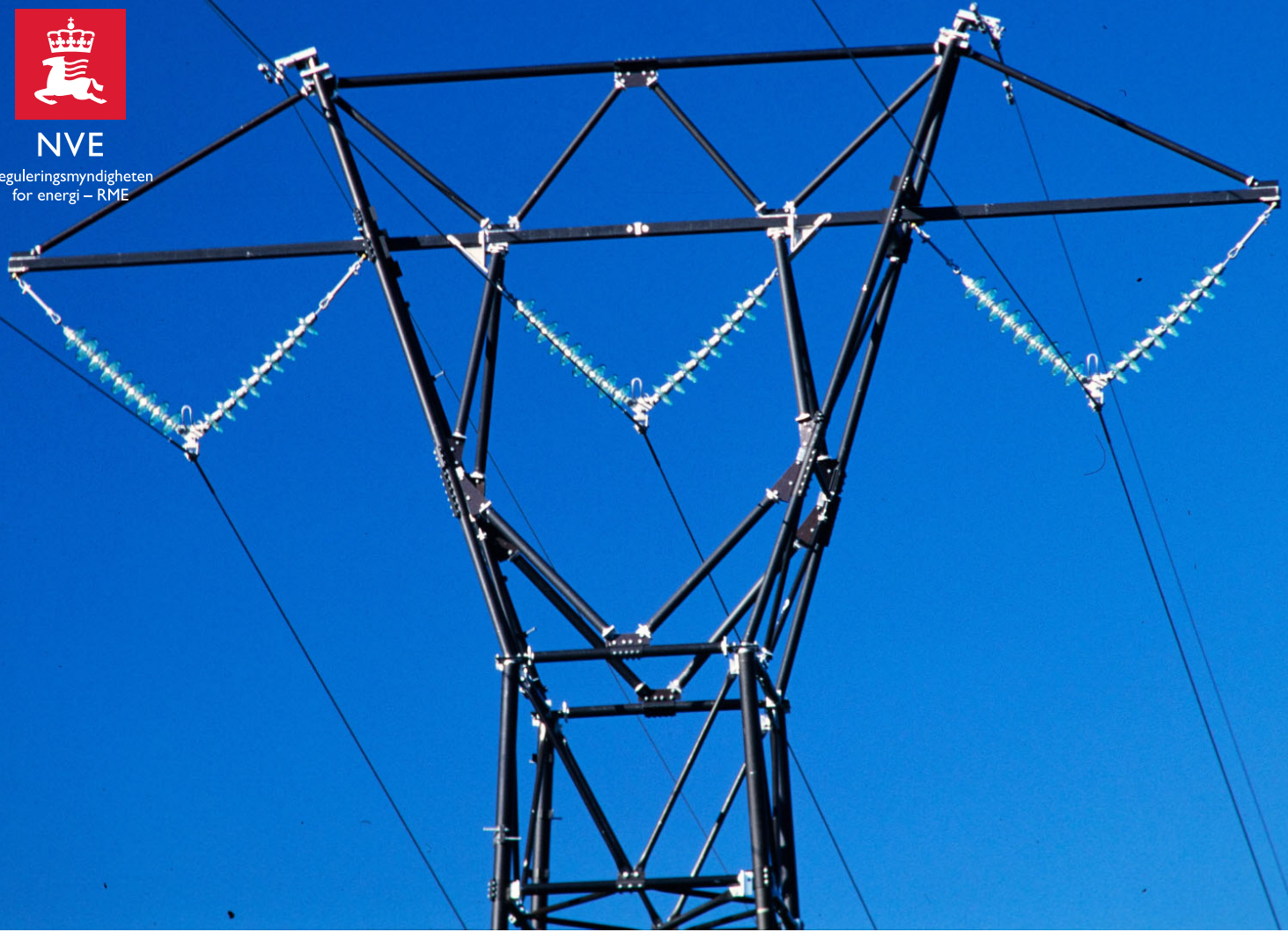




NVE

Reguleringsmyndigheten  
for energi – RME



**EKSTERN RAPPORT**

NR. 4 / 2025

RME

# Mulighetsstudie for utvikling av kostnadseffektivitet i Statnetts oppgaver som systemansvarlig

---

SKREVET AV THEMA Consulting Group og CEPA

# RME Ekstern rapport nr. 4/2025

## Mulighetsstudie for utvikling av kostnadseffektivitet i Statnetts oppgaver som systemansvarlig

Utgitt av: Reguleringsmyndigheten for energi  
Forfattere: THEMA Consulting Group og CEPA  
Omslagsbilde: Stig Storheil/NVE

ISBN: 978-82-410-2451-1  
ISSN: 2535-8243  
Saksnummer: 202506085

**Sammendrag:** I denne rapporten utforsker THEMA Consulting Group og CEPA mulighetene for å regulere inntektene til Statnett slik at det kan gis sterkere incentiver til kostnadseffektivitet for systemansvarsoppgaver enn dagens modell. De beskriver hvilke forhold som driver de ulike kostnadene knyttet til systemansvaret og CEPA beskriver hvordan systemansvaret reguleres i enkelte andre land. THEMA anbefaler at noe av kostnadene knyttet til systemansvaret kan inkluderes i den sammenlignende analysen som RME benytter i dag. Videre anbefaler de at det opprettes et prestasjonspanel for å gi økt transparens ved Statnett sine kostnader.

**Emneord:** Transmisjonsnett, systemansvarlig, inntektsramme, kostnadsnorm, kostnadseffektivitet og balanserte incentiver

Reguleringsmyndigheten for energi  
Middelthuns gate 29  
Postboks 5091 Majorstuen  
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95  
E-post: [rme@nve.no](mailto:rme@nve.no)  
Internett: [www.reguleringsmyndigheten.no](http://www.reguleringsmyndigheten.no)

Mars 2025

# Forord

Statnett SF eier og driver transmisjonsnettet og er systemansvarlig nettselskap i Norge. Som systemansvarlig har de ansvar for å sørge for at det alltid er balanse mellom forbruk og produksjon i kraftsystemet.

Reguleringsmyndigheten for energi i NVE (RME) regulerer inntektene til Statnett. Den tillatte inntekten gjelder for hele Statnett sin virksomhet. Den skal over tid dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet og gi en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift, utvikling og utnyttelse av nettet. For å gi Statnett insentiver til å være kostnadseffektive, innførte RME i 2021 en sammenlignende analyse for å beregne deler av den tillatte inntekten.

Kostnader knyttet til utøvelse av systemansvaret er ikke inkludert i den sammenlignende analysen. Statnett har i realiteten svakere insentiver til kostnadseffektivitet for oppgavene knyttet til systemansvaret enn for nettvirksomheten. RME engasjerte i 2024 THEMA Consulting Group (THEMA) for å identifisere kostnadsdriverne ved de ulike oppgavene som systemansvarlig utfører og å undersøke mulighetene for en annen regulering av systemansvaret. Målet er en helhetlig regulering av Statnett med balanserte insentiver som bidrar til samfunnsmessig rasjonell drift og utvikling hos Statnett.

THEMA har vurdert ulike tilnærminger, og anbefaler at noe av kostnadene knyttet til utøvelsen av systemansvaret innlemmes i den sammenlignende analysen. De anbefaler videre at RME eller Energidepartementet oppretter et prestasjonspanel for Statnett for å økt transparens rundt Statnett sine kostnader og disposisjoner.

THEMA har gjennomført arbeidet i samarbeid med Cambridge Economic Policy Associates Ltd (CEPA). CEPA har gjort nærmere analyser av reguleringen i Irland, Storbritannia og New York State. Disse analysene er omtalt i THEMA sin hovedrapport, men også lagt med som vedlegg i denne publikasjonen.

Alle vurderingene og konklusjonene i rapporten er konsulentenes egne.

Vi inviterer alle til å komme med innspill til arbeidet. Tilbakemeldinger merkes med referansenummer 202506085 og sendes til [rme@nve.no](mailto:rme@nve.no) innen 16. mai 2025. Vi vil ta med oss denne rapporten og mottatte innspillene i det videre arbeidet med å videreutvikle reguleringen av Statnett.

Oslo, mars 2025

Tore Langset  
direktør  
Reguleringsmyndigheten for energi

Roar Amundsveen  
seksjonssjef  
Seksjon for økonomisk regulering

Dokumentet sendes uten underskrift. Det er godkjent i henhold til interne rutiner.

---

# Mulighetsstudie for utvikling av kostnadseffektivitet i Statnetts oppgaver som systemansvarlig

På oppdrag for Reguleringsmyndigheten for energi (RME)

---

**Dato**

13.02.2025

**Om prosjektet**

Prosjektnummer: RME-24-02

Prosjektnavn: Mulighetsstudie for utvikling av kostnads-effektivitet i Statnetts oppgaver som systemansvarlig

Oppdragsgiver: Reguleringsmyndigheten for energi

**Om rapporten**

Rapportnavn: Mulighetsstudie for utvikling av kostnads-effektivitet i Statnetts oppgaver som systemansvarlig

Rapportnummer: 2024-18

ISBN-nummer: 978-82-8368-155-0

Tilgjengelighet: Offentlig

**Prosjektbeskrivelse**

Statnett er som systemansvarlig nettselskap underlagt RMEs økonomiske regulering. I dagens modell er Statnetts kostnader som netteier gjenstand for benchmarking som grunnlag for en egen kostnadsnorm, men det er ikke noen tilsvarende norm for systemansvarskostnadene. Incentivene til kostnadseffektivitet i systemansvaret er derfor svakere enn for netteier. I denne rapporten analyserer vi mulige endringer i den økonomiske reguleringen for å styrke incentivene til kostnadseffektivitet i Statnetts oppgaver som systemansvarlig.

**Prosjektteam****Kontaktperson**

Åsmund Jenssen

Åsmund.jenssen@thema.no

+ 47 416 53 049

**Bidragstere (alfabetisk)**

Malin Wikum

Svend Boye

Øystein Sand

**Om THEMA Consulting Group**

Postadresse: Øvre Vollgate 6

Besøksadresse: Nedre Vollgate 9

0158 Oslo, Norway

Foretaksnummer: NO 895 144 932

[www.thema.no](http://www.thema.no)

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivnings-erfaring og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi og teknologi.

# INNHold

Sammendrag .....	4
1 Innledning .....	10
1.1 Bakgrunn og problemstilling .....	10
1.2 Oppbygging av rapporten .....	10
2 Statnetts oppgaver og kostnader .....	11
2.1 Statnetts oppgaver og organisering .....	11
2.2 Kostnadsutvikling de seneste årene .....	12
3 Dagens regulering av Statnett .....	14
3.1 Økonomisk regulering .....	14
3.2 Øvrig relevant regulering og rammevilkår .....	14
4 utfordringer ved dagens økonomiske regulering av systemansvaret .....	16
4.1 Asymmetrisk informasjon gjør regulering av Statnett utfordrende .....	16
4.2 Ulike økonomiske incentiver til kostnadseffektivitet mellom oppgaver .....	17
4.3 Systemansvarskostnadene er underlagt svake økonomiske incentiver .....	17
4.4 Statnett stilles ikke overfor de totale samfunnsøkonomiske kostnadene .....	17
4.5 Oppsummering av utfordringer ved dagens økonomiske regulering .....	18
5 Regulering av systemansvar i andre land .....	19
5.1 Norden .....	19
5.2 Internasjonalt .....	20
6 Mulige reguleringsmekanismer .....	22
6.1 Mulige reguleringsmekanismer .....	22
6.2 Forbedringer av dagens modell .....	23
6.3 Økt frikobling av kostnader og inntekter .....	23
6.4 Omdømmebaserte mekanismer .....	28
6.5 Organisatoriske og strukturelle endringer .....	30
6.6 Oppsummering .....	32
7 Forslag til reguleringsmekanismer .....	33
7.1 Inkludere de interne systemansvarskostnader i effektivitetsanalysen .....	33
7.2 Opprettelse av et prestasjonspanel .....	33
7.3 Konsekvenser .....	34



## Sammendrag

Statnett er som systemansvarlig nettselskap underlagt RMEs økonomiske regulering. I dagens modell er Statnetts kostnader som netteier gjenstand for benchmarking som grunnlag for en egen kostnadsnorm, men det er ikke noen tilsvarende norm for systemansvarskostnadene. Statnetts kostnader til både netteieroppgaver og systemansvar har økt de siste årene, og antall ansatte har gått fra 839 i 2009 til 1 789 i 2023. For å styrke Statnetts incentiver til kostnadseffektivitet, anbefaler vi å inkludere de interne systemansvarskostnadene i effektivitetsanalysen, sammen med netteierkostnadene. Vi foreslår at RME eller Energidepartementet oppretter et prestasjonspanel for Statnett. Formålet med panelet er å gi økt transparens rundt Statnetts kostnader og disposisjoner.

### Bakgrunn og problemstilling

Statnett har som systemansvarlig nettselskap to hovedoppgaver; i) sørge for fysisk balanse mellom produksjon og forbruk i kraftsystemet og ii) bygge og drive transmisjonsnett. Statnett skal gjennomføre disse oppgavene på en måte som bidrar til en samfunnsøkonomisk effektiv drift og utvikling av kraftsystemet. Et sentralt virkemiddel for å nå dette målet er den økonomiske reguleringen som Reguleringsmyndigheten for energi (RME) er ansvarlig for. Statnett har incentiver til kostnadseffektivitet gjennom kostnadsnormen, som fastsettes på grunnlag av utviklingen i selskapets kostnader målt mot historiske nivåer. I denne benchmarkingen er imidlertid ikke kostnader knyttet til systemansvaret inkludert, men disse delvis overveltes og delvis ilegges et effektivitetskrav. Incentivene til kostnadseffektivitet er derfor svakere for systemansvaret enn for andre kostnader. Dette er blitt begrunnet med at systemansvarskostnadene i særlig grad påvirkes av forhold utenfor Statnetts kontroll, som prisen på kraft i ulike markeder (inkludert reservekraftmarkedene). Mangelen på kostnadsregulering av systemansvaret i prinsippet en svakhet ved dagens regulering, ettersom Statnett kan påvirke nivået på systemansvarskostnadene, og ettersom det kan gi Statnett incentiver til å pådra seg og allokere kostnader til oppgaven systemdrift snarere enn oppgavene som netteier.

På oppdrag for Reguleringsmyndigheten for energi (RME) har vi utredet:

- hvilke muligheter finnes for å innføre normregulering for Statnetts systemansvarsoppgaver?
- hvordan kan RME utforme en konkret modell for å beregne en kostnadsnorm for Statnetts systemansvarsoppgaver?
- hvordan vil delnormen(e) og ev. andre tiltak spille sammen med den øvrige reguleringen?

### Systemansvarskostnadene har vært økende de siste årene og forventes å fortsette å øke

Kostnadene i Statnett har økt betraktelig over tid, i likhet med andre systemansvarlige nettselskaper i Norden. Dette gjelder både kostnadene til drift og vedlikehold av de fysiske nettanleggene og de tilhørende kapitalkostnadene, og kostnadene til utøvelse av systemansvaret.

Systemansvarskostnadene kan deles inn i begrepene interne og eksterne systemansvarskostnader, hvor kostnader til innkjøp av reserver og spesialregulering er eksterne, mens kostnader til ansatte, IT-systemer, bygninger og lignende er interne. Kostnader til reserver og spesialregulering holdt seg stabile fra 2014 til 2020, men fra 2021 økte de kraftig og nådde en topp i 2022 på 3,4 mrd. kroner, noe som henger sammen med økte priser i markedene. Kostnader til interne systemansvarskostnader økte fra 1,1 mrd. kroner i 2018 til 1,5 mrd. kroner i 2022. Det er spesielt kostnadene til markeds- og driftsløsninger som har økt i denne perioden. Dette henger sammen med utvikling av systemer for automatisering av systemdriften. Videre skyldes økningen en generell økning i kostnadene i fellesfunksjonene til Statnett, som delvis allokere til systemansvaret.

### Vi har identifisert tre hovedutfordringer ved dagens økonomiske regulering av Statnett som systemansvarlig

Vi har vurdert de økonomiske incentivene som Statnett står overfor i dagens regulering med vekt på å identifisere svakheter i reguleringen, som gir risiko for samfunnsøkonomiske tap over tid. Dette danner i neste omgang grunnlaget for vurderingen av endringer i reguleringen der vi legger vekt på hvordan ulike endringer kan håndtere de identifiserte svakhetene.

Det overordnede problemet er at Statnett har vesentlig mer informasjon enn RME og andre interessenter om utøvelsen av systemansvaret og hva som utgjør effektiv drift og utvikling. Det gir seg utslag i flere konkrete reguleringsutfordringer:

- *Statnett har sterkere økonomiske incentiver til kostnadseffektivitet ved rollen som netteier enn rollen som systemansvarlig.* Statnett har ulike økonomiske incentiver til kostnadseffektivitet mellom oppgavene som systemansvarlig og netteier. Dette fører til to utfordringer. For det første har Statnett har incentiver til intern kostnadsallokering mellom oppgavene som netteier og systemansvarlig. Videre har Statnett har incentiver til å velge tiltak i systemdriften fremfor investeringer som allokere til netteier. For RME er det ikke uten videre mulig å vurdere hvorvidt kostnadsallokeringen er riktig.
- *Systemansvarskostnadene er underlagt svake økonomiske incentiver.* Systemansvarskostnadene inngår ikke i effektivitetsanalysen og kostnader til reserver og spesialregulering er ikke underlagt produktivitetskrav. Det gjør at Statnett har svake økonomiske incentiver til kostnadseffektivitet for de interne systemansvarskostnadene og ingen økonomiske incentiver til kostnadseffektivitet knyttet til innkjøp av reserver og spesialregulering.

