og evaluering

Muligheter for nye teknologier til å bidra i reservemarkedene

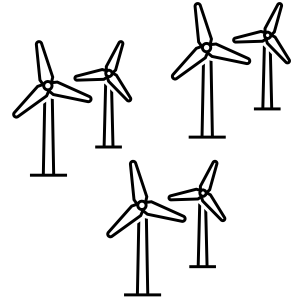
Bjørn H. Bakken

Seksjonsleder

Reserver og fleksibilitet



Vi ser et økt behov for fleksibilitet

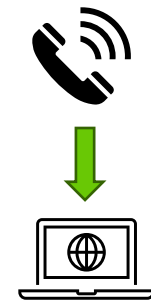


- Det europeiske kraftsystemet er inne i sin største omlegging noensinne
 - Mye mer fornybar kraft gir større og raskere endringer i flyt og balanse
 - Implementering av felles europeisk regelverk for markeder og systemdrift
 - Mer automatisert systemdrift
- ***Tilstrekkelig fleksibilitet i kraftsystemet er avgjørende for å balansere systemet, håndtere flaskehalsar og hendelser i kraftsystemet, samt for å kunne gi raskere nettilknytning og redusere/utsette nettinvesteringer***
- Vannkraften utgjør i dag vårt fremste virkemiddel for å sikre stabilitet i kraftforsyningen. Det er nesten utelukkende den regulerbare vannkraften som sørger for balanseringen av det norske kraftsystemet.
- Fleksibilitet i distribusjonsnettene blir viktigere og mer verdifull i fremtiden på grunn av de omfattende endringene i kraftsystemet

Ny felles nordisk modell for balansering av kraftsystemet er under implementering

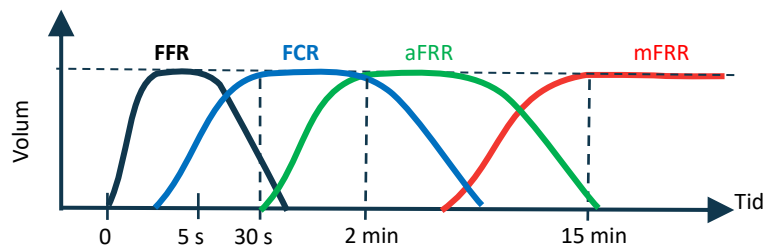
- Utviklingen av kraftsystemet gjør at dagens balanseringsprosess ikke lenger er tilstrekkelig
 - Fra operatør til datamaskin > Estimere behov, automatisk aktivering
 - Behov for større volumer med geografisk spredning
- Vi implementerer nye internasjonale markedsløsninger med stor grad av standardisering
 - Flytbasert markedsklarering
 - 15 minutter tidsoppløsning
 - Automatisert nordisk aktiveringsmarked for tertiærreserver (mFRR)
 - Nye kapasitetsmarkeder for tertiærreserver (mFRR)
 - Felles nordisk kapasitetsmarked for sekundærreserver (aFRR)
 - Tilkobling til europeiske balanseplattformer (MARI og PICASSO)

➤ *Dette er en stor omlegging som ikke bare omfatter Statnett/TSOer, men hele kraftbransjen*

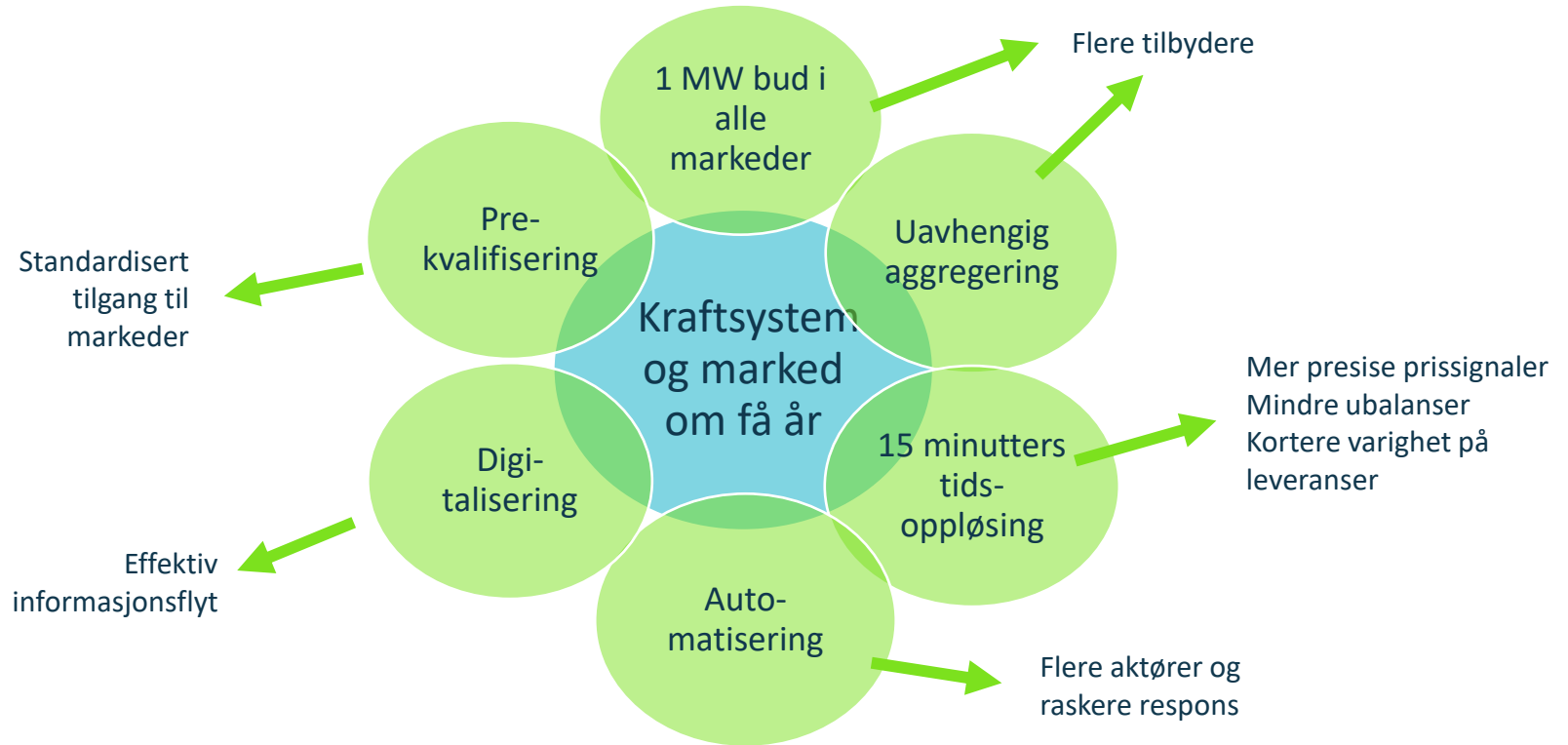


Statnett sine balanseprodukter

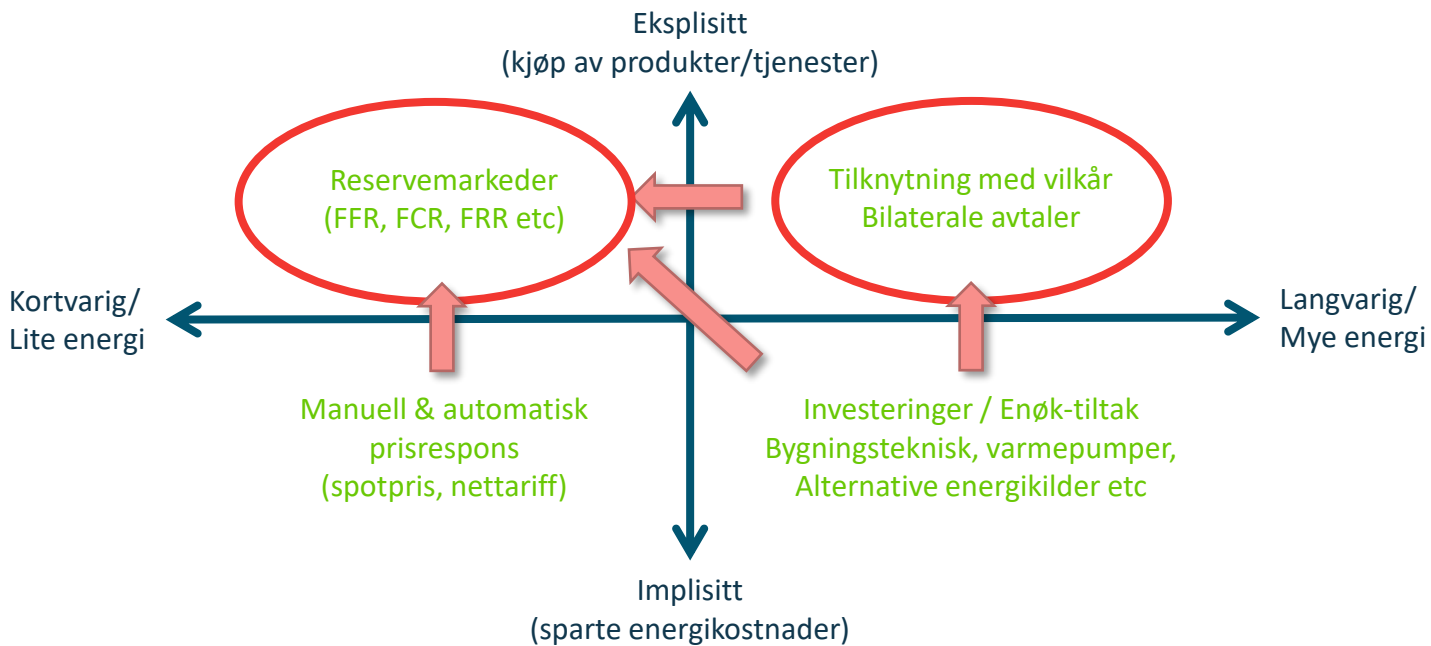
- **Fast Frequency Reserves (FFR):** 0,7-1,3 sek responstid; 5-30 sek varighet
- **Frequency Containment Reserves (FCR-N og FCR-D):** 30 sek responstid; minimum 15 min varighet
- **Automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR):** Full respons innen 2 min; varighet for perioden(e) budet gjelder
- **Manual Frequency Restoration Reserves (mFRR):** Full respons innen 15 minutter; varighet for perioden(e) budet gjelder