- *Statnett stilles ikke overfor andre aktørers kostnader som følger av beslutninger selskapet foretar som systemansvarlig.* Statnett har ikke incentiver til å hensynta de samlede samfunnsøkonomiske kostnadene. Med unntak av KILE-ordningen har Statnett ikke økonomiske incentiver til å hensynta kostnader som påføres aktører, for eksempel gjennom bruk av systemansvarsvirkemidler som påvirker aktørers mulighet til å bruke transmisjonsnettet.

### Det er mange mulige tiltak for å bedre incentivene, men ikke alle er godt egnet til å løse utfordringene i dagens regulering

Vi har analysert et bredt utvalg av mulige endringer i den økonomiske reguleringen som kan være aktuelle på kort eller lang sikt, dels med utgangspunkt i økonomisk teori, dels i regulatorisk praksis i Norge og andre land. Løsningene er vurdert ut fra hvordan de løser reguleringsutfordringene vi har identifisert og hvorvidt de lar seg gjennomføre i praksis til akseptable administrative kostnader. Generelt anbefaler vi å holde de eksterne kostnadene (kjøp av reserver m.m.) til systemansvaret utenfor den økonomiske reguleringen, ettersom disse kostnadene bare i begrenset grad kan påvirkes av Statnett på kort sikt.

I det følgende oppsummerer vi kort våre vurderinger av endringer som vi ser som lite aktuelle.

- *Klarere kriterier for allokering av kostnader i dagens modell har liten praktisk betydning.* Dagens allokering av kostnader bygger i hovedsak på Statnetts egne vurderinger og rapportering av kostnader. I prinsippet kan det tenkes at kostnadsallokeringen kunne baseres på bedre definerte kriterier med utgangspunkt i en presis beskrivelse av aktivitetene knyttet til systemansvaret. Klarere kriterier løser imidlertid ikke det grunnleggende informasjonsproblemet, og det vil fortsatt være betydelige frihetsgrader i allokeringen av kostnader. Dette underbygges av erfaringene fra reguleringen i andre nordiske land.
- *Internasjonal benchmarking er lite egnet.* Det gjennomføres i dag internasjonale benchmarkinger av systemansvarlige nettselskaper med vekt på netteieroppgavene. Resultatene fra disse benchmarkingene er lite egnet til å brukes direkte i netteierreguleringen, som følge av utfordringer med sammenlignbarhet og datagrunnlag. Vi ser det som lite hensiktsmessig å gjøre en internasjonal benchmarking av den samlede virksomheten til Statnett eller systemansvaret isolert.
- *Inntektsrammer basert på budsjetter løser ikke informasjonsproblemet.* I land som Storbritannia og Irland fastsettes inntektsrammen til systemansvarlig på grunnlag av budsjetter som foreslås av systemansvarlig og deretter vurderes og godkjennes av regulator. En lignende ordning er også benyttet i Norge historisk. Budsjettprosessene kan imidlertid kreve betydelige administrative ressurser og løser ikke i seg selv det grunnleggende informasjonsproblemet.
- *Bonus-/malusordninger kan gi skjeve incentiver.* Det finnes flere eksempler fra andre land på at det innføres incentiver knyttet til spesifikk måloppnåelse, for eksempel ved at det gis et prosentvis påslag i inntektene ved overoppfyllelse (bonus) eller fradrag ved manglende oppnåelse (malus). En svakhet ved slike ordninger er at de er sårbare for feil definisjoner av indikatorer for måloppnåelse og feil dosering av incentivene. Prinsipielt vil bonus-/malusordninger også gi en ulik verdsettelse av tiltak på tvers av aktiviteter. Begge disse egenskapene gir en risiko for skjeve incentiver som i verste fall kan føre til at Statnett forfølger enkeltmål på bekostning av mer balanserte tiltak som er samfunnsøkonomisk effektive.
- *Organisatoriske og strukturelle endringer medfører store transaksjonskostnader og usikker måloppnåelse.* I noen land, som Storbritannia, er det innført eiermessig skille mellom netteier og systemansvarlig for å sikre nøytralitet i utøvelsen av systemansvaret og økt transparens om kostnader og aktiviteter. I Danmark er det innført selskapsmessig skille for systemansvaret. Erfaringene tyder på at et selskapsmessig skille ikke er tilstrekkelig til å gi riktige incentiver, og det må etableres systemer for internprising og allokering av kostnader som ligner dagens norske regulering. Samtidig er det med et fullt eiermessig skille en risiko for at synergier mellom netteier og systemansvarlig går tapt, og at omorganiseringen i seg selv gir betydelige transaksjonskostnader. Vi vil derfor ikke anbefale organisatoriske og strukturelle endringer på dette tidspunktet. På sikt kan RME og Energidepartementet vurdere fullt eiermessig skille mellom netteier og systemdrift, dersom informasjonsproblemet og kostnadsøkningene ikke lar seg begrense med endringer innenfor dagens system, slik det er gjort i eksempelvis Storbritannia.

### Vi foreslår å inkludere de interne systemansvarskostnadene i effektivitetsanalysen

En løsning vi anbefaler, som er mulig å gjennomføre på kort sikt er å inkludere de interne systemansvarskostnadene i effektivitetsanalysen, uten at det gjennomføres endringer i metoden for øvrig. Gjennom dette grepet løses flere av utfordringene vi har identifisert med dagens økonomiske regulering. Allokeringen av kostnader mellom netteier og systemansvarlig får da ingen virkning på Statnetts samlede inntekter, og inntektene blir i større grad frikoblet fra Statnetts faktiske kostnader. Dette vil igjen gi Statnett sterkere incentiver til kostnadseffektivitet.

Basert på inntektsrammedata for Statnett for perioden 2021-2024 finner vi at Statnetts inntektsramme ville ha blitt redusert med rundt 140 millioner kroner i snitt med dette anbefalte grepet, men med betydelige årlige variasjoner.

Stereke incentiver til kostnadseffektivitet i systemansvaret gir risiko for at tiltak i systemdriften blir mindre lønnsomme. Vi vurderer likevel at de negative konsekvensene begrenses fordi eksterne kostnader til systemdriften holdes utenfor.



### En egen kostnadsnorm for systemansvaret er mulig, men krever ytterligere vurderinger

Et alternativ til å inkludere systemansvarskostnadene i dagens modell er å etablere en egen kostnadsnorm for systemansvaret. Det kan gjøres ved å benchmarke kostnadene til systemansvaret separat i henhold til en tilsvarende metode som for netteierkostnadene. Det må da defineres en oppgavevariabel for systemansvaret. Oppgavevariabelen bør være mest mulig eksogen og være korrelert med de underliggende driverne for systemansvarsoppgaven og de tilhørende kostnadene. En slik løsning kan være bedre enn en total kostnadsbenchmarking dersom det finnes en oppgavevariabel som fanger opp kostnadsdriverne i systemdriften på en bedre måte enn i netteiermodellen.

Hva som er en egnet oppgavevariabel, må vurderes nærmere. Eksempler på faktorer som påvirker systemansvarskostnadene, er andelen uregulerbar og lite forutsigbar produksjon, og samlet kraftutveksling mellom Norge og andre land. Disse faktorene kan måles i mer detalj og eventuelt suppleres med andre faktorer. Vi har gjort enkle illustrative beregninger med en oppgavevariabel som er lik et snitt av utviklingen i andelen vindkraft og solkraft og samlet import og eksport av kraft. De økonomiske utslagene er i størrelsesorden 80 millioner kroner i gjennomsnittlig årlig inntektsreduksjon i perioden 2021-2024 i våre eksempelberegninger.

Incentivvirkningene blir i stor grad tilsvarende som ved inkludering av systemansvarskostnadene i dagens effektivitetsmåling, men det oppstår incentiver til strategisk allokering av kostnader avhengig av den forventede utviklingen i de respektive oppgavene for netteier og systemansvarlig. Løsningen vil likevel ha bedre incentivvirkninger enn dagens modell ved en høyere grad av frikobling mellom inntekter og kostnader.

### Vi foreslår å opprette et prestasjonspanel

Avslutningsvis foreslår vi å opprette et prestasjonspanel etter mønster av den britiske regulatoren Ofgems ordning med et «Performance Panel» i reguleringen av systemoperatøren i Storbritannia (fra 2024 NESO, National Energy System Operator). Prestasjonspanelet vil øke kommunikasjon og samhandling mellom systemansvarlig og viktige interessenter, gjennomføre faglige vurderinger av bruk av systemansvarsvirkemidler og gi incentiver til kostnadseffektivitet gjennom økt transparens og oppmerksomhet om Statnetts disposisjoner som systemansvarlig. Prestasjonspanelet vil på denne måten avbøte de resterende utfordringene ved dagens regulering som ikke løses av endringene i effektivitetsanalysen.

Til forskjell fra dagens *Strategiske kundeforum*, foreslår vi at det er RME eller Energidepartementet som oppnevner panelet og dets medlemmer. I tillegg anbefaler vi at det også er uavhengige eksperter blant medlemmene, som kan rekrutteres nasjonalt eller internasjonalt. På sikt kan det også være mulig å innføre økonomiske incentiver knyttet til panelets vurderinger. Vurderingene panelet gjør kan muligens også brukes av styret i Statnett, i deres oppfølging av selskapets ledelse, budsjett og regnskap.

## Summary

*As transmission system operator, Statnett is subject to RME's economic regulation. In the current model, Statnett's costs as a grid owner are subject to benchmarking as the basis for a separate cost norm, but there is no corresponding norm for system responsibility costs. Statnett's costs for both grid owner tasks and system responsibility have increased in recent years, and the number of employees has risen from 839 in 2009 to 1,789 in 2023. In order to strengthen Statnett's incentives for cost efficiency, we recommend including the internal system responsibility costs in the efficiency analysis, together with the grid owner costs. We propose that RME or the Ministry of Energy establish a performance panel for Statnett. The purpose of the panel is to provide increased transparency around Statnett's costs and dispositions.*

### Background and problem definition

As a transmission system operator (TSO), Statnett has two main tasks: i) ensuring physical balance between production and consumption in the power system and ii) building and operating transmission grids. Statnett must fulfil these tasks in a way that contributes to socio-economically efficient operation and development of the power system. A key instrument for achieving this goal is the economic regulation for which the Norwegian Energy Regulatory Authority (RME) is responsible. Statnett has incentives for cost-efficiency through the cost norm, which is determined on the basis of developments in the company's costs measured against historical levels. However, costs related to system responsibility are not included in this benchmarking, but are partly passed on and partly subject to an efficiency requirement. The incentives for cost-effectiveness are therefore weaker for system responsibility than for other costs. This has been justified by the fact that system responsibility costs are particularly affected by factors outside Statnett's control, such as the price of power in various markets (including the reserve power markets). The lack of cost regulation of system responsibility is, in principle, a weakness of the current regulation, as Statnett can influence the level of system responsibility costs, and it can give Statnett incentives to incur and allocate costs to the task of system operation rather than the tasks as grid owner.

On behalf of the Norwegian Energy Regulatory Authority (RME), we have investigated:

- What possibilities exist for introducing norm regulation for Statnett's system responsibility tasks?
- How can RME design a concrete model for calculating a cost standard for Statnett's system responsibility tasks?
- How will the sub-norm(s) and any other measures interact with the other regulation?

### System operator costs have been rising in recent years and are expected to continue to rise

Statnett's costs have increased considerably over time, in line with other TSOs in the Nordic region. This applies to both the costs of operating and maintaining the physical grids and the associated capital costs, and the costs of system responsibility.

System responsibility costs can be divided into internal and external system responsibility costs, where the costs of procuring reserves and special regulation are external, while costs for employees, IT systems, buildings and the like are internal. Costs for reserves and special regulation remained stable from 2014 to 2020, but from 2021 they increased sharply and peaked in 2022 at NOK 3.4 billion, which is related to increased prices in the markets. Internal system responsibility costs increased from NOK 1.1 billion in 2018 to NOK 1.5 billion in 2022. In particular, the costs of market and system operation solutions have increased during this period. This is related to the development of systems for the automation of system operations. Furthermore, the increase is due to a general increase in the costs of Statnett's joint functions, which are partly allocated to system responsibility.

### We have identified three main issues with the current financial regulation of Statnett as TSO

We have assessed the economic incentives that Statnett faces in the current regulation, with an emphasis on identifying weaknesses in the regulation that pose a risk of socio-economic losses over time. This in turn forms the basis for the assessment of changes to the regulation, where we emphasise how various changes can address the identified weaknesses.

The overall problem is that Statnett has considerably more information than RME and other stakeholders about the exercise of system responsibility and what constitutes efficient operation and development. This is reflected in several specific regulatory challenges:

- Statnett has stronger financial incentives for cost efficiency in its role as grid owner than in its role as system operator. Statnett has different financial incentives for cost-effectiveness between its roles as system operator and grid owner. This leads to two challenges. Firstly, Statnett has incentives for internal cost allocation between the tasks as grid owner and TSO. Furthermore, Statnett has incentives to choose measures in system operation over investments that are allocated to the grid owner. It is not straightforward for RME to assess whether the cost allocation is correct.
- System responsibility costs are subject to weak economic incentives. System responsibility costs are not included in the efficiency analysis and costs for reserves and special regulation are not included. This means that Statnett has weak economic

incentives for cost efficiency for the internal system responsibility costs and no economic incentives for cost efficiency related to the procurement of reserves and special regulation.

- Statnett is not exposed to the costs incurred by other parties as a result of decisions made by the company as transmission system operator. Statnett has no incentives to consider the total socio-economic costs. With the exception of the KILE (CENS) scheme, Statnett does not have financial incentives to take into account costs incurred by other parties, for example through the use of system responsibility instruments that affect the customers' ability to use the transmission grid.

### **There are many possible measures to improve incentives, but not all of them are well suited to solving the challenges of current regulation**

We have analysed a wide range of possible changes to economic regulation that may be relevant in the short or long term, based partly on economic theory and partly on regulatory practice in Norway and other countries. The solutions have been assessed on the basis of how they solve the regulatory challenges we have identified and whether they can be implemented in practice at acceptable administrative costs. In general, we recommend keeping the external costs (purchase of reserves, etc.) of system responsibility outside the economic regulation, as these costs can only be influenced by Statnett to a limited extent in the short term.

In the following, we briefly summarise our assessments of changes that we consider to be of little relevance.

- *Clearer criteria for allocating costs in the current model have little practical significance.* The current allocation of costs is mainly based on Statnett's own assessments and reporting of costs. In principle, it is conceivable that cost allocation could be based on better-defined criteria based on a precise description of the activities related to system responsibility. However, clearer criteria do not solve the fundamental information problem, and there will still be considerable degrees of freedom in the allocation of costs. This is supported by experience from regulation in other Nordic countries.
- *International benchmarking is not very suitable.* International benchmarking of grid companies with system responsibility is currently being carried out with an emphasis on grid owner tasks. The results of these benchmarks are not suitable for direct use in grid owner regulation, due to challenges with comparability and data basis. We consider it inappropriate to carry out an international benchmarking of Statnett's overall operations or system responsibility in isolation.
- *Revenue caps based on budgets do not solve the information problem.* In countries such as the UK and Ireland, the TSO's revenue cap is determined on the basis of budgets proposed by the TSO and then assessed and approved by the regulator. A similar arrangement has also been used in Norway historically. However, the budget processes can require significant administrative resources and do not in themselves solve the fundamental information problem.
- *Bonus/malus schemes can provide skewed incentives.* There are several examples from other countries of the introduction of incentives linked to specific goal achievement, for example by providing a percentage increase in revenue for overachievement (bonus) or deductions for non-achievement (malus). A weakness of such schemes is that they are vulnerable to incorrect definitions of performance indicators and incorrect dosage of incentives. In principle, bonus/malus schemes will also result in a different valuation of measures across activities. Both of these characteristics give rise to a risk of skewed incentives which, in the worst-case scenario, could lead to Statnett pursuing individual goals at the expense of more balanced measures that are socio-economically effective.
- *Organisational and structural changes result in high transaction costs and uncertainty about the achievement of goals.* In some countries, such as the UK, ownership unbundling has been introduced between the grid owner and the system operator to ensure neutrality in the exercise of system responsibility and increased transparency about costs and activities. In Denmark, legal unbundling has been introduced for system responsibility. Experience suggests that legal unbundling is not sufficient to provide the right incentives, and systems must be established for transfer pricing and cost allocation similar to the current Norwegian regulation. At the same time, with full ownership unbundling there is a risk that synergies between the grid owner and system operator will be lost, and that the reorganisation itself will result in significant transaction costs. We will therefore not recommend organisational and structural changes at this time. In the long term, RME and the Ministry of Energy may consider full ownership separation between network owner and system operation, if the information problem and cost increases cannot be limited by changes within the current system, as has been done in the UK, for example.