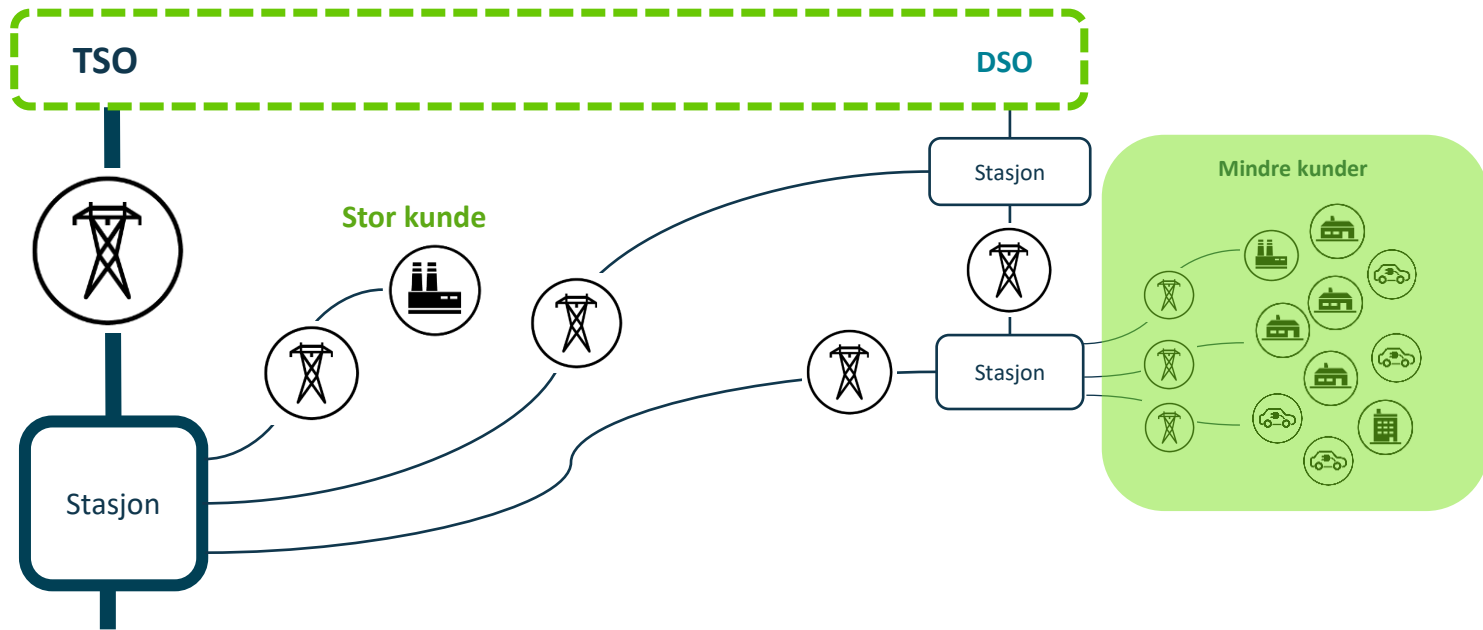
Nye løsninger og nye muligheter



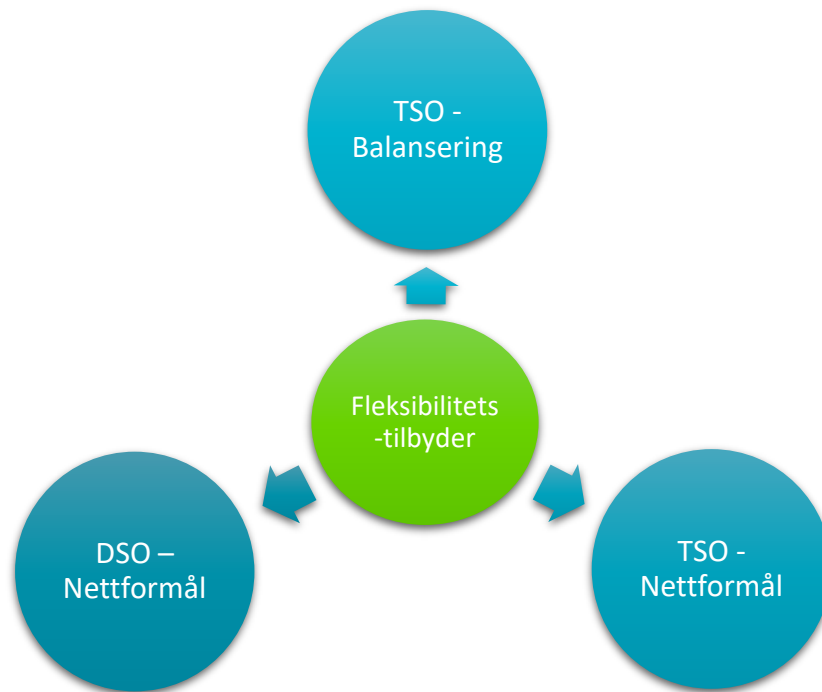
Hvordan jobber Statnett med fleksibilitet?



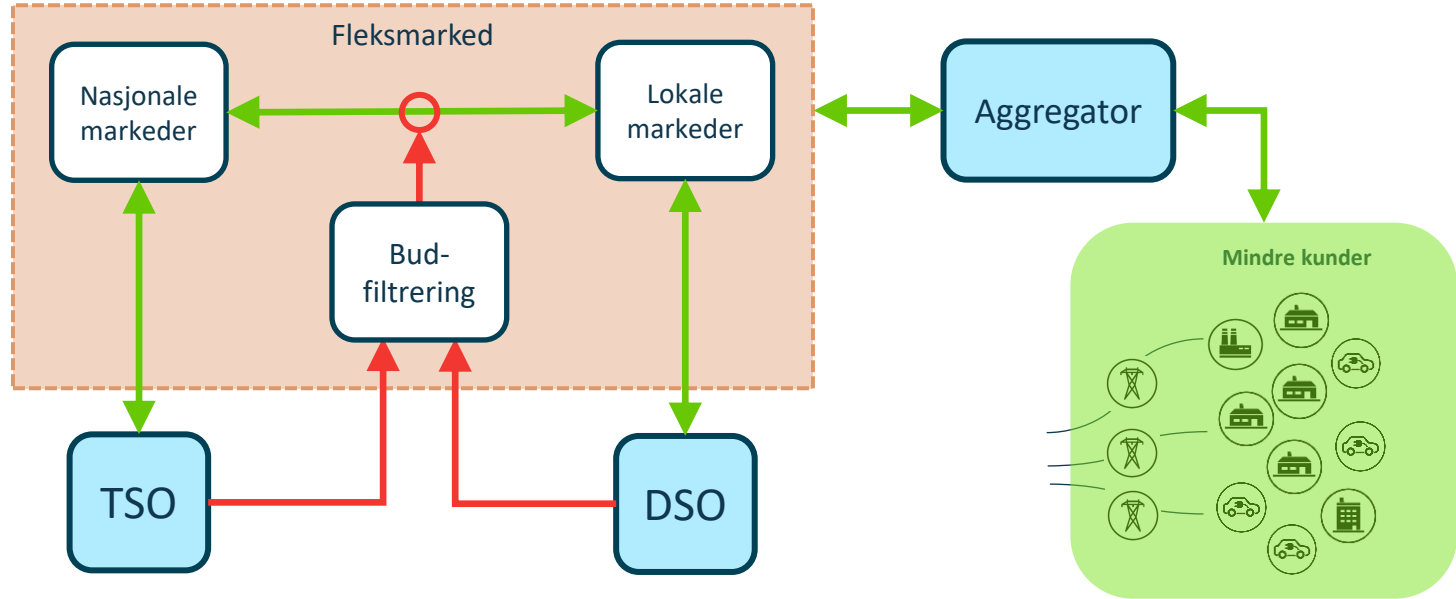
De fleste kundene er tilknyttet distribusjonsnettet



Kunden må være i sentrum for de nye løsningene



Konsept for fleks-verdikjede



Oppsummering

- Det europeiske kraftsystemet er inne i sin største omlegging noensinne
- Endringene gjør at dagens manuelle virkemidler ikke lenger er tilstrekkelig for å drifte kraftsystemet
 - Behov for å automatisere balanseringen: Nye produkter, markeder og prosesser
- Statnett jobber for å gjøre mest mulig kapasitet tilgjengelig som *eksplisitt fleksibilitet* som kan bestilles og aktiveres ved behov
 - FoU, piloter, ekstern dialog og workshops
- Mesteparten av småskala fleksible ressurser er tilkoblet i distribusjonsnettet
 - Godt samarbeid og koordinering med DSOer er viktig

Takk for oppmerksomheten!





Vindkraft som leverandør av systemtjenester?

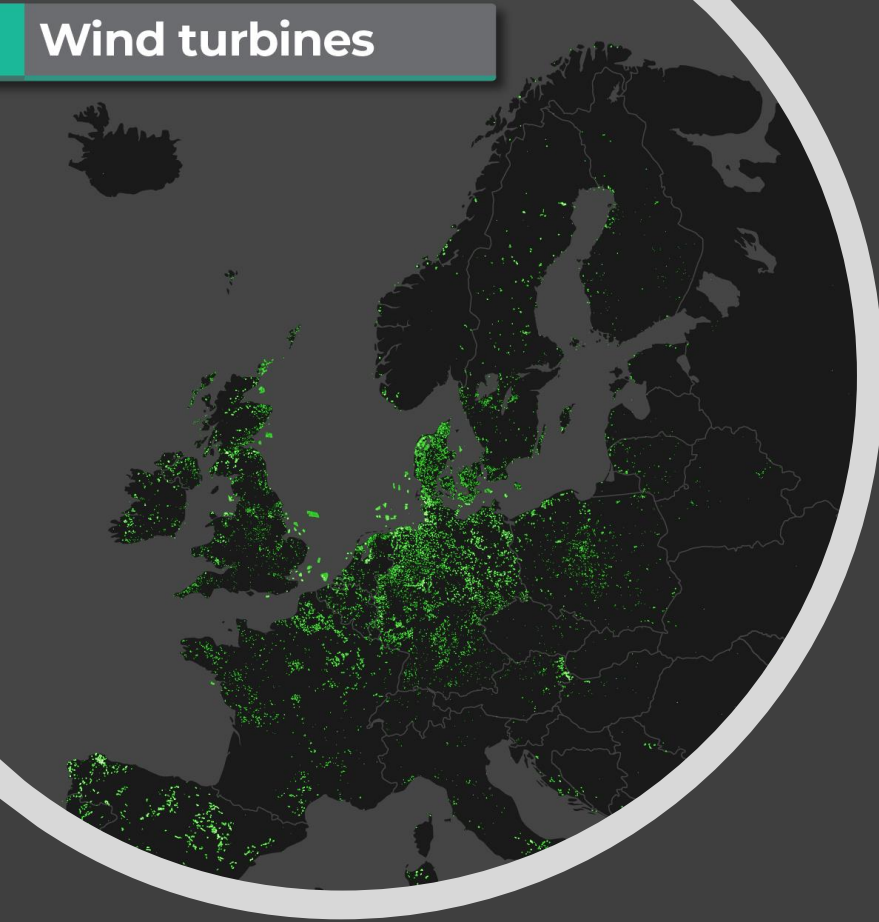


Vindkraft er ikke et mål i seg selv, men
en enestående mulighet for grønne
arbeidsplasser i et karbonnøytralt
Norge



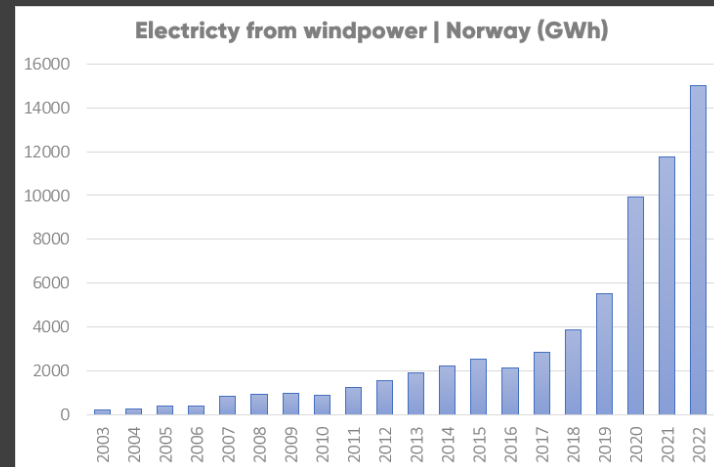
- Norsk vindkraftforening - Norwea
- 120 medlemsbedrifter
- Snart Fornybar Norge!



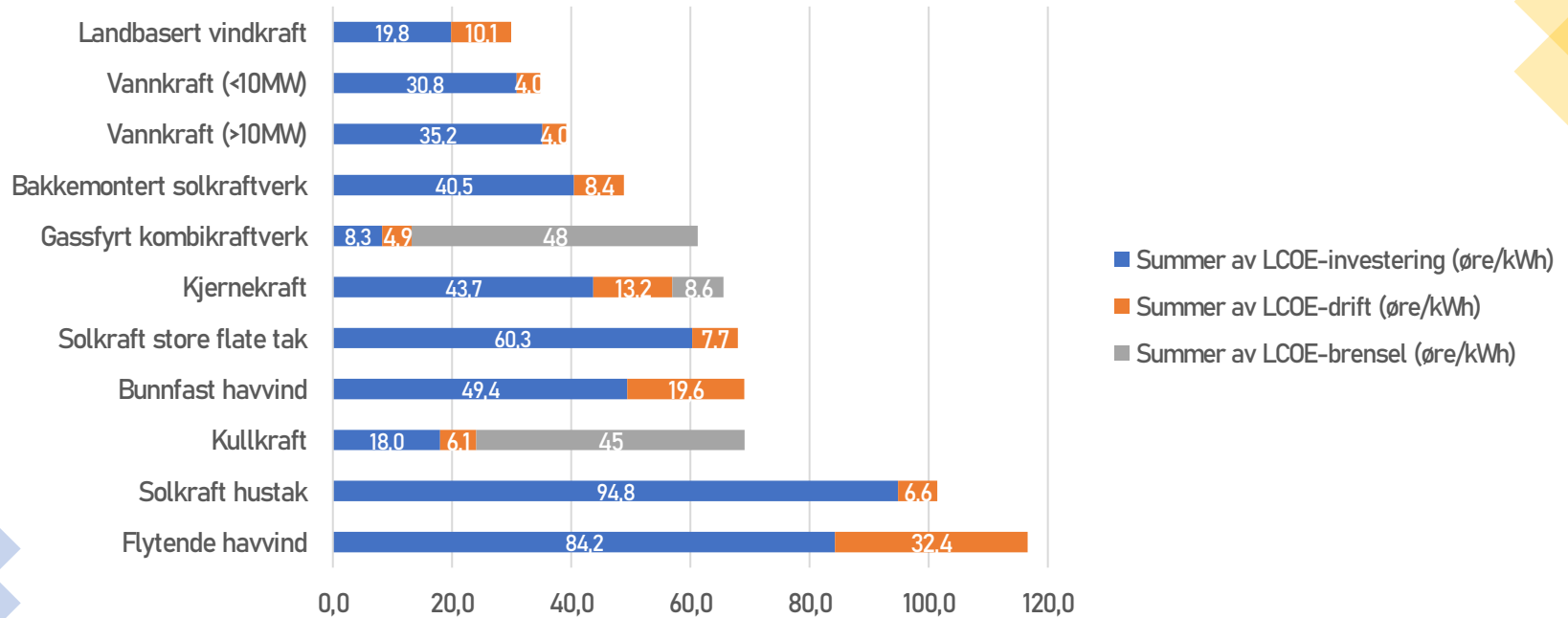


Bildet i dag

- Installert effekt: 5000 MW
- Middelproduksjon: 16,57 TWh
- Kan dekke 40 % av privat forbruk i Norge!



Landbasert vindkraft er billigst...



... og lavest fotavtrykk på miljø



ELECTRICITY GENERATION TECHNOLOGY

RENEWABLE

FOSSIL FUEL

	PHOTOVOLTAICS	CONCENTRATED SOLAR POWER	WINDPOWER	HYDROPOWER	COAL WITH CCS	COAL WITHOUT CCS	NATURAL GAS WITH CCS	NATURAL GAS WITHOUT CCS	GLOBAL ENERGY MIX 2010
<p>Climate impact: Emissions of greenhouse gases (per Kwh)</p>	5 %	5 %	2 %	9 %	28 %	116 %	32 %	71 %	100 %
<p>Health impact: Emissions of NOx and Sulfur (per Kwh)</p>	10 %	5 %	5 %	10 %	78 %	57 %	63 %	51 %	100 %
<p>Ecological footprint (per Kwh)</p>	24 %	23 %	4 %	10 %	206 %	133 %	160 %	119 %	100 %
<p>Land use (per Kwh)</p>	27 %	59 %	2 %	98 %	114 %	82 %	1 %	1 %	100 %

IMPACT

Vindkraft i Norge

Vindkraftmotstandere på Haramsøya fikk ikke medhold i protest

Motstandere av vindkraft på Haramsøya fikk ikke regjeringens medhold i sin klage om at konsesjonen for Haram vindkraft var ugyldig,



2 Nyheter

→ TV 2 Play

Logg inn



PROTESTERER: En gruppe demonstranter kjemper mot utbygging av vindturbiner på Frøya i Trøndelag.