### **We propose to include internal system operator costs in the efficiency analysis**

One solution we recommend that can be implemented in the short term is to include internal system operator costs in the efficiency analysis, without changing the methodology in general. This approach solves several of the challenges we have identified in the current economic regulation. The allocation of costs between the grid owner and the system operator will then have no effect on Statnett's total revenues, and revenues will be more decoupled from Statnett's actual costs. This, in turn, will give Statnett stronger incentives for cost efficiency.

Based on Statnett's revenue cap data for the period 2021-2024, we find that the recommended measure would have reduced Statnett's revenue cap by around NOK 140 million on average, but with significant annual variations

Stronger incentives for cost efficiency in system responsibility entail a risk that measures in system operation will become less profitable. However, we believe that the negative consequences are limited, as external costs of system operation are excluded.

#### **A separate cost norm for system responsibility is possible, but requires further evaluation**

An alternative to including system responsibility costs in the current model is to establish a separate cost norm for system responsibility. This can be done by benchmarking system responsibility costs separately, using a similar methodology to that used for grid owner costs. An output parameter must then be defined for system responsibility. The output parameter should be as exogenous as possible and correlated with the underlying drivers for the system responsibility task and the associated costs. Such a solution may be better than total cost benchmarking if there is a task variable that captures the cost drivers in system operation better than the network owner model.

What is an appropriate output variable needs to be evaluated in more detail. Examples of factors that affect system operation costs are the proportion of unregulated and unpredictable production and the total exchange of electricity between Norway and other countries. These factors can be measured in more detail and possibly supplemented with other factors. We have made simple illustrative calculations using an output parameter equal to an average of the development of the share of wind and solar power and total electricity imports and exports. The financial impact is of the order of NOK 80 million in average annual revenue losses in the period 2021-2024 in our example calculations.

The incentive effects are largely similar to the inclusion of system operator costs in today's efficiency measurement, but there are incentives for strategic allocation of costs depending on the expected development of the respective tasks for the grid owner and the system operator. Nevertheless, the solution will have better incentive effects than the current model due to a higher degree of decoupling between revenues and costs.

#### **We propose to establish a Performance Panel**

Finally, we propose to establish a performance panel modelled on the UK regulator Ofgem's 'Performance Panel' scheme in the regulation of the system operator in the UK (from 2024 NESO, National Energy System Operator). The Performance Panel will increase communication and interaction between the TSO and key stakeholders, provide professional assessment of the use of TSO instruments and incentivise cost-efficiency through increased transparency and awareness of Statnett's actions as TSO. In this way, the Performance Panel will mitigate the remaining challenges of today's regulation that are not solved by the changes in the efficiency analysis.

Unlike today's Strategic Customer Forum, we propose that RME or the Ministry of Energy should appoint the panel and its members. We also recommend that the members include independent experts who can be recruited nationally or internationally. In the long term, it may also be possible to introduce financial incentives linked to the panel's assessments. The Panel's assessments could also possibly be used by Statnett's Board of Directors in its monitoring of the company's management, budget and accounts.

# 1 Innledning

## 1.1 Bakgrunn og problemstilling

Statnett har som systemansvarlig nettselskap to hovedoppgaver:

- Sørge for fysisk balanse mellom produksjon og forbruk i kraftsystemet
- Bygge og drive transmisjonsnett

Statnett skal gjennomføre disse oppgavene på en måte som bidrar til en samfunnsøkonomisk effektiv drift og utvikling av kraftsystemet. Et sentralt virkemiddel for å nå dette målet er den økonomiske reguleringen som Reguleringsmyndigheten for energi (RME) er ansvarlig for. Den økonomiske reguleringen skal over tid gi en rimelig avkastning på den investerte kapitalen gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet.

Statnett er regulert som andre nettselskaper ved at inntektsrammen beregnes på grunnlag av et veid snitt av selskapets faktiske kostnader (30 prosent) og en kostnadsnorm (70 prosent). Statnett har incentiver til kostnadseffektivitet gjennom kostnadsnormen, som fastsettes på grunnlag av utviklingen i selskapets kostnader målt mot historiske nivåer. I denne benchmarkingen er imidlertid ikke kostnader knyttet til systemansvaret inkludert. I stedet overveltes deler av systemansvarskostnadene i praksis i sin helhet, mens andre deler av disse kostnadene blir ilagt et effektivitetskrav. Incentivene til kostnadseffektivitet er derfor svakere for systemansvaret enn for andre kostnader. Dette er en prinsipiell svakhet ved dagens regulering fordi a) Statnett i noen grad kan påvirke nivået på systemansvarskostnadene og b) det er avveininger mellom tiltak i systemdriften og tiltak Statnett kan gjennomføre som netteier. De samlede incentivene kan på den måten bli skjeve fordi den marginale effekten på Statnetts overskudd av ulike tiltak varierer mellom oppgavene som systemansvarlig og netteier. Dette gjelder både kjøp av reserver i balansemarkedene og andre tiltak Statnett kan gjøre i systemdriften, inkludert selskapets interne ressursbruk til utøvelse av systemansvaret

På oppdrag for Reguleringsmyndigheten for energi (RME) utreder vi med denne bakgrunnen følgende problemstillinger:

- Hvilke oppgaver inngår i Statnetts rapportering av systemansvaret, og hva driver kostnadene ved de ulike oppgavene?
- Hvilke muligheter finnes for å innføre normregulering for Statnetts systemansvarsoppgaver?
- Hvordan kan RME utforme en konkret modell for å beregne en kostnadsnorm for Statnetts systemansvarsoppgaver, og hvordan samspiller delnormen(e) med den øvrige reguleringen av Statnett?

Det er et premiss for den anbefalte løsningen at den skal bidra til en samfunnsmessig rasjonell utvikling og løsning av Statnetts ulike oppgaver, samtidig som driftssikkerheten i kraftsystemet ivaretas.

## 1.2 Oppbygging av rapporten

Rapporten er utarbeidet av THEMA på oppdrag fra RME. Som en del av kunnskapsgrunnlaget for rapporten har CEPA gjort internasjonale casestudier av regulering av systemansvar. Denne analysen er dokumentert i et separat vedlegg.

Rapporten har følgende innhold:

- I kapittel 2 beskriver vi Statnetts oppgaver og utviklingen i deres kostnader.
- I kapittel 3 beskriver vi dagens regulering av Statnett, både den økonomiske reguleringen og direkte reguleringer.
- I kapittel 4 beskriver vi de generelle utfordringene ved regulering av naturlige monopoler og identifiserte utfordringer ved dagens regulering av Statnett.
- I kapittel 5 beskriver vi regulering av systemansvar i andre land.
- I kapittel 6 analyserer vi mulige reguleringsmekanismer, med vekt på hvilke av dagens utfordringer disse kan løse uten å skape uheldige sidevirkninger og hvordan mekanismene kan realiseres i praksis til akseptable administrative kostnader.
- I kapittel 7 går vi videre med reguleringsmekanismene vi anser har størst potensial og beskriver hvordan disse bør utformes og hvilke konsekvenser en endret regulering vil ha.



## 2 Statnetts oppgaver og kostnader

I dette kapitlet beskriver vi Statnetts oppgaver innenfor ulike områder i dag, med vekt på systemansvaret. Videre beskriver vi utviklingen i Statnetts kostnader til systemansvaret de siste årene.

### 2.1 Statnetts oppgaver og organisering

Statnett er utpekt som systemansvarlige nettselskap (TSO) i den norske kraftforsyningen. I henhold til vedtektene har Statnett ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av transmisjonsnettet. Som TSO har Statnett to hovedoppgaver, nemlig 1) å bygge og drifte transmisjonsnett og 2) å sørge for fysisk balanse mellom produksjon og forbruk i kraftsystemet (systemansvar). I tillegg er Statnett ansvarlig for avregning, det vil si å sørge for rett måling av all innmating og uttak av kraft, men dette ligger i en egen konsesjon og er gjenstand for en separat regulering. I hovedoppgavene inngår en rekke oppgaver vi vil beskrive ytterligere i dette kapitlet.

Rollene og oppgavene til et systemansvarlig nettselskap kan generelt beskrives i henhold til følgende inndeling:<sup>1</sup>

**Markedstilrettelegger:** Statnett skal legge til rette for et effektivt kraftmarked. Denne rollen innebærer å sikre nøytrale og rettferdige betingelser for markedsaktørene og designe mekanismer eller markeder for handel og balansehåndtering. Statnett håndterer også flaskehalsen i systemet og koordinerer for krafthandelen med utlandet.

**Transmisjonsnettsoperatør:** Som operatør av transmisjonsnettet fastsetter Statnett tariffene og innhenter nettleie fra kunder som er tilknyttet transmisjonsnettet.

**Systemansvarlig:** Systemansvarlige skal sørge for at det til enhver tid er momentan balanse mellom produksjon og forbruk av kraft. Ansvarer innebærer å sikre at det er tilstrekkelig kapasitet og nødvendige systemtjenester tilgjengelig for stabil drift. Systemansvarlig overvåker også den langsiktige balansen mellom produksjon og forbruk og sørger for pålitelig leveringskvalitet.

**Systemutvikler:** I rollen som systemutvikler skal Statnett analysere og bestille investeringer i ny- og reinvesteringer i nettet for å møte fremtidig behov.

**Netteier:** Statnett eier det meste av transmisjonsnettet i Norge, samt forbindelser til utlandet. Netteierrollen innebærer å finansiere nett i henhold til de planene som systemutvikler bestiller.

**Vedlikeholder:** Vedlikeholdsrollen handler om å sikre at kraftsystemet er i god teknisk stand og operativt til enhver tid.

Vedlikeholdet koordineres med systemansvarlig for å minimere påvirkning på markedet.

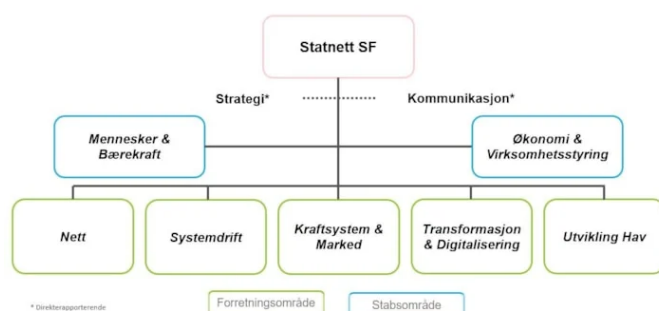
**Utbygger:** Utbyggingsrollen dekker konstruksjon og oppgradering av ledninger, brytere eller andre komponenter.

Organisatorisk er Statnett et statsforetak, hvis eierskap forvaltes av Energidepartementet. Statnett er inndelt i seks forretningsområder, som igjen er inndelt i avdelinger og seksjoner. Den organisatoriske inndelingen av Statnett er imidlertid ikke direkte knyttet til rollene vi har beskrevet.

Bildet under viser siste offentlig tilgjengelige versjon av Statnetts organisasjonskart. Senere er forretningsområdet «Transformasjon og Digitalisering» inndelt i «Digital og IT» og «Teknologi og Transformasjon», slik at Statnetts forretningsområder i dag omfatter følgende:

- Systemdrift
- Nett
- Teknologi og transformasjon
- Digital og IT
- Utvikling hav
- Kraftsystem og marked

Figur 1: Statnetts organisasjonskart



Kilde: [Statnett.no](http://Statnett.no)

I den økonomiske reguleringen av Statnett behandles kostnadene knyttet til rollen som systemansvarlig ulikt fra de øvrige kostnadene. Slik Statnett er organisert ligger det oppgaver knyttet til systemansvar under alle forretningsområdene. Hovedvekten av oppgavene knyttet til systemansvaret ligger imidlertid under forretningsområdene Systemdrift, Digital og IT, Utvikling hav og Kraftsystem og marked.

Statnetts rolle som systemansvarlig er i hovedsak regulert gjennom systemansvarsforskriften. I henhold til forskriften har Statnett ansvar for å sikre den momentane balansen i det norske kraftsystemet. Rollen innebærer nøytral og ikke-diskriminerende opptreden overfor alle aktører, samt utvikling

<sup>1</sup> Rollebeskrivelsene tar utgangspunkt i ECON (2002), som inneholder en omfattende beskrivelse av rollene til et systemansvarlig nettselskap på generelt grunnlag.

av markedsløsninger som fremmer en optimal utnyttelse av kraftsystemet. Videre skal systemansvarlig i størst mulig grad anvende markedsbaserte tiltak og koordinere med aktører for å oppnå høy leveringskvalitet. Det er også deres ansvar å formidle viktig informasjon om kraftsystemets tilstand og faktorer som påvirker både markedet og leveringskvaliteten. Systemansvaret skal i henhold til forskriften utøves på en samfunnsmessig rasjonell måte.

Ved ubalanser i systemet gjør Statnett grep for å gjenopprette balansen i systemet, det vil si å sikre at frekvensen er 50Hz. Statnett har en rekke verktøy, blant annet via reserve-markedene, som de kan ta i bruk for å gjenopprette balansen. Reserver med ulike egenskaper kan aktiveres, både på forbruks- og produksjonssiden. Ettersom Norge er i samme synkronområde som Finland, Sverige og deler av Danmark, vil en ubalanse ett sted påvirke hele synkronområdet.

## 2.2 Kostnadsutvikling de seneste årene

I dette avsnittet beskriver vi utviklingen av kostnader under systemansvaret og kostnadsdrivere fremover, i henhold til Statnetts egen rapportering. I beskrivelsen av kostnadene knyttet til systemansvaret vil vi, slik som Statnett, skille på kostnadene etter funksjonsnivå. Annethvert år skal Statnett rapportere kostnadsutviklingen i selskapet til RME. Fra 2023 har Statnett begynt å rapportere kostnadene ved å inndele inn i to hovedområder, netteier og systemansvarlig. I tillegg kommer felleskostnader som fordeles mellom hovedområdene, samt kostnader til øvrig virksomhet. Kostnadene knyttet til systemansvarlig vil vi videre inndele i *eksterne kostnader*, som i hovedsak er kostnader knyttet til kjøp av reserver og spesialregulering, og *interne kostnader*, som er øvrige kostnader knyttet til systemansvaret (personell, IT med mer).

Statnett har et handlingsrom i hvordan de selv velger å allokere kostnader til systemansvaret. De har valgt å oppdele TSO-virksomheten i henhold til definisjoner fra e3GRID, som er en tidligere pan-europeisk benchmarking av TSO-er. Systemansvarlig omfatter rollene systemoperatør, markedstilrettelegger og kraftsystemplanlegger. Dette er utgangspunktet for kostnadene som er omtalt videre. Våre vurderinger av å benytte en slik metode for å inndele kostnadene er beskrevet i kapittel 6.

### Eksterne kostnader

Vi vil først omtale de eksterne kostnadene som er knyttet til systemtjenester, det vil i hovedsak si kjøp av reserver, spesialregulering og produksjonstilpasning. Kostnadene er kjenne-tegnet ved at de i er stor grad er eksternt gitt og at de ikke er relatert til Statnetts interne ressursbruk (ansatte, IT-systemer, bygninger med mer). Statnett har et begrenset handlingsrom i anskaffelsen av systemtjenester, da de har forpliktelser gjennom ulike direktereguleringer, blant annet krav til spenningskvalitet og ulike tekniske krav til systemdriften (herunder opprettholdelse av frekvens).

Systemdriftskostnadene har vært forholdsvis stabile fra 2014 til 2020, mellom 300 og 500 mill. kroner årlig. I 2021 økte

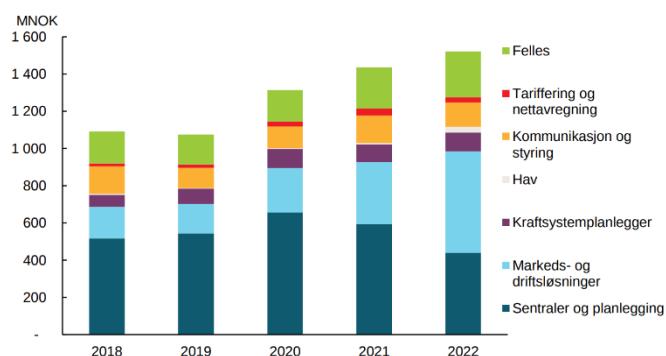
kostnadene dramatisk til 1,3 mrd. kroner og nådde et nytt toppnivå på 3,4 mrd. kroner i 2022, før en reduksjon i 2023. Som Statnett peker på i rapport fra systemansvarlig skyldes kostnadsøkningen hovedsakelig høye kraftpriser i perioden, som har slått igjennom til reservemarkedene. Primærreserver, som hovedsakelig leveres av produsenter med vannkraftmagasiner, krever ledig kapasitet på aggregatene, noe som fører til høye kostnader i perioder med høy import og lav produksjon. Sekundærreservene har hatt en jevn økning i volum og antall timer. Kostnadene for tertiærreserver i 2023 økte på grunn av større voluminnkjøp gjennom Regulerkraftopsjonsmarkedet (nå kapasitetsmarked for MFRR), som brukes for å sikre reserver til kraftsystemet. Flaskehalsen i nettet, særlig på Vestlandet, har også økt spesialreguleringskostnadene, mens kostnadene til systemvern er forventet å øke fremover. Totalt sett vil fremtidige systemdriftskostnader avhenge av eksterne faktorer som hydrologiske forhold, temperaturer, sammensetningen av produksjon og forbruk, handelskapasitet og kraftprisbildet i Norden. Endrede krav på EU-nivå, sikkerhetshensyn og digitalisering og automatisering er andre kostnadsdrivere.