– Vi kommer til å bli her natt og dag

nyheter Partner Løst utdrag Arrangementer Politikk Produsent og leverandør Annonsering

Facebook Twitter YouTube Instagram



Foto: Anders Jørgensen, NTB

Godt oppmøte på vindkraftdemonstrasjon foran Stortinget

Mange demonstrerte mot vindkraft dagen før valget.

Anders Jørgensen NTB

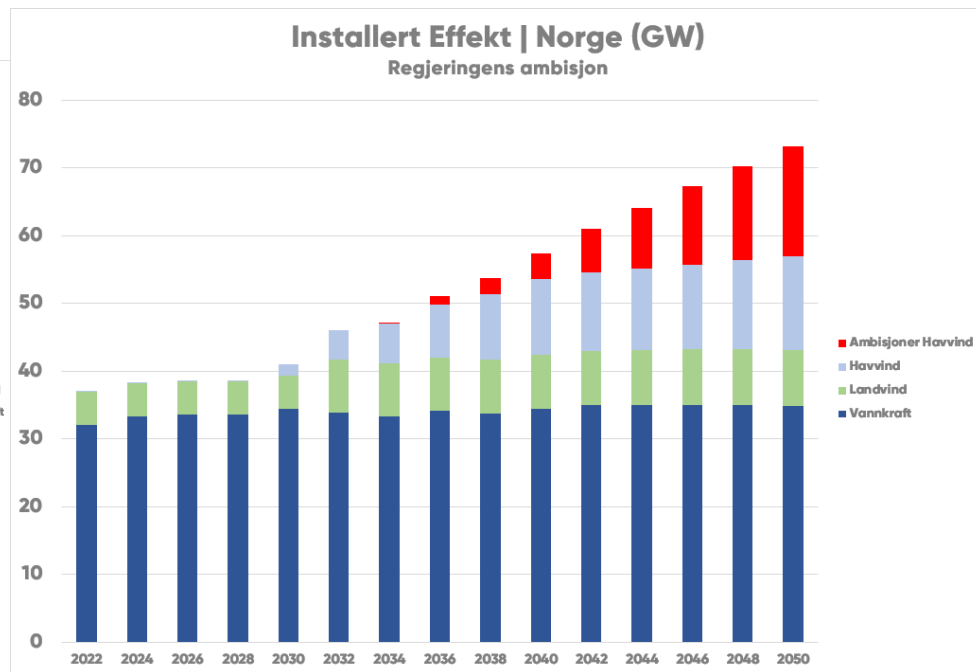
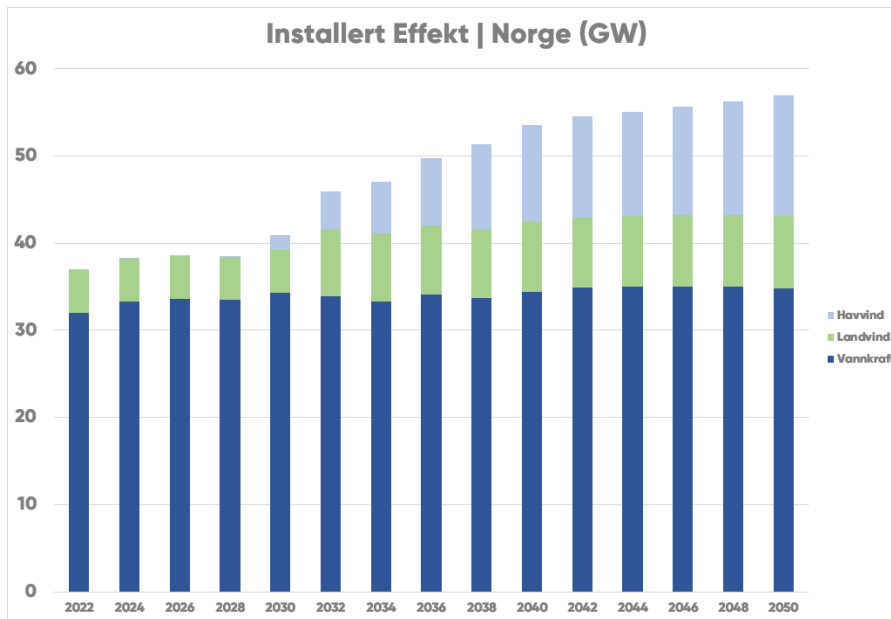
Dette er også historien om
vindkraft i Norge





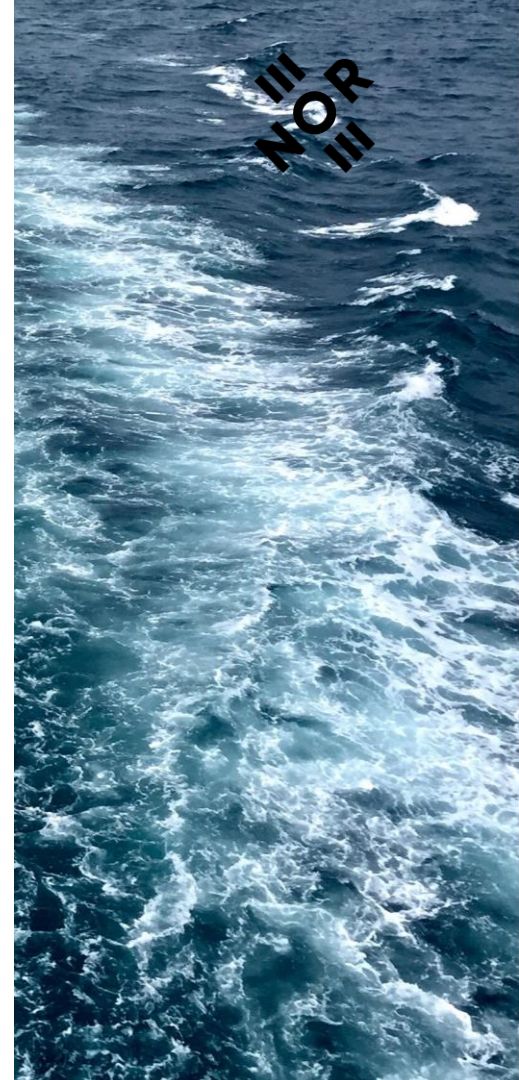
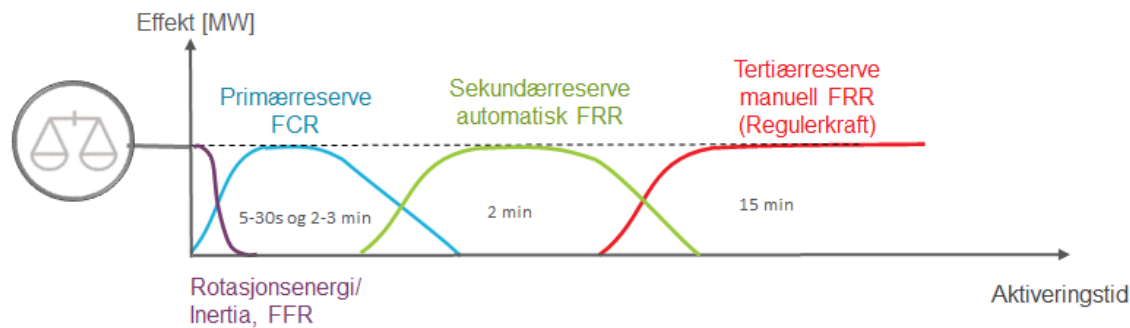
Norge har en ambisjon –
30 GW tildelt innen 2040

Vindkraft i produksjonsmixen



Systemtjenester fra vindkraft

- Levering av reaktiv effekt
 - Allerede «i bruk»
 - Står kompensasjon i forhold til produsentens evt kostnad?
 - Kan levering av reaktiv effekt hindre vindkraftturbin i å assistere med spenningsstabilitet?
- Vindparker er unntatt kravet om å bidra med frekvensregulering, men kan delta om man ønsker det.
 - Mest aktuelt for vindparker >30 MW og tilknyttet regional/transmisjonsnettet
 - Bare i FCR eller i flere av reservemarkedene?
 - Konkurransedyktig kompensasjon? (f. eks. produksjonsbegrensning)



Utfordringer/muligheter

- Volumrisiko for produsent ved oppregulering – men også nedregulering (iallfall i prinsippet)!
- Skal produsent ta volumrisiko må kompensasjon reflektere risikopremie!
- Kan TSO ta (deler av) volumrisiko?
 - TSO kan spre denne risikoen på et antall produsenter?
- Andre kreative modeller for å gi produsentene et insentiv til å delta?
- En kompensasjon for effekt kan være gunstig skattemessig.
- Kan vindkraft delta i andre systemtjenester?





THE ANSWER
MY FRIEND,
IS BLOWIN'
IN THE WIND



Takk for oppmerksomheten!