Fremover ventes mer uregulerbar kraft i det norske kraftsystemet, fra vind og sol, som ventes å øke behovet for systemtjenester. Det samme ventes fra handelspartnerne våre og følgelig kan flyten på utenlandskablene bli mer skiftende, noe som vil øke behovet for systemtjenester.

### Interne kostnader

Betrakter vi videre de interne kostnadene, som ekskluderer systemtjenestene, viser figur 2 at kostnadene økte fra om lag 1,1 mrd. kroner i 2018 til i overkant av 1,5 mrd. kroner i 2022. Som det fremkommer fra figuren, har det vært en særlig økning i kostnadene til markeds- og driftsløsninger. Statnett peker på utviklingen av systemer for automatisering av systemdriften som årsak til kostnadsøkning. Dette inkluderer arbeidet knyttet til overgang til kvartersklarering og ny nordisk balanseringsmodell. Kostnadene er ventet å stige ytterligere i den kommende femårsperioden. Forvaltning av det svensk-norske samarbeidet Fifty ligger også under denne kateogorien. En ny kostnadspost i de senere årene er knyttet til rollen som system- og planansvarlig for fremtidig nett til havs. Statnett forventer ytterligere økning i årene som kommer.

Figur 2: Utviklinger i kostnader hos systemansvarlig per oppgave ekskl. systemtjenester



Kilde: Statnett, 2023

I tillegg til de interne og eksterne kostnadene er det en rekke fellesfunksjoner, knyttet til blant annet administrasjon, finans-tjenester og eiendomsdrift. I 2022 utgjorde fellesfunksjoner om lag 700 mill. kroner. Som nevnt i forrige avsnitt er avregningsansvaret også en oppgave knyttet til systemansvaret. Kostnadene til avregningsansvaret, herunder kostnader til drift og utvikling av Elhub, dekkes imidlertid ikke gjennom inntektsrammen til Statnett, men gjennom gebyrinntekter.

### 3 Dagens regulering av Statnett

I dette kapittelet beskriver vi dagens regulering av Statnett, med hovedvekt på elementene som er mest relevante for reguleringen av systemansvaret. Vi beskriver både økonomisk regulering og øvrig relevant regulering som krav, konsesjonsbehandling og rapportering.

#### 3.1 Økonomisk regulering

##### Historisk utvikling i den økonomiske reguleringen

Metoden RME bruker til å fastsette kostnadsnormen til Statnett ble endret fra og med inntektsrammen for 2021. Formålet med endringene var å styrke Statnetts incentiver til kostnadseffektivitet. Endringen bestod hovedsakelig av å innføre en ny metode for å fastsette kostnadsnormen knyttet til kostnadene som hører til under netteierrollen.

Endringene og dagens regulering beskrives i sin helhet i rapporten hvor RME oppsummerer og vurderer høringsinnspill i forbindelse med endringene.<sup>2</sup> I vår beskrivelse av reguleringen fokuserer vi på elementene som er nødvendige for vår analyse.

##### Fastsettelse av kostnadsnorm og inntektsramme

Statnett er inntektsrammeregulert. I inntektsrammen inngår faktiske kostnader (kostnadsgrunnlag) med 30 prosent mens 70 prosent bestemmes av en kostnadsnorm. Kostnadene som inngår i inntektsrammen er drifts- og vedlikeholdskostnader, kapitalkostnader, overføringstap, KILE og systemdriftskostnader. Alle disse kostnadene inngår i kostnadsnormen, men bare kostnader som netteier inngår i en sammenlignende effektivitetsanalyse og multipliseres derfor med et effektivitetsresultat. I analysen sammenlignes årets kostnader med egne kostnader i gjennomsnitt seks år tilbake i tid. Det benyttes en rullerende front ved at kostnadene i år t sammenlignes med en frontkostnad som beregnes som snittet av år t-2 til t-6.

I effektivitetsanalysen sammenlignes utviklingen i kostnader med utviklingen i oppgaver, hvor oppgavevariabelen NormGrid benyttes. NormGrid er basert på metodikk fra de internasjonale TSO-benchmarkingene, og inneholder Statnetts linjer, kabler, transformatorer, omformere, brytere, kompenseringssystemer og kontrollsentre (vektet). RME vurderer at denne variabelen fanger opp de viktigste kostnadsdriverne til Statnett som netteier. NormGrid består av én normkostnad til kapitalkostnader og én normkostnad til drift- og vedlikeholdskostnader. Rene driftstiltak øker ikke oppgavevariabelen slik som en investering.

I tillegg til effektivitetsanalysen ilegges kostnadene som netteier (i kostnadsnormen) et produktivitetskrav på to prosent for å komme like godt ut.

RME vurderte i 2021 å også inkludere systemdriftskostnadene ekskl. kostnader til reserver og spesialregulering i effektivitetsanalysen (det vi i denne rapporten betegner som interne kostnader), men konkluderte med at det skulle brukes mer tid på å vurdere hvordan disse kostnadene bør reguleres. Disse kostnadene er imidlertid underlagt et årlig produktivitetskrav på 0,6 prosent.

Kostnader knyttet til reserver og spesialregulering er ikke underlagt produktivitetskrav, og Statnett har følgelig full dekning av disse.

For Statnetts regionalnettsanlegg benyttes samme DEA-modell som for øvrige regionalnettsanlegg. Denne modellen omtales ikke nærmere i denne rapporten ettersom vi her ser på reguleringen av systemansvaret og transmisjonsnettet.

##### Ulike kostnadselementer har ulik økonomisk regulering

Oppsummert betyr det at de ulike kostnadselementene stilles i den økonomiske reguleringen overfor ulike incentiver til kostnadseffektivitet. Følgende kategorier har ulike økonomiske incentiver i dag:

- Kostnader som netteier
- Kostnader som systemansvarlig, hvorav følgende underkategorier har ulike incentiver til kostnadseffektivitet:
  - Reserver og spesialregulering
  - Øvrige kostnader: personal, drift, IT og andre investeringer som har funksjon innenfor utøvelsen av systemansvaret

#### 3.2 Øvrig relevant regulering og rammevilkår

Den øvrige reguleringen Statnett stilles overfor er også sentral i å påvirke Statnetts aktiviteter. Det gjelder både direkte regulering i form av krav, konsesjonsbehandling og rapportering.

##### Tilknytningsplikt

Tilknytningsplikten innebærer at Statnett har en plikt om å la aktører knytte seg til nettet, så lenge aktørene er villige til å betale kostnadene for tilknytning gjennom anleggsbidrag. Dersom det ikke er mulig med eksisterende nettkapasitet, må

Statnett foreta tiltak som gjør at de oppfyller tilknytningsplikten. Statnett (og andre netteiere) kan søke om fritak fra tilknytningsplikten dersom kostnadene er uforholdsmessig store.

### Krav til leveringskvalitet

De viktigste kravene knyttet til leveringskvalitet handler om spenningskvalitet og krav om å gjenopprette forsyning uten ugrunnet opphold ved avbrudd.

### Tilgjengeliggjøring av handelskapasitet

Statnett har krav om å gjøre maksimal kapasitet i transmisjonsnettet og på utenlandsforbindelser tilgjengelig for grensekryssende handel.

### Konsesjonsbehandling

Alle tiltak i transmisjonsnettet og regionalt distribusjonsnett skal konsesjonsbehandles. Det er NVE eller Energi-departementet som er konsesjonsmyndighet avhengig av type tiltak og størrelsen på tiltaket. Konsesjonsbehandlingen har ulike saksganger med økende krav jo større tiltaket er, for eksempel krav om ekstern kvalitetssikring av større ledningsprosjekter.

Konsesjonsbehandlingen skjer med utgangspunkt i energiloven, som betyr at nytten for samfunnet av å gjennomføre tiltaket skal være større enn kostnaden. I praksis betyr det at investeringen må være nødvendig for å tilrettelegge for aktørers ønsker og behov for produksjon og forbruk av strøm. I tillegg må Statnett redegjøre for at investeringen er den beste løsningen for å tilfredsstille

behovet, det vil si bedre enn eksempelvis løsninger basert på driftstiltak.

### Rapportering

Statnett er underlagt krav om flere typer jevnlig rapportering:

- Årlig rapport om forhold i kraftsystemet.
- Rapportering om forhold som har betydning for den økonomiske reguleringen av systemansvarlig og en samfunnsmessig rasjonell utøvelse av systemansvaret.
- RME har pålagt Statnett å rapportere om sin kostnadsutvikling annethvert år. Forrige rapport ble utarbeidet høsten 2023. Rapporten inneholder både historiske kostnader og prognoser. Fra den siste utgaven av rapporten er kostnadene inndelt i netteier og systemansvarlig.<sup>3</sup>

I tillegg har det vært utført studier av TSO-enes kostnadseffektivitet i det europeiske regulatorsamarbeidet CEER blant annet i 2012, 2018 og 2021, der RME (tidligere NVE) har deltatt. Det er planlagt flere slike studier fremover.

### Europeisk regelverk

Gjennom EUs tredje energimarkedspakke, som er innlemmet i norsk rett gjennom EØS-avtalen, er Statnett underlagt flere direktiver og forordninger (network codes):

- Tilknytningsforordninger
- Markedsforordninger
- Driftsforordninger

---

<sup>3</sup> Statnett (2023): Utvikling i kostnader 2018-2027.



## 4 utfordringer ved dagens økonomiske regulering av systemansvaret

I dette kapitlet identifiserer og drøfter vi utfordringene med dagens regulering av Statnett. Vi tar utgangspunkt i kapitlene om Statnetts oppgaver og regulering, samfunnsøkonomisk teori om regulering av monopoler og relevante rapporter som avdekker utfordringer relatert til Statnetts utøvelse av systemansvaret.

### 4.1 Asymmetrisk informasjon gjør regulering av Statnett utfordrende

Å regulere naturlige monopoler er et eget fagfelt innen samfunnsøkonomi. Dette illustrerer hvor komplisert oppgaven er. Økonomen Kenneth Train har oppsummert oppgaven slik:

*«The problem is how to induce firms in noncompetitive markets to act in a way that is compatible with societal goals. The task is complicated by a basic informational asymmetry: regulators usually have far less information about the costs and demand considerations facing the firms they regulate than do the firms themselves. Regulatory mechanisms must be established, therefore, that induce firms to produce the optimal output with the optimal inputs – but without the regulator knowing what these quantities are beforehand»<sup>4</sup>*

Det er vanskeligere å regulere TSO-er enn øvrige nettselskap, fordi TSO-ene både er netteier og systemansvarlig og fordi TSO-ene på tvers av land ligner mindre på hverandre enn nettselskapene innad i et land.

Under beskriver vi hovedutfordringene i dagens regulering av Statnett.

#### 4.1.1 Samfunnsøkonomiske kostnader ved Statnetts aktiviteter

De samfunnsøkonomiske kostnadene ved Statnetts aktiviteter omfatter ikke bare den direkte ressursbruken som kan leses direkte ut fra regnskapet. Vi må også huske på øvrige samfunnsøkonomiske kostnader. Disse dreier seg om i) leveringskvalitet, da Statnett kan oppnå lavere direkte ressursbruk gjennom å redusere kvaliteten, og ii) kvalitet i beslutninger. Sistnevnte kan både dreie seg om at Statnett kan redusere direkte ressursbruk gjennom å bruke mindre tid på å gjøre veloverveide valg eller at de lar være å ta i betraktning andre aktørers kostnader (ECON, 2002).

For RME som skal regulere Statnett, er de øvrige samfunnsøkonomiske kostnadene like viktige som den direkte ressursbruken.

#### 4.1.2 Asymmetrisk informasjon mellom TSO og regulator

Hovedutfordringen RME har i reguleringen av Statnett er at de ikke har like mye informasjon som Statnett har, dvs. vi har en situasjon med asymmetrisk informasjon. Det er særlig to karakteristikk ved de ulike kostnadene som er viktig (ECON, 2002):

1. Kan regulator identifisere kostnadene?
2. Kan regulator verifisere om de identifiserte kostnadene sammenfaller med de samfunnsøkonomiske kostnadene?

Vi tar for oss leveringskvalitet som eksempel. Den direkte ressursbruken er mulig å identifisere, da den kan leses direkte ut av Statnetts regnskap. RME har også informasjon om leveringskvaliteten gjennom data for avbrudd og spenningskvalitet. Det RME ikke har full informasjon om, er hvilken kostnad redusert leveringskvalitet representerer for nettkundene som berøres. Videre er det vanskelig for RME å vurdere om nivået på ressursbruken er riktig. Optimalt sett bruker Statnett penger på økt leveringskvalitet så lenge den marginale nytten overstiger kostnaden, men ikke lenger.

#### 4.1.3 Påvirkbarhet og utfallsrom

Det er spesielt to momenter det er viktig å ta stilling til knyttet til kostnadselementene som skal reguleres. Det første handler om påvirkbarhet, det vil si om Statnett har mulighet til å påvirke kostnadsnivået eller om kostnadene styres av eksterne faktorer. Innkjøp av reserver i balansemarkedene er et typisk eksempel på dette, selv om Statnett også har mulighet til å påvirke disse innenfor begrensningene i regelverket. Statnett kan velge å anskaffe mindre kapasitet gjennom å ta økt risiko eller redusere kapasiteten mellom budområder. I tillegg kan Statnett påvirke prisene i reservemarkedene gjennom å legge til rette for at flere ressurser kan delta.

Det andre momentet handler om utfallsrommet til kostnaden. Dersom utfallsrommet til kostnaden ikke er spesielt stort, er det sannsynligvis ikke fornuftig å bruke mye administrative kostnader på regulering. På motsatt side kan det være andre kostnadselementer som har så stort utfallsrom at det kan forsvare reguleringsmodeller med høye administrative kostnader (ECON, 2002).

Vi går i resten av kapitlet gjennom de fire hovedutfordringene ved dagens økonomiske regulering av systemansvaret.

<sup>4</sup> *Optimal Regulation – Economic Theory of Natural Monopoly, 1991*

## 4.2 Ulike økonomiske incentiver til kostnadseffektivitet mellom oppgaver

### 4.2.1 Avveininger mellom investeringer og driftstiltak

I kapittel 3 beskrev vi dagens regulering av Statnett. Det første hovedmomentet er at Statnett har strengere økonomisk regulering knyttet til sine kostnader som netteier enn kostnadene som systemansvarlig.

Statnett kan til en viss grad velge mellom ulike aktiviteter som i sum gjør at de oppfyller sine ansvarsområder. Noen av disse aktivitetene vil kategoriseres som aktiviteter under systemansvaret og kostnadsføres som en systemansvarskostnad, og motsatt. Det betyr at Statnett kan gjøre avveininger mellom ulike aktiviteter på tvers av rollene.

Vi har identifisert to måter Statnett har mulighet for å strategisk tilpasse seg en økonomisk regulering med ulike incentiver til kostnadseffektivitet mellom oppgaver:

1. Incentiver til strategisk kostnadsallokering internt i henhold til kategorisering til rollene som systemansvarlig og netteier.
2. Incentiver til strategisk valg av aktiviteter, det vil si velge aktiviteter som vil kostnadsføres i henhold til systemansvaret ettersom Statnett har svakere økonomiske incentiver knyttet til systemansvarskostnadene.

Det er viktig å legge til at Statnett også er underlagt flere direktereguleringer som beskrevet i kapittel 3. I tillegg er det grunn til å anta at Statnett ikke bare motiveres av krav og økonomiske incentiver, men også har andre motivasjonsfaktorer som faglig renommé og omdømme (ECON; 2002).

### 4.2.2 Organisasjonsstruktur og internallokering av kostnader

Statnett er organisert gjennom seks forretningsområder. Systemansvaret er spredt blant alle forretningsområdene. Fordeling av oppgaver til systemansvar (eller annen funksjon) fastsettes basert på ansattes ansvarsområde (det laveste nivået i Statnetts organisasjonshierarki). Statnett benytter funksjonsdefinisjoner fra eGRID som utgangspunkt for å fordele oppgaver til systemansvaret. e3GRID er en pan-europeisk benchmarking av TSO-er som senest ble gjennomført i 2012/2013. Senere analyser utført av CEER er omtalt som TCB18/21.