Potensielle system tjenester fra vindkraftverker

Aktive og reaktive effektreserver

Statnett forum for system tjenester
November 2022

Sandane/Odense 4. november 2022

Kasper Schultz Pedersen, HE Dangrid

Håvard Nordvik, SFE Produksjon



SFE

i samarbeid med

DANGRID

ELECTRICAL ENGINEERING

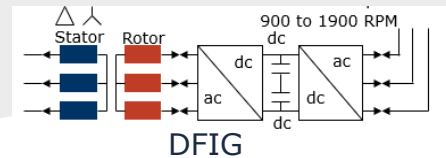
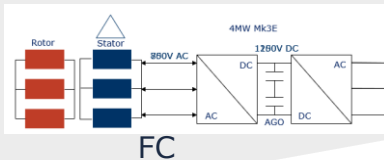
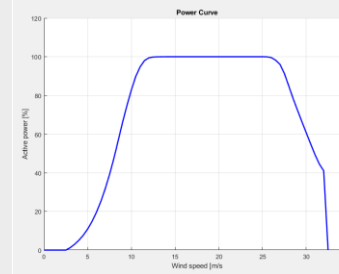
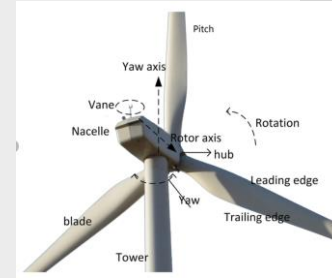
Agenda

- Generelt om vindturbiner
 - Turbiner
 - Vindkraftverker
 - Parkregulator
- Mulige regulerings reserver fra vindkraftverker
 - Aktiv effekt og frekvens regulering
 - Reaktiv effekt og spenningskontroll
- Vedtak om levering og betaling for systemtjenester
 - Status og mulige bidrag fra vindkraftverker
- Eksempler på test

Moderne vindturbiner

- Vindturbiner

- Funksjon rotor, yaw og pitch/bremse
- Produsere typisk fra ca 3 m/s til 28 m/s
- FC eller DFIG
- Typisk mulighet for statcom funksjonalitet
- Starter ikke fra svart nett



Moderne vindkraftverker

- Fysisk utstrekning
 - Mange vindkraftverker består flere selvstendige turbiner
 - Kompleks regulering – alle må jobbe sammen
 - God redundans
- Utstrekning kan være stor
 - Ofte >20 km fra POC til turbin
 - Regulerings utfordringer
 - Stor avstand / impedans fra turbine til tilslutningspunkt
- Eksempel
 - 70 km intern HV kabel nett
 - 50 turbiner -> 50 turbine trafoer -> 50 koblingsanlegg
 - Koblings og kontrol anlegg med 2-10 felter



SFE

i samarbeid med

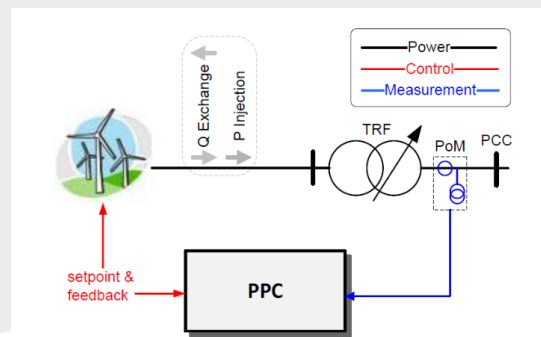
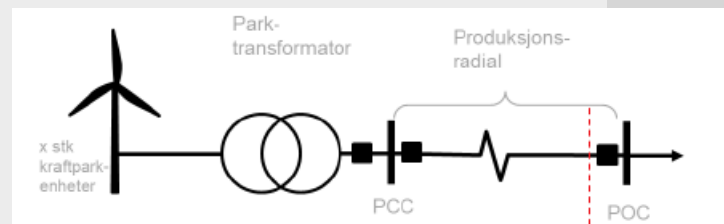
DAN GRID

ELECTRICAL ENGINEERING

Moderne parkregulatorer

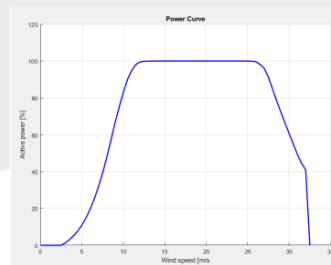
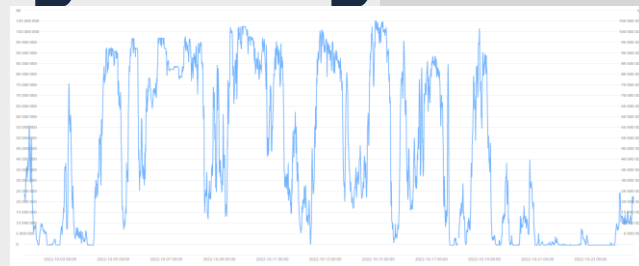
- Generelle regulerings muligheter
- Regulering på park nivå
- Aktiv effekt
 - Setpunkt
 - Frekvens kontroll
- Reaktiv effekt
 - Mvar/PF setpunkt
 - Spennings kontroll
- Rask respons og god kapabilitet
- Kategorier av vindkraftverker

Type	Grenser
A	$0,8 \text{ kW} \leq P_{maks} < 1,5 \text{ MW}$
B	$1,5 \text{ MW} \leq P_{maks} < 10 \text{ MW}$
C	$10 \text{ MW} \leq P_{maks} < 30 \text{ MW}$
D	$P_{maks} \geq 30 \text{ MW}$ eller tilknyttet nett med nominell spenning $U_n \geq 110 \text{ kV}$



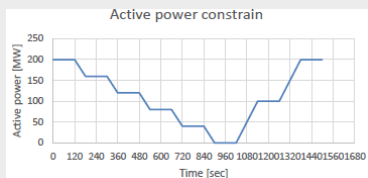
Mulige regulerings reserver – aktiv effekt og frekvens regulering 1

- Typisk drift - setpunkt satt til nominell effekt
 - Produksjon styres av tilgjengelig vind
- Produksjons begrensning ved vind $3\text{m/s} < \text{vind} < 30\text{ m/s}$
- Muligt at endre setpunkt og dermed lavere maks effekt
- Mulighet for frekvens regulering

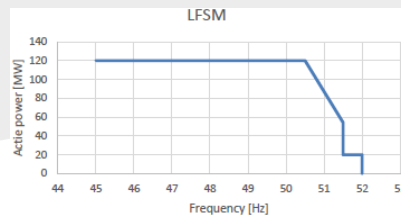
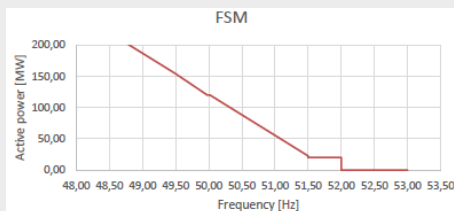


Mulige regulerings reserver – aktiv effekt og frekvens regulering 2

- Setpunkt for aktiv effekt

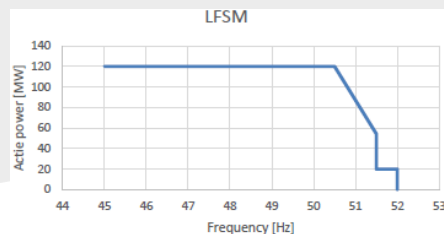


- Vindkraftverk må iht NVF kunne bidra med frekvens regulering
 - FSM (opp- og nedregulering) → opp regulering forutsetter produksjons begrensning
 - LFSM (nedregulering)



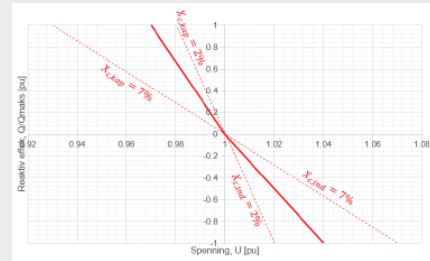
Mulige regulerings reserver – aktiv effekt og frekvens regulering 3

- I utgangspunktet har vindkraftverker bare mulighet for nedregulering
 - Vanskelig å garantere mulighet for oppregulering, da denne alltid er avhengig av tilgjengelig vind
- Regulator respons for vindkraftverk tilknyttet distribusjonsnettets må tilpasses nettets styrke for ikke at risikere ustabilitet
- Anbefaling om bruk frekvens regulering som systemvern
 - Nedregulering ved over-frekvens



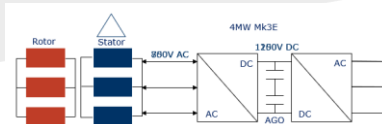
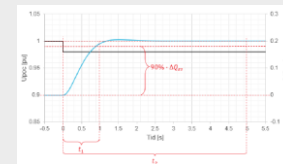
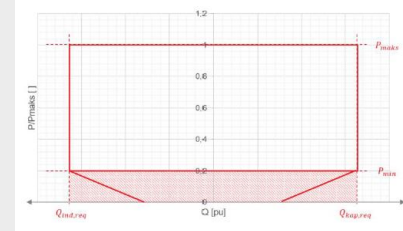
Mulige regulerings reserver – reaktiv effekt og spennings regulering 1