Funksjonsdefinisjonene i e3GRID er utarbeidet med formål om å benchmarke sammenlignbare oppgaver på tvers av TSO-er, ikke for å definere hvordan den økonomiske reguleringen bør innrettes. Definisjonene er lite detaljerte og presise. Det fremkommer ikke noe rasjonale for inndelingen med rot i reguleringsøkonomi. Vår vurdering er derfor at det mangler klare og veldefinerte kriterier for kostnadsfordeling mellom de ulike rollene. Det gir i sin tur et stort rom for utøvelse av skjønn i allokeringen av kostnader som det er vanskelig for RME å etterprøve uten å gjøre svært detaljerte analyser.

## 4.3 Systemansvarskostnadene er underlagt svake økonomiske incentiver

Som beskrevet er systemansvarskostnadene underlagt svakere økonomiske incentiver enn Statnetts kostnader som netteier. Kostnader knyttet til reserver og spesialregulering er ikke underlagt produktivetskrav, og Statnett har følgelig full kostnadsdekning av disse. De øvrige systemansvarskostnadene er underlagt det samme produktivetskravet som netteierkostnadene, men inkluderes ikke i effektivitetsanalysen. Totalt sett vurderer vi de økonomiske incentivene til kostnadseffektivitet ved systemansvarskostnadene som lave.

Årsaken til at Statnett har full kostnadsdekning for kostnadene knyttet til innkjøp av reserver og spesialregulering er at man vurderer deres muligheter til å påvirke kostnadene som for små til at det er grunnlag for å gi dem økonomiske incentiver til kostnadseffektivitet. Vi vil imidlertid understreke at selv om mulighetene til påvirkning er små, er de ikke fraværende. Statnett gjør tiltak for å utvikle tilbudssiden i de ulike markedene og handelsløsningene, som igjen påvirker likviditet og prisdannelse og dermed indirekte kostnadsnivået. Tiltakene handler for eksempel om å tilrettelegge for at mindre laster kan bys inn i balansemarkedet i aggregert form og løsninger for samarbeid mellom landegrensene.

## 4.4 Statnett stilles ikke overfor de totale samfunnsøkonomiske kostnadene

Som beskrevet i kapittel 3, inngår ikke kostnader hos nettselskapene eller nettkundene ved Statnetts disposisjoner, dvs. hva de velger å gjøre for å oppfylle ansvarsene sine, i den økonomiske reguleringen. Unntaket er KILE, som er et element i reguleringen som er innført for at Statnett og nettselskapene skal ta hensyn til nettkundenes kostnader ved utfall.

Mange av Statnetts avveininger og aktiviteter innebærer kostnader for andre aktører. I noen tilfeller kan Statnett gjennom sin rolle som systemansvarlig, velge mellom virkemidler som påvirker deres egne kostnader og tiltak som påvirker andre aktørers kostnader når de skal velge hvordan de skal løse en situasjon.

Muligheten for å løse systemansvaret gjennom ulike tiltak, hvor tiltakene i varierende grad påfører andre aktører kostnader og hvor Statnett ikke stilles overfor disse kostnadene, er en utfordring ved dagens økonomiske regulering av Statnett.

Samtidig er Statnett ikke bare underlagt økonomisk regulering, men også direkte reguleringer både fra Norge og EU. For eksempel skal RME godkjenne Statnetts retningslinjer for utøvelse av systemansvaret og det stilles krav i systemansvarsforskriften.

Til tross for de direkte reguleringene avdekker ulike rapporter<sup>5</sup> at både nettselskap og produsenter forteller om utfordringer knyttet til Statnetts valg av virkemiddel for å løse systemansvaret. Igjen er det viktig å huske på at den eneste aktøren som har informasjon om optimal løsning er Statnett selv.

I de nevnte rapportene kan man lese om ulike utfordringer ved Statnetts incentiver, som kan deles i to hovedkategorier:

1. Manglende incentiver
2. Motstridende incentiver

De manglende incentivene handler om både manglende incentiver til å involvere og informere ulike aktører (nettselskaper og nettkunder) og incentiver til å hensynta kostnader som bæres av andre aktører. Av motstridende incentiver nevnes spesielt to ting. Det første er ansvarsfordeling med hensyn til KILE-kostnader, hvor vedtak hos systemansvarlig kan øke KILE-risikoen for andre aktører. Det andre handler om fastsettelse av handelsgrenser, da en redusert handelsgrense vil redusere kompleksiteten i systemdriften, redusere systemdriftskostnadene og redusere Statnetts KILE-risiko. Implementeringen av flytbasert markedskobling 29. oktober 2024 vil imidlertid kunne redusere denne utfordringen da innføringen representerer økt informasjon (samtidig som flytbasert markedskobling også kan øke kostnadene internt i Statnett til å håndtere systemdriften).

Videre er det viktig å vurdere om disse utfordringene kan bli større dersom RME innfører strengere økonomiske incentiver knyttet til systemansvarskostnadene. RME bør derfor vurdere endringer i andre virkemidler enn den økonomiske reguleringen av systemansvaret. Noen eksempler kan være:

- Virkemidler som gjør at Statnett i større grad «ser» andre aktørers kostnader, for eksempel justeringer i ansvarsfordelingen av KILE-kostnader.
- Økt tilsyn med vedtak som påvirker aktørers mulighet til å benytte strømmettet for å bruke og produsere strøm (avbrudd, handelsgrenser, koblingsbilder, produksjons-tilpasning o.l.).
- Relatert til manglende incentiver til å informere og involvere andre aktører kan RME vurdere å gjennomføre undersøkelser som forsøker å måle om aktørene i kraftsystemet er fornøyd med informasjonen de får av Statnett og om de i tilstrekkelig grad blir informert og involvert, for eksempel spørreundersøkelser og/eller dybdeintervjuer.

Vi drøfter ikke slike virkemidler nærmere her, men nøyer oss med å påpeke at noen av reguleringsutfordringene også kan

håndteres på andre måter enn gjennom de økonomiske incentivene.

Til slutt vil vi legge til at det er viktig å ta hensyn til de øvrige utfordringene når man vurderer tiltak som vil løse eller bedre én av utfordringene.

## 4.5 Oppsummering av utfordringer ved dagens økonomiske regulering

I tabellen under oppsummerer vi vi identifiserte utfordringene i dagens regulering og hvilke implikasjoner det får.

**Tabell 1: Oppsummering av utfordringer ved dagens regulering**

Utfordring i reguleringen	Implikasjoner
<i>Ulike økonomiske incentiver til kostnadseffektivitet mellom oppgavene som systemansvarlig og netteier</i>	Statnett har incentiver til intern kostnadsallokering mellom oppgavene som netteier og systemansvarlig
	Statnett har incentiver til å velge driftstiltak (som føres på systemansvar) over investeringer
<i>Systemansvarskostnadene inngår ikke i effektivitetsanalysen og kostnader til reserver og spesialregulering er ikke underlagt produktivitetskrav</i>	Svake økonomiske incentiver til kostnadseffektivitet for de interne systemansvarskostnadene
	Ingen økonomiske incentiver til kostnadseffektivitet knyttet til innkjøp av reserver og spesialregulering
<i>Statnett ikke stilles overfor andre aktørers kostnader som følger av beslutninger Statnett foretar som systemansvarlig.</i>	Statnett har ikke incentiver til å hensynta de samlede samfunnsøkonomiske kostnadene

<sup>5</sup> Eksempler på rapporter som avdekker slike utfordringer i dagens regulering: Oslo Economics (2016): Evaluering av reguleringen av Statnetts utøvelse av systemansvaret, THEMA

(2021): Gevinstrealisering av DSO-rollen, Ekspertgruppens rapport "Fra brettet til det smarte nettet" (2020).

## 5 Regulering av systemansvar i andre land

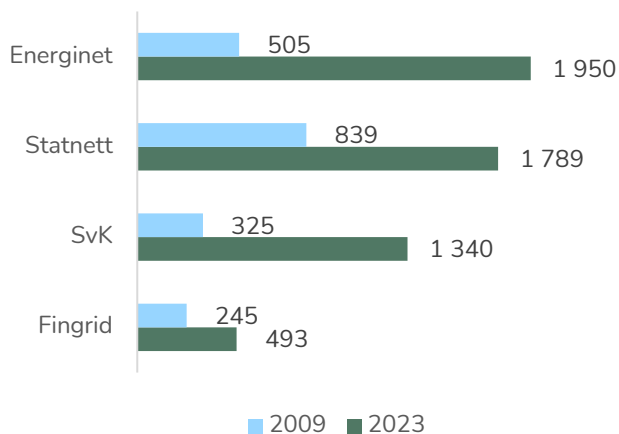
I dette kapitlet beskriver vi reguleringen av systemansvaret i nordiske land og et utvalg internasjonale eksempler. En grundigere beskrivelse av den økonomiske reguleringen av systemansvaret i Storbritannia og Irland er gjengitt i CEPA (2024), hvor et amerikansk case også er beskrevet nærmere.

### 5.1 Norden

Samtlige nordiske land har valgt en modell der samme konsern har ansvar for både systemansvar og eierskap til transmisjonsnettet. Utover dette finnes det variasjoner i hvilken grad selskapene/ konsernene har ansvar for annen infrastruktur som gassnettverk, hydrogen og datahuber, for å nevne noe.

En fellesnevner for samtlige nordiske land er at det har vært en betydelig vekst i antall ansatte i selskapene de siste 14 årene, se figuren under. I prosent har veksten i antall ansatte vært størst i Danmark (Energinet) og Sverige (SvK – Svenska Kraftnät). Antall ansatte er blitt doblet i både Norge (Statnett) og Finland (Fingrid), men fra en lavere base i Finland (Fingrid hadde 245 ansatte i 2009).

**Figur 3: Antall ansatte i Energinet, Statnett, Svenska kraftnät og Fingrid**



Kilde: Årsrapporter. NB: Oppgavene til de ulike TSO-ene varierer.

#### 5.1.1 Danmark

TSO-aktivitetene til Energinet er inndelt i fire datterselskaper med hvert sitt ansvarsområde, herunder eltransmisjon, gass-transmisjon, systemansvar og DataHub. Systemansvaret ble i 2021 selskapsmessig atskilt fra den øvrige virksomheten og sysselsetter i 2024 rundt 450 ansatte. Systemansvar AS er imidlertid ikke avgrensende for de systemansvarlige aktivitetene.

Tidligere har Energinet vært underlagt en såkalt «hvile-i-seg-selv-regulering», det vil si avkastningsregulering hvor inntektene skal dekke kostnadene, men ikke gi overskudd

eller underskudd over tid. Som resultat av en politisk avtale i 2018 ble det besluttet at de regulerte datterselskapene til Energinet skal underlegges inntektsrammeregulering. Fra 1. januar 2023 gikk transmisjonsdelen for el og gass over til en inntektsrammeregulering. Formålet med den nye økonomiske reguleringen er å skape økt transparens om virksomheten og investeringer, samt å styrke incentivene til effektiv drift og effektive investeringer. Også avveiningen mellom investeringer i infrastruktur og markedsbaserte løsninger vil vektlegges.

Den nye økonomiske reguleringen består av:

- **Kostnadsramme** til dekning av selskapets løpende driftskostnader
- **Effektiviseringskrav** som sikrer løpende besparelser på drift og investeringer
- **Forretningsramme** til dekning av selskapets kapital-kostnader og tilhørende risiko ved at reguleringen flytter risiko fra forbruker over på systemansvarlig
- **Tillegg** til dekning av systemansvarligs forventede merkostnader

Systemansvar A/S er systemansvarlig både for el, gass og hydrogen. Hovedvekten av oppgaver knyttet til utøvelsen av systemansvaret ligger under Systemansvar A/S, men en økende mengde oppgaver er plassert under DataHub, som tilsvarer Statnetts Elhub. I 2024 plasseres omtrent en tredel av kostnadene til DataHub under systemansvaret. I tillegg plasseres en andel av fellesfunksjonene på konsernivå under systemansvaret. Disse kostnadene er underlagt intern-prisingsregler og utgjør over halvparten av de samlede driftskostnadene til systemansvarlig.

Etter flere utsettelse vil systemansvaret fra 1. januar 2025 også være underlagt inntektsrammeregulering. I den nye økonomiske reguleringen er driftskostnadene direkte gjenstand for økonomiske incentiver. Kostnadene omfatter i hovedsak lønn, konsulenttjenester, utdanning, deltakelse i internasjonale forum og fellesfunksjoner på konsernivå. Energikostnader, som i hovedsak er knyttet til nettap, overveltes. Nettapskostnader inngår ikke i systemansvarets inntektsramme.

Det vil stilles krav til at Energinet utarbeider en forretningsplan for systemansvaret som gir innsikt i kommende arbeidsoppgaver og utviklingsaktiviteter. Hensikten er å supplere inntektsrammen, som er tilbakeskuende, med en fremover-skuende plan som spiller fremtidig aktivitetsbehov. Energinet må rapportere systemansvarligs drifts- og utviklingskostnader, mens kostnadene til systemtjenestene er unntatt fra denne rapporteringen. Nye aktiviteter som medfører merkostnader skal vurderes av Energistyrelsen. Deretter kan Energinet søke Forsyningstilsynet for å få økt inntektsrammen.

### 5.1.2 Sverige

Svenska kraftnät er oppdelt i fire forretningsområder, herunder transmisjonsnett, systemansvar, telekom og elberedskap. TSO-en er organisert som en enkelt statlig forvaltningsbedrift (*affärsverk*), men systemansvaret er økonomisk og rapporteringsmessig atskilt fra den øvrige transmisjonsdelen. I 2023 utgjorde kostnadene knyttet til systemansvaret 27 prosent av de totale kostnadene.

Svenska kraftnäts transmisjonsnettvirksomhet er underlagt en inntektsrammeregulering, hvor inntektsrammen beregnes før hver fireårige reguleringsperiode. Den vedtatte inntektsrammen tar utgangspunkt i driftskostnader, kapitalkostnader og avbruddskostnader (*avbrottsersättning*).

Kapitalkostnadene til Svenska kraftnät består av avskrivninger og avkastningen på eiendelene som beregnes ved bruk av reell lineær metode. En referanserente (kalkylrente) skal sikre en rimelig avkastning over tid.

Driftskostnadene deles inn i påvirkbare og upåvirkbare kostnader. De påvirkbare kostnadene består i hovedsak av kostnader til personell, drift og vedlikehold, samt måling, beregning og rapportering. Disse kostnadene er gjenstand for et effektiviseringskrav. Upåvirkbare kostnader overveltes i sin helhet og omfatter i hovedsak nettapkostnader, kostnader til systemdrift, primærregulering og reserve-tjenester, samt transittkostnader. I forkant av hver reguleringsperiode må Svenska kraftnät lage prognoser for de upåvirkbare kostnadene. Prognosen danner grunnlaget for inntektsrammen, og avstemmes mot de faktiske kostnadene etter endt reguleringsperiode.

Aktivitetene knyttet til systemansvaret finansieres gjennom avgifter som betales av de balanseansvarlige. Inntekter og kostnader skal over tid gå i null, og kostnadene omfatter både interne og eksterne kostnader til systemdriften. Regnskapet for systemansvaret rapporteres separat i Svenska kraftnäts årsrapporter. Det er imidlertid deler av kostnadene for systemtjenester og avbøtende tiltak i systemdriften som henføres til transmisjonsnettet. Kostnader knyttet til europeisk regelverksutvikling er integrert i de ulike virksomhetsområdene. Det er derfor komplekse sammenhenger mellom kostnadene som allokteres mellom systemansvar og transmisjonsnett, som kan minne om situasjonen for Statnett.

I Svenska kraftnäts årsrapport for 2023 fremkommer det at kostnadene for systemtjenester (*frekvensåterställande reserven*) falt fra 2022, drevet av lavere kraftpriser og at et nordisk marked ble innført i desember 2022. Videre er det gjort en endring i kostnadsfordelingen mellom transmisjon og systemansvar. Systemansvarlig tar nå en lavere andel av kostnadene for reservetjenester (*frekvenshållningsreserven*).

### 5.1.3 Finland

Den finske TSO-en Fingrid er et aksjeselskap med den finske staten som majoritetseier. Fingrid er underlagt inntektsrammeregulering med en referanserente som skal sikre rimelig avkastning.

Fra 2023 har Fingrid begynt å inndele den finansielle rapporteringen etter forretningsområdene nett og balanse-tjenester. Organisasjonsstrukturen har forblitt uendret.

Nett omfatter utbygging og vedlikeholde av transmisjonsnettet, tilknytning av produksjon og forbruk, overføring og nettdrift. I tillegg er også oppgavene med utvikling av kraftmarkeder og reserver knyttet til vedlikehold av kraftsystemet en del av nettsegmentet.

Forretningsområdet balansetjenester omfatter aktiviteter knyttet til balansering av kraftsystemet og avregning av ubalanser. I tillegg er utvikling av reserve- og balansemarkedene en del av segmentet. Begge forretningsområdene er regulert under tilsyn av reguleringsmyndigheten Energi-avirasto. Forretningsområdenes samlede driftsresultat danner grunnlaget for beregning av det regulerte resultatet som skal sikre en rimelig avkastning.

Kostnadene knyttet til utøvelsen av systemansvaret overveltes. Kostnader knyttet til systemtjenester, balanse-tjenester, flaskehalshåndtering og nettap er unntatt fra effektivitetskravet og overveltes i sin helhet til avgifter som betales av de balanseansvarlige. I hvilken grad kostnader knyttet til IT, personell, o.l. under systemansvaret overveltes eller er gjenstand for incentivmekanismer, framgår ikke klart av offentlig tilgjengelig dokumentasjon fra myndigheter eller Fingrid. Det er ikke noe separat regnskap for systemansvaret i motsetning til i Sverige (utover eksterne kostnader til kjøp av reserver med mer).

## 5.2 Internasjonalt

Reguleringen av systemansvarlige nettselskaper i Europa bygger i stor grad på prinsipper om kostnadsdekning og bruker i liten grad incentivmekanismer utenom netteierrollen. Vi har derfor konsentrert oss om den økonomiske reguleringen av de systemansvarlige nettselskapene i Irland og i Storbritannia, som skiller seg fra mange andre land ved at det er innført ulike typer incentivmekanismer også for systemansvaret. I både Storbritannia og Irland er den økonomiske reguleringen innrettet med økonomiske incentiver basert på måloppnåelsene som systemansvarlig. TSO-ene vurderes ved bruk av balansert målstyring, en strategisk styringsmodell som hensyntar kvalitative parametere i vurdering av systemansvarliges måloppnåelse. Ytterligere detaljer er beskrevet i vedlegg fra CEPA, sammen med et amerikansk case.

### 5.2.1 Storbritannia

National Grid er utpekt som TSO i Storbritannia. Tidligere har de systemansvarlige oppgavene i Storbritannia vært organisert i datterselskapet av National Grid ESO. I 2024 ble systemansvaret fullstendig atskilt fra National Grid med opprettelsen av selskapet National Energy System Operator (NESO). NESO er en fullstendig uavhengig systemansvarlig som eies av britiske myndigheter, i motsetning til børsnoterte National Grid. Ofgem er ansvarlig for reguleringen av ESO og skal videreføre en regulering for NESO. Nedenfor beskriver vi



hovedprinsippene i reguleringen av ESO i inneværende reguleringsperiode.

Nåværende økonomiske reguleringer er fastsatt i pris-kontrollen som gjelder fra 2021 til 2026 (ESO RIIO-2). ESO må fremlegge forretningsplaner annethvert år som opplyser om forventninger om kostnader, aktivitet og leveranser i henhold til strategien. Først fremlegges et utkast til forretningsplanen som vurderes av et uavhengig prestasjonspanel («Performance Panel») og øvrige interessenter. Prestasjonspanelet består av uavhengige eksperter innenfor kraftsektoren, ulike bransjeorganisasjoner og det britiske forbrukerrådet. Etter de innledende vurderingene publiseres en endelig forretningsplan, som Ofgem gir en karakter basert på leveranseplanen, valuta for pengene og prestasjonsnøkkel-tall. Underveis i perioden må ESO orientere om deres fremdrift og oppnåelse av forretningsplanen. Prestasjonspanelet og Ofgem publiserer også rapporter midtveis med vurderinger av oppnåelsen. Etter endt 2-årsperiode vil den totale oppnåelse bedømmes av prestasjonspanelet og øvrige interessenter. Panelet vurderer faktorer som selskapets robusthet, tilpasningsevne, effektivitet og styring. Basert på bedømmelsene, samt øvrig kunnskapsgrunnlag, fastsetter Ofgem en endelig økonomisk belønning eller straff.

### 5.2.2 Irland

I Irland er det EirGrid som er TSO, og sammen med SONI (TSO i Nord-Irland) er de systemansvarlig for det felles transmisjonsnettet, *the Single Electricity Market (SEM)*. Innunder rollen som systemansvarlig skal EirGrid planlegge nettet, inkl. vurdere behov for nettinvesteringer, og jobbe sammen med netteier (ESB Networks) om tilknytning av ny produksjon og uttak. Eirgrid har imidlertid nylig blitt tildelt rollene som både systemansvarlig og netteier for offshore-nettet i Irland, noe som betyr at de fremover vil inneha både rollene som systemansvarlig og netteier (CEPA, 2024).

EirGrid er regulert gjennom femårige reguleringsperioder, hvor tillatt inntekt fastsettes *ex-ante*. EirGrid foreslår kostnadsbruk i spesifikke kostnadskategorier, som må godkjennes av regulatoren CRU.

Fra og med reguleringsperioden 2021-2025 er EirGrid også underlagt økonomiske incentiver knyttet til 13 temaer. Temaene er inndelt i tre kategorier; i) Market Outcome Metrics, ii) Investment Planning and Delivery og iii) Wider Strategic Objectives:

1. Økt andel fornybar energi i kraftsystemet
2. Tekniske grenser for *non-synchronous penetration* som kan tilknyttes nettet
3. Bruk av nedregulering av variabel fornybar energi-produksjon
4. Andel ikke-levert energi under et avbrudd sammenlignet med volumet som ville vært levert
5. Opprettholdelse av frekvens på 50 Hz +/- 0,2
6. Omfang, kvalitet og utfall av aktiviteter for å inkludere interessenter
7. Andel tilbud om tilknytning til nettet som er gitt før visse milepæler
8. Kvalitet og tidsbruk knyttet til planlegging og gjennomføring av investeringer, inkl. hvordan alternativer er vurdert og behov identifisert og møtt
9. Utvikle felles plan for viktige områder som samarbeid og datautveksling mellom TSO og netteier
10. Utvikle felles plan for å håndtere nedreguleringer, begrensninger for nettet og helhetlige tilnærminger for drift mellom TSO og DSO
11. Incentiver knyttet hvor godt TSO leverer på viktige strategiske områder som energi, kapasitet og systemtjenester
12. Bedre utfordringen med flaksehals i Dublin-området
13. Begrense balansekostnader i en tid med økt andel variabel fornybar energiproduksjon

For hvert av temaene benytter regulator en tilnærming som de omtaler som balansert målstyring. Denne skal hensynta at TSO-en i mange tilfeller bare delvis har mulighet til å styre utfallet. Regulator tar både hensyn til om spesifikke mål ble nådd, men også om TSO-en har planlagt relevante tiltak og om tiltakene har bidratt til å nå målet (CEPA, 2024).

Mål og tiltak for å nå målene fastsettes for flere år av gangen og EirGrid utarbeider flerårige planer som beskriver tiltakene de vil iverksette for å nå målene for hvert av de 13 områdene. Regulator fastsetter den økonomiske opp- og nedsiden knyttet til de ulike incentivmekanismene. Hvert år vurderer regulator om målene er nådd og foretar en bred gjennomgang av kvaliteten på den flerårige planen (CEPA, 2024).

I sum kan TSO'en oppnå maksimalt 13 prosent av totale påvirkbare interne kostnader i bonus, og maksimalt 5 prosent i straff (CEPA, 2024).

## 6 Mulige reguleringsmekanismer

I dette kapitlet identifiserer og analyserer vi mulige reguleringsmekanismer for systemansvaret. Vi går mer i dybden på reguleringsmodellene som viser seg som mest aktuelle. Først minner vi om utfordringene som skal løses og redegjør for hvilke vurderingskriterier vi benytter.

I kapittel 4 beskrev vi generelle utfordringer ved regulering av TSO-er og viktige elementer å vurdere ved valg av reguleringsmekanismer. I tillegg argumenterte vi for at det er fire hovedutfordringer ved dagens økonomiske regulering av systemansvarskostnadene. Endringer i dagens regulering bør søke å fjerne eller redusere de identifiserte utfordringene. Kort oppsummert er disse:

1. Incentiver til å velge driftstiltak (som føres på systemansvar) overfor investeringer
2. Incentiver til strategisk kostnadsallokering internt
3. Svake incentiver til kostnadseffektivitet ved systemansvarskostnadene
4. Statnett stilles ikke overfor de samlede samfunnsøkonomiske kostnadene

Vi benytter følgende vurderingskriterier:

- *Incentivvirkninger.* Vil en reguleringsmekanisme gi Statnett riktigere incentiver enn dagens modell, uten å skape uheldige sidevirkninger? Riktigere incentiver kan for eksempel bestå i at Statnett stilles overfor samfunnsøkonomiske kostnader som ikke er inkludert i dagens regulering, eller ved at inntekter og kostnader frikobles i større grad.
- *Databehov.* Finnes de nødvendige dataene for gjennomføring av reguleringen, eller kan de fremskaffes gjennom nye rapporteringskrav?
- *Administrative kostnader.* Kan reguleringen gjennomføres i praksis uten at de administrative kostnadene for RME og Statnett blir uforholdsmessig høye i forbindelse med etableringen av reguleringen eller den løpende utøvelsen? Med uforholdsmessig høye administrative kostnader mener vi kostnader som overstiger de samfunnsøkonomiske gevinstene ved reguleringen, som igjen henger sammen utfallsrommet for de mulige gevinstene.

Vurderingen er primært kvalitativ.

Incentivvirkningene er det sentrale kriteriet. Reguleringsmekanismer som ikke oppfyller kravet om riktigere incentiver enn dagens modell, trenger vi ikke å vurdere nærmere. Tilsvarende er det ikke nødvendig å vurdere nærmere incentivmekanismer som i teorien har gode egenskaper, men der de nødvendige dataene ikke kan fremskaffes.

### 6.1 Mulige reguleringsmekanismer

Vi gir her en oversikt over mulige reguleringsmekanismer som vi vurderes i dette kapitlet. Innledningsvis gjør vi to overordnede avgrensninger av alternativene:

*Statnett bør ikke eksponeres direkte for de fulle eksterne kostnader til systemansvaret (kostnader til reserver og spesialregulering).* Disse kostnadene er i begrenset grad påvirkbare for Statnett, særlig på kort sikt. Å knytte incentiver til disse kostnadene, for eksempel ved at de inngår i en kostnadsnorm, skaper vesentlig økt uforutsigbarhet i Statnetts inntekter. Det er da en fare for at selskapet velger suboptimale tiltak på andre områder for å håndtere risikoen knyttet til de eksterne kostnadene. Det kan i neste omgang redusere driftssikkerheten og leveringskvaliteten i kraftsystemet. Det kan likevel være incentivmekanismer som har betydning for disse kostnadene både på kort og lang sikt, men vi vurderer det altså ikke som hensiktsmessig at de eksterne kostnadene i sin helhet inngår som en del av Statnetts inntektsramme.

*En fullstendig internasjonal TSO-benchmarking er ikke aktuelt.* Det har vært gjennomført flere internasjonale TSO-benchmarkinger historisk, og nye benchmarkinger er planlagt. Disse har hovedsakelig handlet om netteierkostnadene. Erfaringene fra disse benchmarkingene er at det er betydelige problemer med å utvikle metoder og data for sammenligninger på tvers av land og markedsområder. RME har valgt ikke å bruke resultatene fra de internasjonale benchmarkingene direkte i reguleringen av Statnett tidligere. Vi ser ikke at det på kort sikt vil være mulig å utvikle en felles internasjonal benchmarking av TSO-er som inkluderer kostnader til systemdrift og som kan være praktisk anvendelig for reguleringsformål. (se også THEMA, 2020, for en nærmere analyse av de internasjonale TSO-benchmarkingene).

I tabellen under viser vi en oversikt over de mulige reguleringsmekanismene vi vurderer, i fire ulike kategorier. For det første ser vi på mulighetene for å forbedre dagens modell. Deretter ser på ulike mekanismer som gir en sterkere frikobling av inntekter og kostnader knyttet til systemansvaret, som i større eller mindre grad skiller seg fra dagens modell. Videre ser vi på omdømmebaserte mekanismer som ikke gir direkte økonomiske incentiver, men som kan bidra til økt effektivitet og beslutningskvalitet gjennom økt transparens og diskusjon av grunnlaget for Statnetts beslutninger. Til slutt vurderer vi mer omfattende endringer i Statnetts organisering for å skape et klart skille mellom Statnetts ulike oppgaver, som deretter kan reguleres på ulike måter for å gi incentiver til effektivitet og kvalitet innenfor de respektive områdene.

Det er viktig å påpeke at de ulike reguleringsmekanismene ikke nødvendigvis er gjensidig utelukkende. Flere av dem kan kombineres for å sikre at de samlede incentivene blir mest mulig hensiktsmessige. Gitt kompleksiteten i de underliggende utfordringene vi har identifisert, vil én enkelt reguleringsendring ikke løse alle problemer.

**Tabell 2: Mulige reguleringsmekanismer**

Kategori	Reguleringsmekanisme
Forbedringer av dagens modell	Klarere kriterier for allokering av kostnader mellom systemansvar og netteier
Incentiver til kostnads-effektivitet gjennom økt frikobling av kostnader og inntekter	Inkludere kostnader knyttet til systemdriften i den historiske benchmarkingen
	Etablere egen kostnadsnorm for kostnader til systemdriften
	Separat benchmarking av systemdrift mot internasjonale TSO-er
	Budsjettmodell med muligheter for ex post godkjenning av ekstraordinære kostnader
	Bonus-/malusordninger (påslag/fradrag i inntektene) knyttet til oppnåelse av spesifikke mål
Omdømme-baserte mekanismer	RME eller Energidepartementet etablerer et prestasjonspanel med representanter for viktige nettkunder og eksperter
Organisatoriske og strukturelle endringer	Selskapsmessig skille av systemansvar og netteier
	Selskapsmessig og eiermessig skille av systemansvar og netteier

Vi bruker mest tid på reguleringsmekanismene som har vist seg som mest aktuelle. For resten vil vi forklare hva de innebærer og hvorfor vi anser dem som mindre aktuelle. Følgende reguleringsmekanismer anses som mindre aktuelle:

- Forbedring av kriteriene for allokering av kostnader i dagens modell
- Budsjettmodell
- Incentiver knyttet til spesifikke måltall (bonus-malus)
- Egen kostnadsnorm for systemansvaret, inkl. egen oppgavevariabel
- Separat benchmarking av systemdrift vs. andre TSO-er
- Organisatoriske/strukturelle endringer

## 6.2 Forbedringer av dagens modell

### Klarere kriterier for allokering av kostnader

En av de mest sentrale utfordringene med dagens regulering av systemansvaret er at Statnett har incentiver til å allokere kostnader internt til systemansvar istedenfor netteier.

En løsning på denne utfordringen kan være å innføre klarere kriterier knyttet til intern kostnadsallokering. Det vil si at det må etableres mest mulig entydige definisjoner av hvilke

oppgaver som hører til systemansvaret og hvilke som utgjøres av netteier. Kriteriene kan for eksempel baseres på oppgaveinndelingen vi beskrev i kapittel 2.

Klarere kriterier kan redusere problemet, men det er tvilsomt om det vil fjerne utfordringen fullstendig. Til syvende og sist vil allokeringen av kostnader måtte baseres på Statnetts egne vurderinger. Som vist tidligere i rapporten er kostnadene til systemansvar oppgavene fordelt på mange avdelinger og ned på ansattnivå. Selv om dette kan reflektere strategisk allokering i noen grad, er det grunn til å anta at det også er reelle avveininger og usikkerheter som ligger bak. Erfaringene fra Sverige og Danmark tyder også på at den interne kostnadsallokeringen er krevende i praksis og gir TSO-ene et betydelig handlingsrom. Vår gjennomgang av dokumentene som ligger til grunn for den internasjonale TSO-benchmarkingen og de tilhørende kriteriene for oppgaveinndeling og kostnadsallokering er en annen illustrasjon av de praktiske vanskelighetene med å etablere entydige definisjoner som enkelt kan følges opp av reguleringsmyndigheten.

## 6.3 Økt frikobling av kostnader og inntekter

En økt frikobling av kostnader og inntekter kan gi sterkere incentiver til kostnadseffektivitet. Dersom man underlegger de interne systemansvarskostnadene de samme økonomiske incentivene som netteier-kostnadene vil man oppnå riktigere avveininger mellom systemdrift og netteier, og man vil fjerne utfordringen med incentiver knyttet til intern kostnadsallokering.

### 6.3.1 Inkludere interne systemansvarskostnader i den sammenlignende effektivitetsanalysen

Økt frikobling av kostnader og inntekter gjennomføres ved å inkludere kostnadene knyttet til systemdriften i den historiske benchmarkingen. Som beskrevet tidligere anbefaler vi at de eksterne systemansvarskostnadene (kostnader til innkjøp av reserver og spesialregulering) holdes utenfor. De interne systemansvarskostnadene vurderer vi at Statnett har større mulighet til å påvirke og derfor prinsipielt sett burde inkluderes.

Vi minner om hovedstrukturen i dagens inntektsramme for Statnett (se kapittel 3 for en mer utførlig beskrivelse). Statnetts inntektsramme bestemmes 30 prosent av faktiske kostnader og 70 prosent av en kostnadsnorm. Det er i kostnadsnormen Statnett gis incentiver til kostnadseffektivitet. Alle kostnader inngår i kostnadsnormen, men bare kostnader som netteier inngår i en sammenlignende effektivitetsanalyse og multipliseres derfor med et effektivitetsresultat. Oppgavevariabelen NormGrid (NG) er sentral i beregningen av effektivitetsresultatet ( $\lambda$ ):

$$\lambda = \frac{\frac{Totalkost_{2013-2017}}{NG_{2013-2017}}}{\frac{(Totalkost_{2019})}{NG_{2019}}}$$

Totalkost inkluderer kostnadene som inngår i den sammenlignende analysen, som i dag bare er netteierkostnadene.