- Muligheter for regulering av reaktiv effekt
 - Mvar kontroll
 - PF kontroll
 - Spennings kontroll
- Typisk drift – spennings kontroll
 - Bidrar hele tiden med spenningsstabilitet
 - Statikk regulering
- Mulighet for statcom funksjonalitet
 - Vindkraftverker bidrar generelt med statcom funksjonalitet
 - Generelt begrenset av konvertertype



Mulige regulerings reserver – reaktiv effekt og spennings regulering 2

- NVF krav til tilgjengelig reaktiv effekt
 - Krav til at PF 0,95 ved nominell P
 - Ca 30% tilgjengelig reaktiv effekt av nominell P
- NVF krav til raks respons
 - Spennings kontroll
 - 90% av endring må opnås inden for 1 sek
- NVF krav til dynamisk kompensering
 - NVF stiller krav til at 85% av den krevede reaktiv effekt må vere dynamisk



Mulige regulerings reserver – reaktiv effekt og spennings regulering 3

- Vindkraftverker bidrar generelt med spenningsstabilitet
 - Bør vindkraftverker bidrage kontinuert med reaktiv effekt?
- Krav til dynamisk reserve fra vindkraftverker $>85\%$ av Q
 - Mest velegnet for at bidrage med spennings stabilitet
 - Ikke begrenset av tilgjengelig vind
 - Forutsetter at vindkraftverker ikke driftes med fast spennings setpunkt
- Teknisk mulig med «sakte regulering for justering av spennings-setpunkt»
 - For at sikres reaktiv effekt i reserve for dynamisk spennings reguering
- Drift av nettet - mest optimalt at kompensere lokalt



SFE

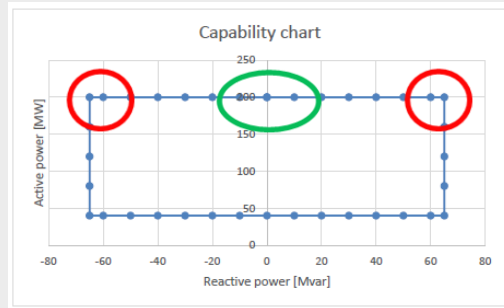
i samarbeid med

DAN GRID

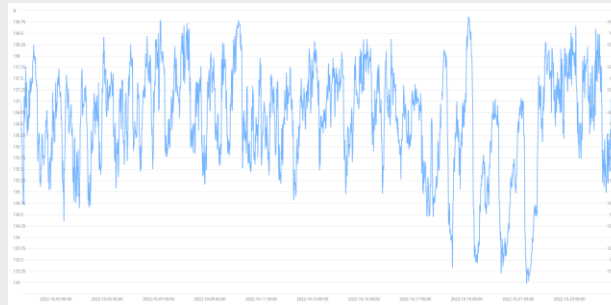
ELECTRICAL ENGINEERING

Mulige regulerings reserver – reaktiv effekt og spennings regulering 4

- Effektiv bidrag til spenningsstabilitet krever tilgjengelig reserve
 - Kan være ut-regulert, når der er behov for bidrag
 - Behov for koordinering og vedlikehold av settpunkt for spenningsregulering



Kapabilitets diagram



Nettspenning 1 måned
Variere mellom 1,01pu og 1,05pu

Aktuelle system tjenester fra Vindkraftverk

Vindkraftverks potensielle bidrag

Fos gir anvisning på hvilken godtgjørelse produsenten har krav på for systemtjenester:

1. Produksjonsflytting – fos § 8b første ledd: "Systemansvarlig kan fastsette tidsoppløsning for endringer i planlagt produksjon og kreve at produksjonsplanen justeres for å redusere strukturelle ubalanser. Systemansvarlig skal betale produsenten for påført ubalanse. Betalingen skal fastsettes med utgangspunkt i aktuelle markedspriser."
2. Regulerstyrke – fos § 9 første ledd: "Systemansvarlig kan pålegge konsesjonær å bidra med regulerstyrke og tilhørende roterende reserve innenfor produksjonens tekniske begrensninger. Systemansvarlig skal betale konsesjonær for dette."
3. Reaktiv effekt – fos § 15:
Fjerde ledd: "Systemansvarlig skal betale konsesjonærene for pålagt produksjon av reaktiv effekt ut over de grenser som er fastsatt av systemansvarlig. Betalingen skal fastsettes med utgangspunkt i aktuelle markedspriser og et normalnivå på de ekstra påførte fysiske tap som produsenten blir påført."
Femte ledd: "Konsesjonær skal overholde grenser fastlagt etter første ledd. Konsesjonær skal varsle systemansvarlig om driftssituasjoner hvor fastlagt grense ikke kan overholdes. Systemansvarlig samordner i slike situasjoner nødvendige tiltak. Systemansvarlig kan kreve at kostnadene ved tiltakene betales av ansvarlig konsesjonær etter dette ledd".
4. Systemvern – fos § 21
Tredje ledd: "Systemansvarlig skal betale for kostnadene forbundet med systemvern. Kostnadene skal dekke installasjon, drift og vedlikehold av vern og sambandsløsninger".
Fjerde ledd: "Når systemvern innebærer utkobling av produsenter eller sluttbrukere, skal også kostnadene for utkoblingsobjektene som følge av aktivering og utløsning av vern dekkes. [...]"

System tjenester fra Vindkraftverker

Diskusjonspunkter

Varsel om vedtak om levering og betaling for systemtjenester 2023

- Gjelder ikke for kraftparker
- Der er for kraftparker mulighet for at tilbyde systemtjenester
- Bør noe gjelde for kraftparker dersom kraftparker generelt bidrar med system tjenester i for av reaktiv effekt ved drift i spenningskontroll?
- For synkrone produksjonsenheter er der betaling for systemtjenester ut over fastsatt grenser. Gjelder disse grenser også for kraftparker?
- Systemtjenester mest relevant for type D anlegg



SFE

i samarbeid med

DAN GRID

ELECTRICAL ENGINEERING

Oppsummering om vindkraftverks aktive og reaktive reserve egenskaper

- i. Systemtjenester mest aktuelt for vindkraftverk type D (>30MW)
- ii. Regulerstyrke og reaktiv effekt er aktuelle tjenester ved vindkraftverk
- iii. Bidra kontinuerlig med reaktiv effekt for spenningsregulering? og/eller bidra med dynamisk reaktiv respons reservert til spenningsstabilitet? Det bør stilles krav om funksjonalitet som sikrer begge deler, samt samordning/optimalisering av setpunkt?
- iv. Fleire vindkraftverk har også kondensatorbatteri som kan benyttes
- v. Aktive reserver tilgjengelig i form av nedregulering ikkje oppregulering
- vi. Frekvensregulering kan benyttes både som system vern ved nedregulering eller som vanlig frekvens regulering for bidrag til aktiv effekt balanse



SFE

i samarbeid med

DAN GRID

ELECTRICAL ENGINEERING

A scenic landscape featuring a valley filled with mist or low clouds, surrounded by dark, forested mountains. In the foreground, a tall, bare tree stands prominently against the misty background. The sky is a pale, hazy blue.

Takk for oppmerksomheten!

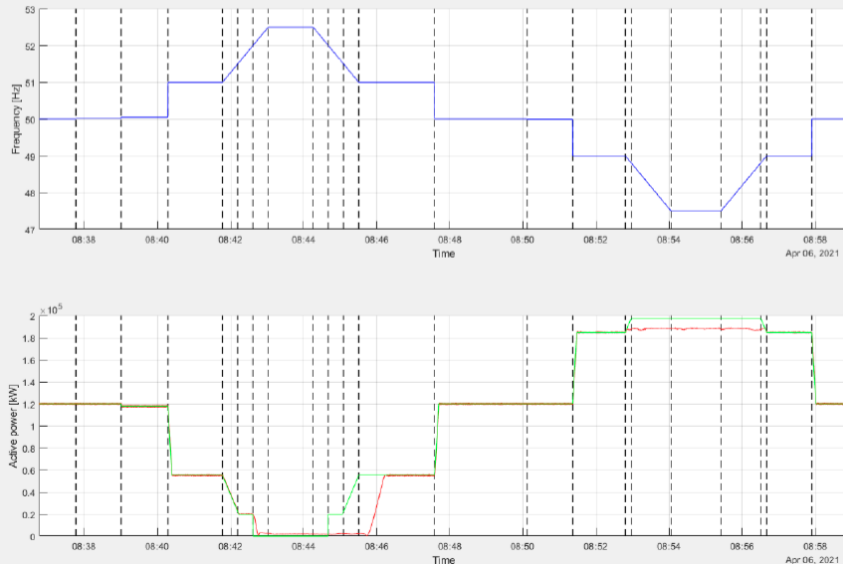
Kasper Schultz Pedersen
Head Energy Dangrid
kasper.pedersen@headenergy.dk

Håvard Nordvik
SFE Produksjon
haavard.nordvik@sfe.no

Eksempel på test av frekvensregulering

Grid compliance test – frekvens regulering

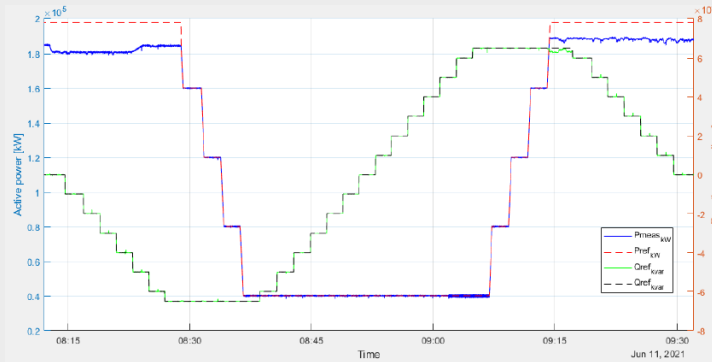
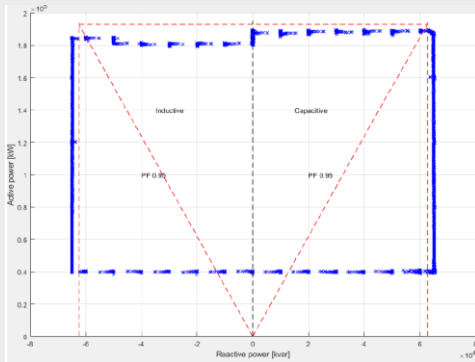
- Simuleret frekvens endres i steg og rampe
- Turbiner stopper ved høy frekvens



Eksempel på test av reaktiv effekt kapabilitet

Grid compliance test – reaktiv effekt kapabilitet

- Driftspunkt flyttes rundt i kapabilitets diagrammet



SFE

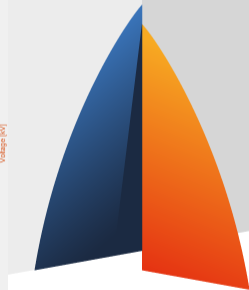
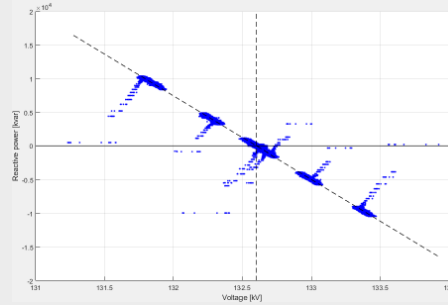
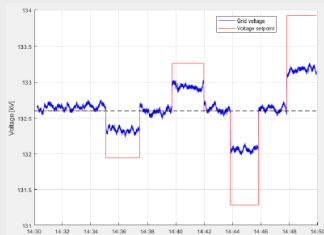
i samarbeid med

DAN GRID
ELECTRICAL ENGINEERING

Eksempel på test av spennings kontroll

Grid compliance test – Voltage control

- Endring av spenningssetpunkt



SFE

i samarbeid med

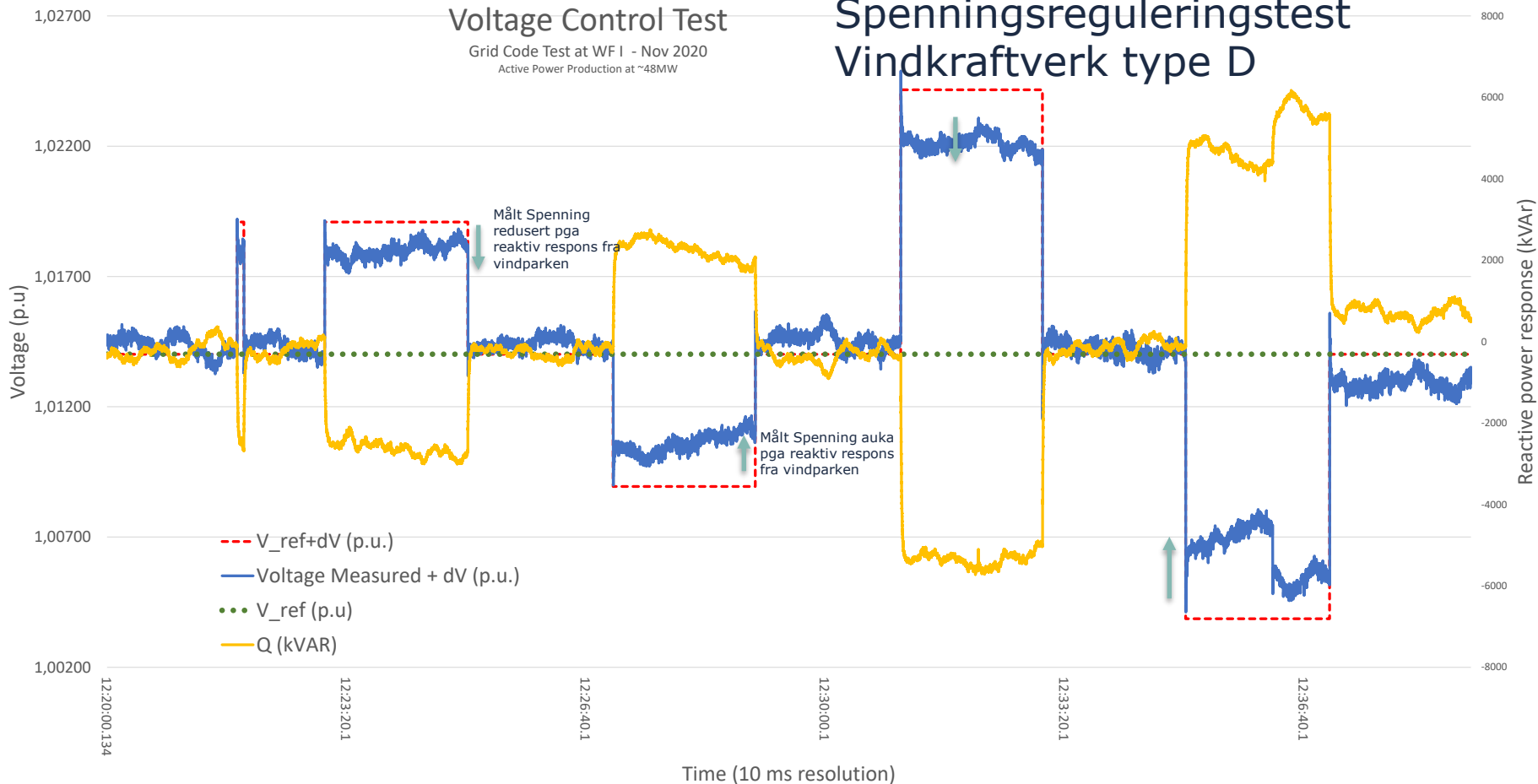
DANGRID

ELECTRICAL ENGINEERING

Voltage Control Test

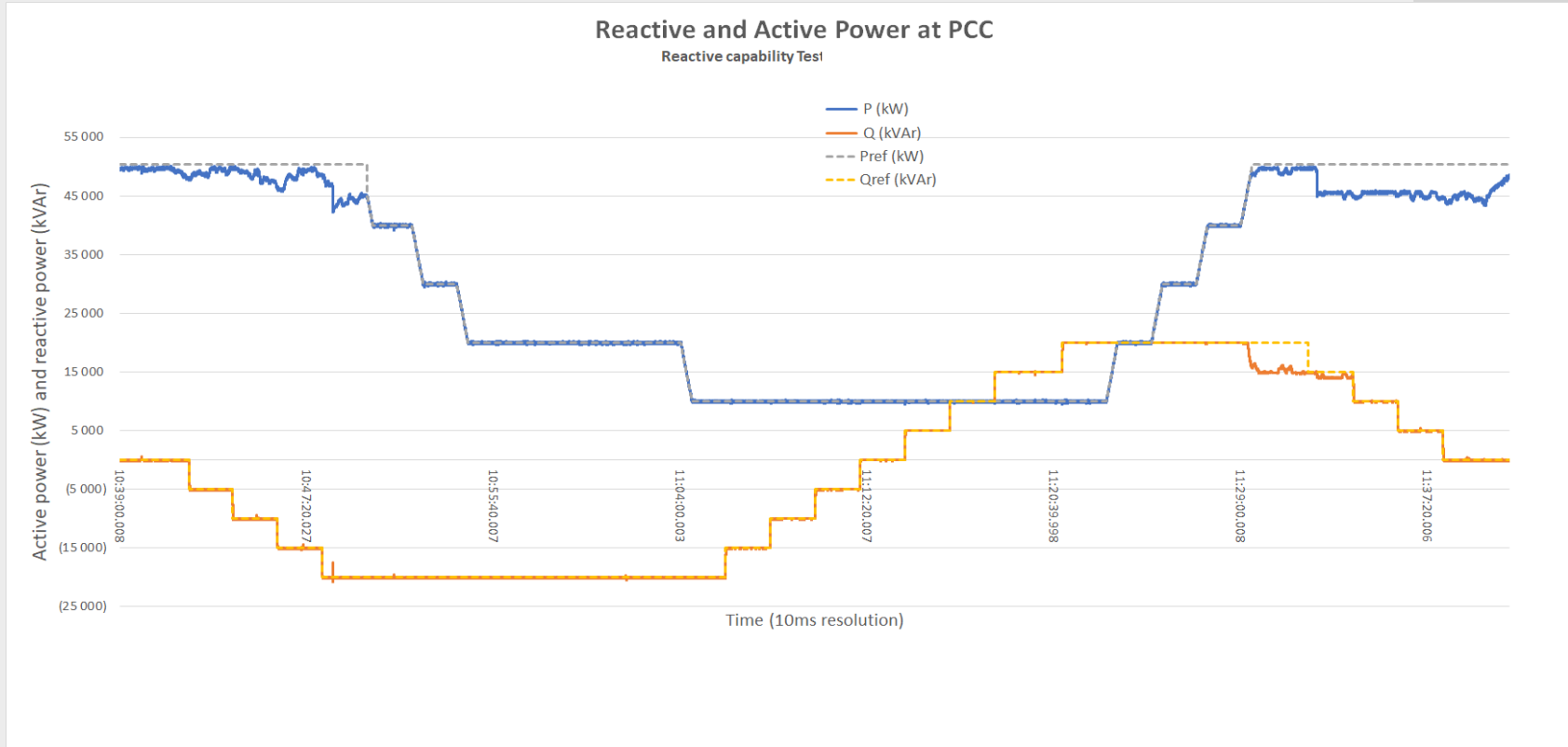
Grid Code Test at WF I - Nov 2020
Active Power Production at ~48MW