Videre er alle kostnader underlagt et produktivitetskrav bortsett fra de eksterne systemansvarskostnadene.

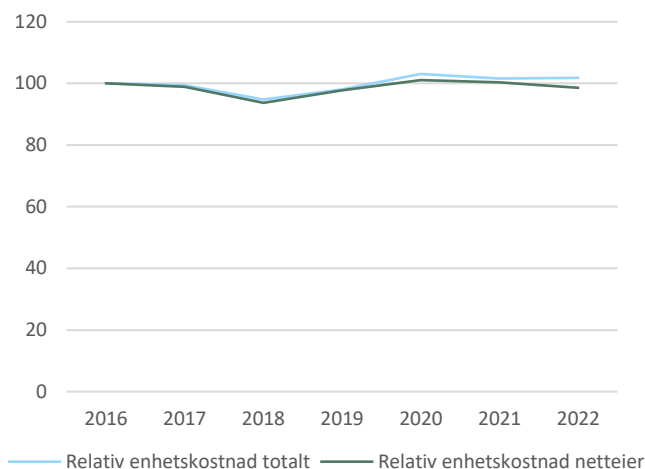
Dersom de interne systemansvarskostnadene skal inkluderes i den sammenlignende effektivitetsanalysen (den historiske benchmarkingen), er det prinsipielt tre måter å gjøre det på:

1. Inkludere interne systemansvarskostnader i effektivitetsanalysen, beholde en oppgavevariabel (NormGrid) og ikke endre denne
2. Inkludere interne systemansvarskostnader i effektivitetsanalysen, beholde en oppgavevariabel (NormGrid) men utvide/justere denne
3. Inkludere interne systemansvarskostnader i effektivitetsanalysen og utvide fra én til to oppgavevariabler

Ved alternativ 1, beholde én oppgavevariabel, øker variablene *Totalkost* med de interne systemansvarskostnadene i årene som er beskrevet i variabelen (her 2013-207 og 2019). Variabelen NormGrid (NG) er uforandret. Dette er et godt alternativ dersom utviklingen i systemansvarskostnadene følger samme trend som utviklingen i kostnadene Statnett har som netteier. Prinsipielt sett er det naturlig å anta at systemansvarskostnadene er korrelert med størrelsen på kraftsystemet.

I figuren nedenfor viser vi utviklingen i den beregnede enhetskostnaden til Statnett i perioden 2016-2022, basert på inntektsrammedata fra RME. Vi sammenligner enhetskostnaden slik den fremkommer i beregningen av kostnadsnormen for netteieroppgavene med en total enhetskostnad der både driftskostnader og kapitalkostnader til systemdriften er inkludert. I begge tilfeller brukes NormGrid inkludert HVDC som mål på oppgaven. Den absolutte enhetskostnaden blir naturligvis forskjellig, men det er den relative utviklingen som er interessant her.

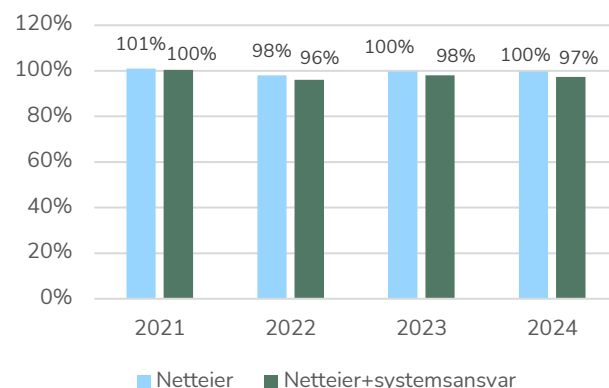
**Figur 4: Utvikling i inflasjonsjustert relativ enhetskostnad for Statnett med og uten interne kostnader til systemansvaret. 2016=100**



Kilde: RME, inntektsrammedata for Statnett

Det er selvsagt uklart hvordan de ulike enhetskostnadene vil utvikle seg relativt til NormGrid fremover, og vi kan heller ikke av denne analysen si noe om hva som er et effektivt nivå på de ulike kostnadselementene. Resultatene illustrerer imidlertid at det over en lengre periode har vært høy korrelasjon mellom utviklingen i NormGrid og ulike varianter av enhetskostnaden. Det er i seg selv en indikasjon på at en felles kostnadsnorm for netteierkostnader og interne kostnader til systemansvar kan være mulig å bruke i praksis. Vi har derfor i neste omgang beregnet konsekvensene for Statnetts kostnadseffektivitet av å inkludere interne kostnader til systemdrift i benchmarkingen. Vi har brukt inntektsrammedataene for 2021-2024 og benchmarket mot en rullerende historisk femårsfront på samme måte som for netteierkostnadene.

**Figur 5: Beregnet kostnadseffektivitet med NormGrid og med og uten interne kostnader til systemansvar**

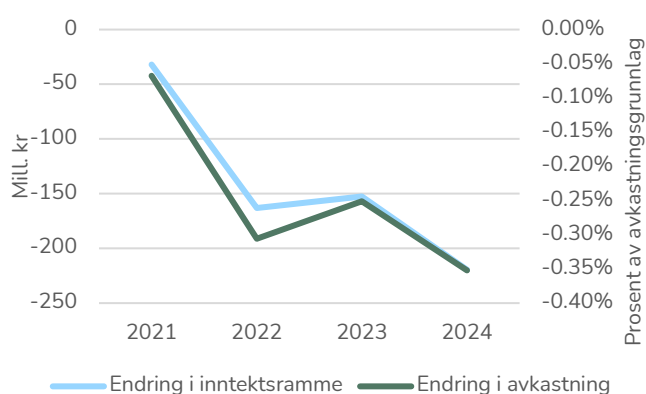


Kilde: RME, inntektsrammedata for Statnett

Statnetts målte effektivitet reduseres i alle årene i perioden vi har sett på. Endringene i målt effektivitet påvirker også inntektsrammen og avkastningen. Dette er illustrert i figuren nedenfor, der vi har beregnet endringen i inntektsramme og

avkastning med de nye effektivitetstallene (inntektsrammen på den venstre y-aksen og avkastningen på den høyre). Vi har lagt til grunn samme produktivetskrav for alle kostnader i Statnett, her 2 prosent. Vektene for kostnadsnormen er satt til 40 prosent i 2021–2022 og 30 prosent i 2023–2024 i tråd med RMEs historiske praksis. Endringene er videre beregnet på grunnlag av Statnetts samlede inntektsramme og avkastningsgrunnlag for transmisjons- og regionalnett, men uten NordLink.

**Figur 6: Endring i inntektsramme og beregnet avkastning for Statnett 2021-2024 med interne kostnader til systemansvar inkludert i benchmarkingen**



Kilde: RME, THEMA-analyse

Ved alternativ 2-3 må det utvikles en ny oppgavevariabel som fanger opp utviklingen i systemansvarskostnadene. Optimalt sett klarer man å utarbeide en variabel som er treffsikker med hensyn til eksogene kostnadsdrivere for de interne systemansvarskostnadene. Dette er en utfordrende oppgave i seg selv. Kompleksiteten i systemdriften er en funksjon av en rekke faktorer som samlet produksjon og forbruk av kraft, typer produksjon og forbruk, geografisk fordeling, utenlandshandel, grad av markedsintegrasjon, regelverksutvikling i Norge og internasjonalt og en rekke andre faktorer. I prinsippet kan noe dette trolig fanges opp gjennom parametere som kraftproduksjon, forbruk, overføring over ulike snitt mm. Disse parameterne er imidlertid sterkt avhengig av værforhold og markedsforhold i og utenfor Norge, og vil gi relativt tilfeldige svingninger i oppgavevariabelen over tid.

I tillegg må det avgjøres hvordan en oppgavevariabel for systemdriften skal vektet sammen med NormGrid. Dette er ikke et trivielt spørsmål. I den grad vektingen blir feil, kan det gi Statnett feil incentiver til å gjøre ulike typer avveininger.

Samlet sett vurderer vi derfor alternativ 1 (inkludere interne systemansvarskostnader i effektivitetsanalysen, beholde en oppgavevariabel (NormGrid) og ikke endre denne) som et alternativ løser utfordringer ved dagens regulering uten å skape uheldige sidevirkninger. Utfordringene med i) intern kostnadsallokering, ii) ulike incentiver knyttet til ulike kostnader og iii) manglende incentiver til kostnadseffektivitet ved de interne systemansvarskostnadene bedres alle ved implementering av dette grepet.

### 6.3.2 Etablere egen kostnadsnorm for systemansvaret

Det er mulig å etablere en egen kostnadsnorm for de interne kostnadene til systemansvaret. Denne kan defineres på samme måte som normen for netteier, det vil si gjennom en historisk benchmarking mot én eller flere oppgavevariabler. En annen mulighet er å fastsette normen som en sum basert på produktet av ett eller flere mål på oppgaven og faste beløp pr. oppgaveenhet. En separat norm for systemansvaret kan begrunnes i at kompleksiteten og kostnadene i systemdriften ikke er tilstrekkelig korrelert med utviklingen i en felles oppgavevariabel som NormGrid.

En egen kostnadsnorm vil gi en økt frikobling av inntekter og kostnader som i prinsippet gir sterkere incentiver til kostnadseffektivitet enn dagens modell, og kan gi riktige bedriftsøkonomiske avveininger mellom driftstiltak (som føres på systemansvar) og investeringer.

For incentivene er det sentrale poenget at inntekter og kostnader frikobles, som igjen innebærer at kostnadsnormen for systemansvaret fastsettes på grunnlag av mest mulig eksogene størrelser. Samtidig er det ønskelig at oppgavevariabelen reflekterer sentrale drivere for kostnadene ved systemansvaret slik at det over tid blir best mulig samsvar mellom nivået på kostnadsnormen og et effektivt nivå på de eksterne kostnadene. Manglende samsvar vil føre til økt finansiell risiko for Statnett og risiko for feil beslutninger i systemdriften.

Valg av oppgavevariabel for kostnader til systemansvar er et vanskelig spørsmål som krever ytterligere og mer detaljerte analyser. Vi har sett på to enkle eksogene indikatorer for kompleksiteten i systemdriften for å illustrere hvordan en egen kostnadsnorm for systemansvaret kan defineres og fungere i praksis:

- Andelen vindkraft og solkraft av samlet installert effekt. Mer uregulerbar og uforutsigbar produksjon gir en mer utfordrende systemdrift.
- Utviklingen i samlet import og eksport av kraft, det vil si bruttutvekslingen mellom Norge og andre land.

I den første indikatoren kunne vi også ha inkludert elvekraft, men kapasiteten innen elvekraft har endret seg mindre enn kapasiteten innen vindkraft og solkraft. Vi kunne videre ha brukt faktisk energiproduksjon i tillegg til eller i stedet for effektkapasitet for å fange opp tilfeldige variasjoner i produksjonen fra år til år. Hva som er den beste indikatoren, må vurderes nærmere.

Kraftutvekslingen henger sammen med utviklingen i handelskapasiteten, som kan påvirkes av Statnett i noen grad gjennom tiltak for å sikre tilgjengelighet av eksisterende kapasitet og utbygging av ny kapasitet. Beslutninger om utbygging av kapasitet fattes imidlertid i siste instans av konsesjonsmyndighetene i Norge og andre land, og kapasiteten kan anses som gitt over kortere og lengre tidsrom. Kraftutveksling gir særlig utfordringer for systemdriften når retningen på handelen endres raskt. Det



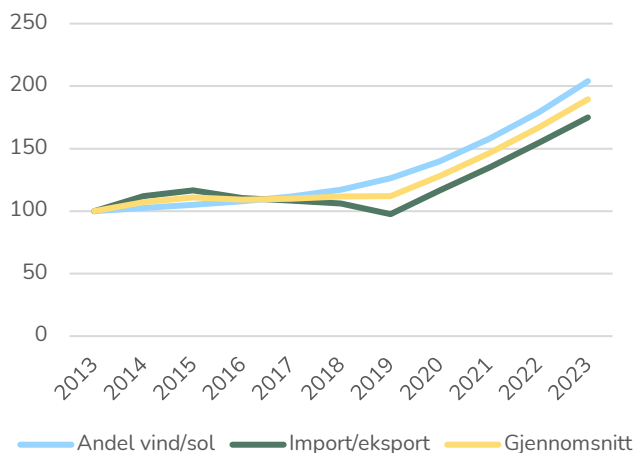
fanges ikke direkte opp av en indikator basert på brutto kraftutveksling.

Indikatorer basert på antall ubalanser, tid med frekvensavvik og lignende kan anses som avledede mål på de underliggende driverne, og vil trolig være eksogene i mindre grad.

Indikatorerne vi har diskutert ovenfor, kan brukes både som grunnlag for oppgavevariabler for en historisk benchmarking og som en størrelse som multipliseres med en kostnad pr. oppgaveenhet. Vi vurderer at det er mest hensiktsmessig å ta utgangspunkt i en tilsvarende historisk benchmarking som for netteierkostnadene. Enhetskostnadene defineres da implisitt gjennom benchmarkingen, i stedet for at RME må bestemme nivået på andre måter.

I figuren nedenfor viser vi hvordan de to indikatorene eller mulige oppgavevariabler har utviklet seg siden 2013. Dataene er hentet fra SSBs elektrisitetsstatistikk på måneds-/årsbasis. Vi måler oppgavene som utviklingen i de respektive indeksene, der nivået i 2013 er satt lik 100. I tillegg til utviklingen i de individuelle indikatorene viser vi også utviklingen i et gjennomsnitt. Andelen vindkraft og solkraft er stigende i hele perioden. Frem til 2021 dominerer veksten i vindkraft, mens veksten etter 2021 er drevet av solkraft. Når det gjelder brutto kraftutveksling, er bildet mer sammensatt, men fra 2020/2021 er det en sterk vekst som følge av idriftsettelsen av NordLink og North Sea Link.

**Figur 7: Utvikling i mulige oppgavevariabler for systemansvarskostnader. 2013=100**



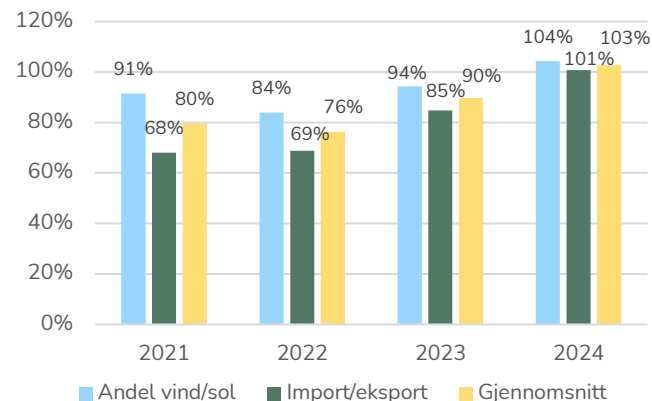
Kilde: SSB, THEMA-analyse

Det er verdt å merke seg at en veldefinert oppgavevariabel for de interne kostnadene til systemansvaret også kan tenkes å fungere godt for de eksterne kostnadene til systemansvaret, i hvert fall volumet av reserver som kjøpes inn.

På grunnlag av disse indikatorene kan vi nå beregne utviklingen i Statnetts kostnadseffektivitet med den samme metodikken som brukes for netteierkostnadene. Det vil si at kostnadene i år t benchmarkes mot en rullerende front av gjennomsnittskostnadene i t-2 til t-6. Dataene for de interne kostnadene til systemdriften er hentet fra RMEs årlige

inntektsrammevarsler, og inkluderer både drifts- og kapitalkostnader. Den beregnede kostnadseffektiviteten varierer mellom indikatorene og over tid, men viser en stigende trend. Andre indikatorer kan imidlertid gi andre resultater, slik at dette må ses som en illustrasjon og ikke en fasit for kostnadseffektiviteten.

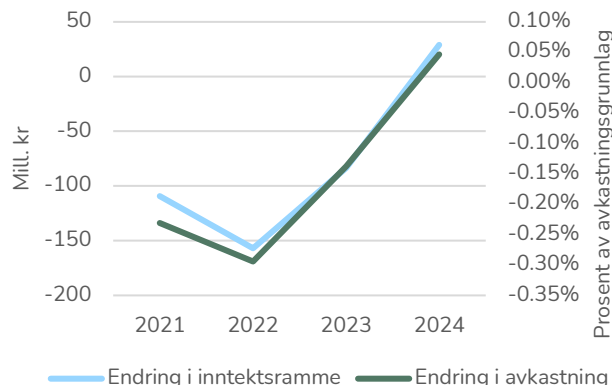
**Figur 8: Beregnet kostnadseffektivitet for systemansvaret med ulike oppgavevariabler**



Kilde: RME, SSB, THEMA-analyse

Resultatene fra benchmarkingen kan i neste omgang brukes til å beregne de økonomiske konsekvensene for Statnett samlet sett. I figuren nedenfor viser vi de årlige endringene i Statnetts inntektsramme og den beregnede avkastningen i 2021-2024, igjen basert på data fra RMEs varsler om Statnetts inntektsrammer for de respektive årene (inkludert regionalnett). Vi har her lagt til grunn et produktivitetskrav på 0,6 prosent for de interne systemansvarskostnadene som i dagens regulering av Statnett. I tråd med resultatene fra benchmarkingen gir den separate kostnadsnormen Statnett høyere inntekter i 2024 og lavere i de andre årene, med en stigende trend over tid.