Spenningsreguleringstest Vindkraftverk type D



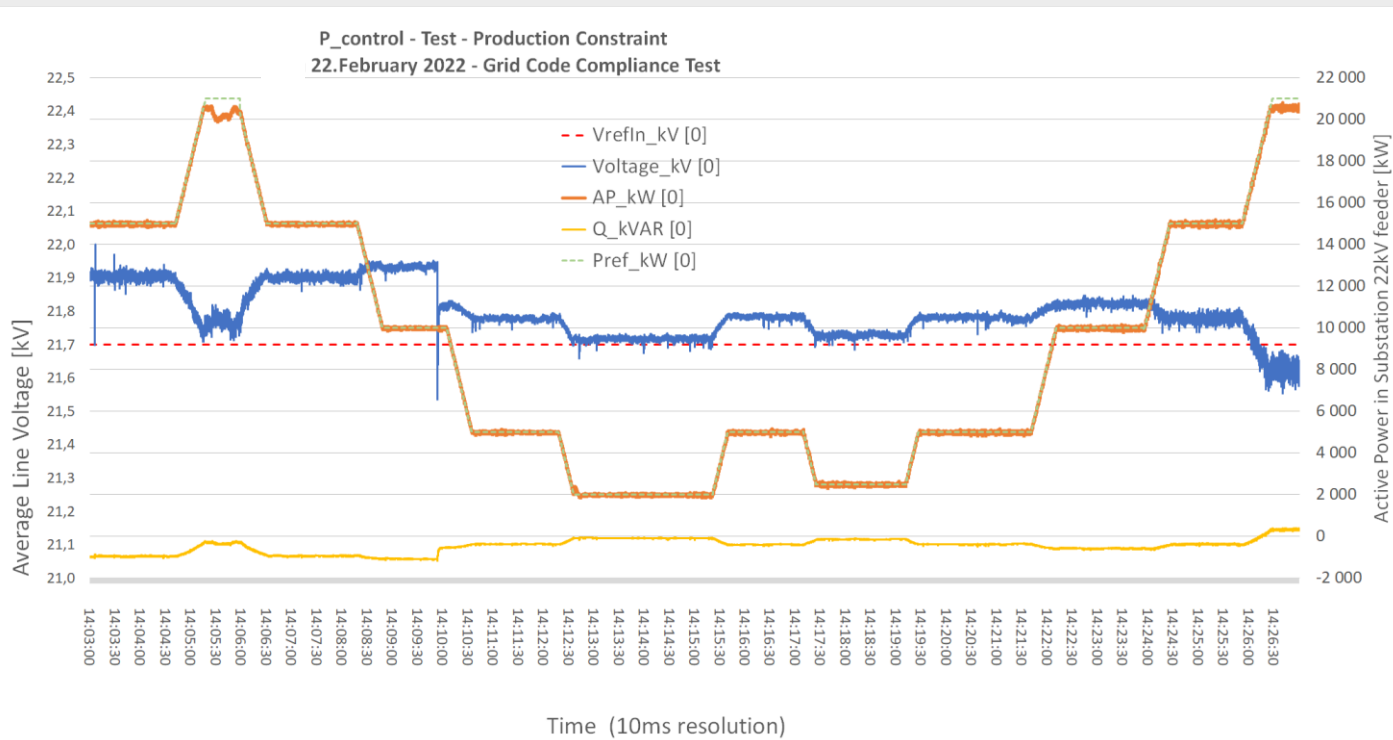
V_{ref} = gjennomsnittleg målt spenning før test

Eksempel test av reaktive effekt reserver for et vindkraftverk type D



Regulering av aktiv effekt

Eks kraftverks type C med svak nettilknting $SCR < 2$



NB!
Regulering av aktiv \rightarrow
vesentleg innvirkning på nettspenning



SFE

i samarbeid med

DANGRID
ELECTRICAL ENGINEERING

Klokka	Varighet	Tema
09:00		Velkommen og praktisk informasjon om møteform
09:05	45 min	Del 1: Introduksjon og orientering
		Drifts- og reservesituasjonen i året som har gått
		Automatisering av systemdriften
09:50	10 min	<i>pause</i>
10:00	1t 30 min	Del 2: Nye tekniske krav til FCR og plan for nasjonal implementering
11:30	60 min	<i>Lunsj</i>
12:30	1t 20 min	Del 3: Nytt siden forrige forum for systemtjenester og førstkomende endringer
		Felles nordisk kapasitetsmarked for aFRR
		Deltakelse i aFRR-markedet og prekvalifiseringsprosessen
		Marked for raske effektreserver (FFR)
		Systemansvaret - Retningslinjer
13:50	10 min	<i>Pause</i>
14:00	40 min	Del 4: Muligheter for nye teknologier til å bidra i reservemarkedene
		Økt tilgang på reserver og fleksibilitet
		<i>Eksternt innlegg - Vindkraft som leverandør av systemtjenester, Norwea/SFE/DanGrid</i>
14:00	40 min	Del 5: Vedtak om leveranse og betaling for systemtjenester 2023
15:00	10 min	Oppsummering og evaluering

Varsel om vedtak om

LEVERING OG BETALING FOR SYSTEMTJENESTER

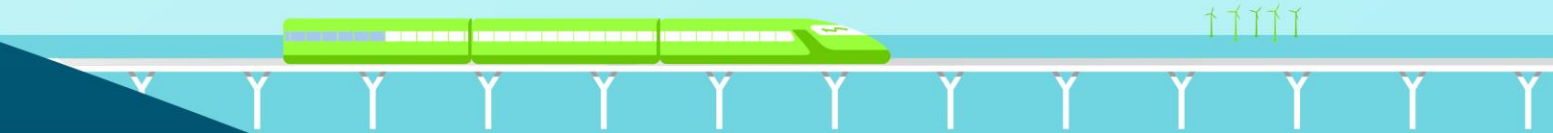
Varsel om vedtak om levering og betaling for systemtjenester 2023

- Varsel om vedtak om levering og betaling for systemtjenester 2023 etter fos §§ 9 og 27 og varsel om vedtak om betaling for systemvern, produksjonsfrakobling 2023, etter fos § 27, er sendt ut til relevante aktører og er tilgjengelig på Statnett sine [nettsider](#).
- Aktører er invitert til å gi kommentarer og innspill til varselet, og innspill til utviklingen.
- Innspill / kommentarer oversendes skriftlig til systemansvarlig firmapost@statnett.no, **innen 11. november**. Systemansvarlig fatter endelig vedtak i etterkant av dette.



Varsel om vedtak om levering av systemtjenester

- Systemansvarlig fattet vedtak om levering av systemtjenestene regulerstyrke 15.12.2021, iht. fos § 9 for alle konsesjonærer med produksjonsanlegg ≥ 10 MVA.
- Vedtaket fattes årlig sammen med vedtak om betaling for systemtjenester for å ha en oppdatert oversikt over hvem som er omfattet av vedtaket og berøres av nye retningslinjer for praktisering av systemansvaret.
- Det foreslås å videreføre gjeldende vedtak og inkludere varmekraftverk i unntaket om krav til grunnleveranse for frekvensregulering.
- Vedtak om leveranse av reaktiv effekt iht. fos §15 ble tatt ut av dette vedtaket da standardinnstillingen spesifiseres i retningslinjene. Endring av modus på spenningsregulator må fattes ved vedtak av Regionsentralene.



Varsel om vedtak om betaling for systemtjenester omfatter:

1. Reaktiv effekt
 - Fast betalingsmodell etter generatorytelse og variabel betalingsmodell ved bidrag utover krav
 - Gjeldende vedtak videreføres for 2023 med tekstlige justeringer
2. Produksjonsflytting
 - Tjenesten og betalingen av denne er samordnet i Norden.
 - Gjeldende vedtak videreføres for 2023 med informasjon om at periodeskiftattributt i mFRR-markedet planlegges innført fra Q4 2023
3. Restleveranse
 - Kompensasjon for restleveranse som ikke er tilbudt i markedet eller som ikke har fått tilslag i markedet (grunnleveranse)
 - Gjeldende vedtak videreføres for 2023 med tekstlige justeringer
4. Systemvern
 - Enkeltvedtak om betaling for systemvern, PFK/BFK, fos § 21
 - Faste satser for betaling for utløsning av PFK videreføres for 2023 etter KPI-justering.



Evaluering





Fremtiden er elektrisk