**Figur 9: Endring i inntektsramme og beregnet avkastning for Statnett 2021-2024 med separat kostnadsnorm for systemansvaret**



Kilde: RME, SSB, THEMA-analyse

Eksemplet ovenfor viser at det i prinsippet er mulig å definere en separat kostnadsnorm for de interne kostnadene til

systemansvaret uten at det nødvendigvis gir vesentlig økt risiko for Statnett. Dette gir en økt frikobling av inntekter og kostnader som styrker incentivene til kostnadseffektivitet sammenlignet med dagens modell.

Skal en slik kostnadsnorm innføres, bør det likevel gjøres mer arbeid for å definere en egnet oppgavevariabel. I tillegg må kostnader allokere internt til ulike områder på samme måte som i dagens modell. Avhengig av hvordan de ulike delene av kostnadsnormen defineres, kan Statnett ha incentiver til å allokere kostnader strategisk for å maksimere summen av kostnadsnormene.

Vi vurderer likevel at en separat kostnadsnorm for systemansvaret kan være en interessant mulighet på sikt, særlig dersom det er mulig å finne en oppgavevariabel som bedre reflekterer utviklingen i systemansvarsoppgaven bedre enn NormGrid.

### 6.3.3 Separat benchmarking av systemansvar

Vi har ovenfor argumentert for at en samlet internasjonal TSO-benchmarking som også inkluderer kostnader til systemansvar ikke er hensiktsmessig eller mulig på kort sikt. Det er mulig å tenke seg at det gjøres en begrenset internasjonal benchmarking av kostnader til systemansvar.

Vi ser imidlertid heller ikke en separat benchmarking som noen god løsning. Problemet med å velge en egnet oppgavevariabel må løses også her, og det må gjøres et betydelig arbeid for å definere kostnadskategorier og samle inn nødvendige data. Det er grunn til å anta at de samme utfordringene knyttet til sammenlignbarhet på tvers av land og markeder vil gjøre seg gjeldende også her.

En separat benchmarking av systemansvarskostnadene kan også gi utfordringer knyttet til intern kostnadsallokering. Statnett vil ha incentiver til å allokere kostnader ut fra hvor de forventer minst negativ effekt på den målte effektiviteten.

### 6.3.4 Budsjetmodell

En annen mulighet for å frikoble inntekter og kostnader ved systemansvaret er å sette inntektsrammen for systemansvarlig med utgangspunkt i et budsjett for de interne systemansvarskostnadene for en periode som kan være ett år eller flere. Dersom systemansvarlig reduserer kostnadene relativt til budsjettet i løpet av perioden, beholdes gevinsten i form av økt overskudd. Det gir incentiver til kostnadseffektivitet.

Jo lengre periode, desto sterkere incentiver. Samtidig vil en lengre periode gi større usikkerhet om hva som er det riktige nivået, som kan føre til at det blir behov for påslag eller en risikopremie i budsjettene. Risikoen kan dempes med en adgang til å søke om justeringer i ekstraordinære tilfeller, men det medfører i sin tur administrative kostnader og nye muligheter for strategisk tilpasning. Det må for eksempel etableres mest mulig objektive og etterprøvbare kriterier for hva som er ekstraordinære tilfeller.

En annen utfordring med en budsjettbasert inntektsramme, er at reduserte kostnader i én periode kan resultere i lavere inntektsramme i fremtidige perioder fordi regulator får mer informasjon om effektiviseringspotensialet. Det kan svekke incentivene til å effektivisere på kort sikt dersom effektiviseringen krever interne kostnader som ikke inngår i inntektsrammen (for eksempel støy og konflikter som følge av kostnadskutt).

En budsjettbasert modell løser ikke den grunnleggende informasjonsasymmetrien mellom regulator og systemansvarlig. Incentivene og mulighetene til strategisk allokering av kostnader vil også bestå.

Både i Storbritannia og Irland benyttes budsjetter som et element i reguleringen av systemansvarlig, og det skal benyttes i Danmark fra 2025. En budsjettmodell er også tidligere benyttet i Norge. Erfaringene tyder ikke på at en gjeninnføring av en budsjettbasert modell vil gi store effektivitetsgevinster. Vi observerer blant annet at inntektsrammene for systemansvaret tenderer til å ligge nær den systemansvarliges forslag og at de administrative prosessene er relativt omfattende.

### 6.3.5 Bonus-/malusordninger

Bonus-/malusordninger innebærer at det gis tillegg (bonus) og fradrag (malus) i inntektene basert på måloppnåelse, eventuelt bare påslag eller fradrag. Generelt kan slike ordninger deles i to kategorier:

- Oppnåelse av spesifikke kvantitative mål
- Kvalitative vurderinger av måloppnåelse, enten individuelle mål eller etter en samlet vurdering

Vi finner eksempler på begge typer av ordninger i reguleringsmodeller for systemansvarlige nettselskaper i ulike land (inkludert reguleringen av netteier), jf. beskrivelsen i kapittel 5 og CEPA (2024). Volumutvikling i reservemarkeder, likviditet, kostnadsutvikling og kundetilfredshet er eksempler på parametere som kan benyttes til å fastsette mål.

I prinsippet kan bonus-/malusordninger skreddersys slik at de gir riktige incentiver på alle områdene hvor vi har identifisert svakheter i dag.

Ordninger av den første typen med incentiver knyttet til spesifikke mål har imidlertid en iboende svakhet ved at de gir relativt sterke signaler om den marginale verdien av tiltak for å nå de konkrete målene. Det er krevende å utforme incentivene riktig, både med tanke på hva som skal måles og doseringen av belønning og straff. Det kan føre til at incentivene til å gjøre visse tiltak blir for sterke og at systemansvarlig i neste omgang gjør feil avveininger samfunnsøkonomisk sett.

En ordning basert på helhetlig måloppnåelse og kvalitative vurderinger kan unngå at incentivene blir skjeve, men kan til gjengjeld fremstå som lite transparente og vanskelige for systemansvarlig å forholde seg til. Sammenhengen mellom egne handlinger og økonomisk belønning eller straff, blir

uklar. Da er det også vanskelig å se for seg at incentivene blir særlig effektive.

Bonus-/malusordninger kan også kreve betydelige administrative ressurser avhengig av den detaljerte utformingen. For eksempel kan det bli behov for å samle inn data som ikke finnes i dag og som det ikke er lett for Statnett (eller andre) å rapportere.

Samlet sett vurderer vi at bonus-/malusordninger ikke gir de ønskede incentivvirkningene og at de administrative kostnadene blir for store i forhold til nyttevirkningene.

## 6.4 Omdømmebaserte mekanismer

I kategorien for omdømmebaserte mekanismer har vi spesielt vurdert det vi kaller et prestasjonspanel, etter inspirasjon fra tilsvarende reguleringsmekanismer i andre land. En annen mulighet er å bruke intervjuer eller spørreundersøkelser til å måle omdømme direkte, men vi drøfter ikke dette som en separat reguleringsmekanisme. Det er trolig vanskelig å utforme intervjuer eller undersøkelser som kan brukes direkte til å vurdere systemansvarligs prestasjoner uten videre bearbeiding og kontekst. Derimot kan slike undersøkelser være input til et prestasjonspanel.

Vi redegjør i dette kapitlet for viktige valg i innretningen av et prestasjonspanel, men først gir vi en gjennomgang av historikk og erfaringer med lignende ordninger i Norge samt internasjonale erfaringer fra Storbritannia.

### 6.4.1 Historikk i Norge

#### Ulike fora har vært benyttet siden oppstarten av Statnett

Samtidig med at Statnett ble opprettet, ble også Brukerrådet opprettet. Brukerrådet skulle i henhold til St.prp.nr. 100 1990-91 ivareta to hensyn (SNF, 2001)

1. Gi de viktigste brukergruppene reelt innsyn i Statnetts virksomhet. De skulle kunne ta opp saker av stor økonomisk betydning for egen virksomhet, og ta opp saker av prinsipiell betydning.
2. Bidra til effektiv kontroll av Statnetts disposisjoner og dermed være et supplement til regulators kontroll.

Det var Olje- og energidepartementet (i dag Energi-departementet) som bestemte brukerrådets mandat. Representantene var de viktigste brukergruppene av transmisjonsnettet den gangen (NHO, EnFo – Energiforsyningens Fellesorganisasjon, SFO – Statnettkundenes fellesorganisasjon, PIL –

Prosessindustriens Landsforbund, Forbrukerrådet og HSH – Handels- og servicenæringens Hovedorganisasjon). Tanken var at kundene gjennom brukerrådet skulle kunne konfrontere Statnett med sine kvalitetskrav og kunne sende klager til departementet.<sup>6</sup>

Brukerrådet ble lagt ned i 2013 med begrunnelse om at Statnett selv skulle få bestemme hvordan brukerne skulle få gi innspill. Samme år opprettet Statnett derfor *Markeds- og driftsforum*, som eksisterte i perioden 2013-2023, som lot brukerne gi innspill og råd til Statnett. Forumet skulle også gi innsikt til bransjen. Som navnet tilsier var fokus saker som handlet om drifts- og markedsforhold.<sup>7</sup>

Energi Norge (nå Fornybar Norge) ønsket på den tiden å beholde brukerrådet i sin opprinnelige form. De var skeptiske til at de ikke selv fikk velge hvem som skulle sitte i forumet og til at forumet hadde et mer begrenset saksområde og mandat enn brukerrådet hadde hatt.<sup>8</sup>

I 2023 fikk organiseringen av brukernes innflytelse og innsikt enda en ny innretning da *Statnetts strategiske kundeforum* ble opprettet. Formålet med forumet er i henhold til mandatet å «sikre dialog med kunder og relevante organisasjoner og arbeide målrettet og effektivt mot samfunnsmessig rasjonelle løsninger i et langsiktig og bærekraftig perspektiv».<sup>9</sup>

Forumet har følgende medlemmer:

- 7 organisasjoner (Distriktsenergi, Forbrukerrådet, Fornybar Norge, Norsk hydrogenforum, Norsk industri, Offshore Norge og Samfunnsbedriftene Energi)
- 3 nettselskap
- 4 produsenter
- 6 store forbrukere
- 4 representanter fra Statnett

Dagens forum er vesentlig forskjellig fra det opprinnelige brukerrådet. De viktigste forskjellene er at det er Statnett som utpeker medlemmene og utarbeider dagsordenen og leder møtene. Medlemmene kan bidra med innspill til dagsordenen, men har ingen forsikring om at saker de mener er viktig blir tatt opp på møtet.

### 6.4.2 Internasjonale erfaringer: Storbritannia

I forrige kapittel beskrev vi overordnet hvordan et prestasjonspanel er benyttet i reguleringen av systemoperatøren Electricity System Operator (ESO) i Storbritannia. ESO er underlagt økonomiske incentiver gjennom bonus eller straff basert på hvordan de presterer

<sup>6</sup> Se Sosialøkonomen nr. 2. 1993 og St.prp. nr. 100 (1990-91) Omorganisering av Statkraft.

<sup>7</sup> <https://www.statnett.no/om-statnett/moter-og-arrangementer/strategisk-kundeforum/>

<sup>8</sup> <https://www.europower.no/nyheter/skeptisk-til-at-statnett-velger-representanter/1-2-230407>

<sup>9</sup> <https://www.statnett.no/globalassets/om-statnett/strategisk-kundeforum/2023-mandat-strategisk-kundeforum.pdf>

sammenlignet med pre-definerte forventninger, på en rekke viktige områder. Prestasjonene vurderes både av regulator (Ofgem) og et prestasjonspanel. Prosessen starter med at ESO utarbeider et utkast til neste toårsperiodes kostnader, aktiviteter og resultater. Denne planen vurderes av interessenter og prestasjonspanelet før ferdigstilling. Gjennom perioden redegjør ESO for status sammenlignet med planen. Ved utgangen av toårsperioden utarbeider ESO en rapport som redegjør for de endelige resultatene. Prestasjonspanelet vurderer resultatene og viderefremmer sine synspunkt til regulator, som bruker panelets synspunkter som underlag for endelig bonus eller staff (CEPA, 2024).

Ofgem argumenterer med at denne brede vurderingen av prestasjoner er bedre enn å underlegge aktøren spesifikke tallgitte mål, gitt ESOs unike og sentrale rolle i kraftsystemet. Videre sørger prestasjonspanelet for at eksterne perspektiver tas hensyn til i evalueringprosessen. På denne måten gjennomføres evalueringene med et dekkende og riktig bilde av ESOs prestasjoner (Ofgem 2021).

Ofgem formulerer rasjonale bak bruken av et prestasjonspanel på denne måten:

*We strongly believe that the customers of regulated monopolies and their wider stakeholders should play a key part in holding these organisations to account. And as the regulator, we think that we can make better use of the knowledge held by industry and external parties to help bridge the inherent information asymmetry between ourselves and the SO. Greater transparency and external involvement should also help build more trust in the regulatory framework, helping to make it more sustainable (Ofgem, 2017).*

Ofgem mener videre det er tre hovedområder hvor ekstern involvering er nyttig; i) utfordre systemoperatøren på deres prestasjoner, ii) bidra til å sikre robuste beslutninger, spesielt på områder hvor det er vanskelig å vurdere kvaliteten kvantitativt, og iii) kvalitetssikring for å bygge tillit. Prestasjonspanelet bør derfor ha en blandet medlemsmasse av uavhengige eksperter og/eller representanter fra bransjen. Ofgem anser at systemansvarlig stilles overfor sterke omdømmemessige incentiver gjennom å jevnlig måtte legge frem sine prestasjoner for en slik gruppe (Ofgem, 2017).

### 6.4.3 Innretning av et prestasjonspanel

Et prestasjonspanel kan utformes på ulike måter. Sentrale spørsmål er:

- Hvem skal oppnevne panelet og dets medlemmer?
- Hvilket formål og oppgaver skal prestasjonspanelet ha?
- Skal prestasjonspanelet ha økonomisk innflytelse på Statnett?
- Skal lederen av prestasjonspanelet ha rett til å delta i Statnetts styremøter?

### Hvilket mandat og funksjoner skal prestasjonspanelet ha?

Som forklart over har det opprinnelige Brukerrådet i Norge blitt endret flere ganger, og dagens kundeforum er vesentlig forskjellig fra beskrivelsen av Brukerrådet fra den første Stortingsmeldingen om ordningen. Rolle og mandat har vært hyppig diskutert, blant annet i et notat av SNF (SNF, 2001). I henhold til notatet er det tre aktuelle funksjoner for et slikt brukerråd; diskusjonsforum, interesseorgan for brukerne og kontrollorgan.

I et diskusjonsforum er formålet å la medlemmene å uttrykke sine meninger for både Statnett og de andre medlemmene, og at disse kan diskuteres i forumet. Dette kan gi fordeler i form av at forslag kommenteres og misforståelser kan unngås. Dette ligner på dagens Statnetts strategiske kundeforum. I et interesseorgan skal brukerne få reell innsikt i Statnetts virksomhet, gjennom møte- og talerett i Statnetts styre og rett til å klage styrevedtak til departementet. I et kontrollorgan bistår rådet mulighetene med kontrollen av nettselskapenes virksomhet. Interesseorgan og kontrollorgan, er altså roller i henhold til St.prp.nr. 100 1990-91.

Et brukerråd er imidlertid bare én måte å utforme omdømmebaserte mekanismer. Vi mener også at det er relevant å se på hvordan Storbritannia har utformet sitt prestasjonspanel, selv om den øvrige reguleringen er ulik.

I evalueringen av reguleringen av Statnetts utøvelse av systemansvaret fra 2016 ble det diskutert både justeringer i dagens ordning med kundeforum og oppbygging av et fagmiljø som kan kontrollere Statnetts beslutninger. I rapporten påpekes det at Statnett har for svake incentiver til å gi informasjon til markedsaktører og til å utvikle og implementere kommunikasjonsløsninger, og at en referansegruppe med fokus på dette kan være fordelaktig (Oslo Economics, 2016).

### Hvem har myndighet?

Når det gjelder hvem som skal ha myndighet til å oppnevne panelet og dets medlemmer, mener vi det er gode argumenter for at det er andre enn Statnett selv som har myndighet. Energidepartementet har tidligere oppnevnt Brukerrådet, og kan tenkes å være den som naturlig etablerer prestasjonspanelet og bestemmer hvem/hvilke aktører som skal representeres. Samtidig har det kommet nye krav knyttet til uavhengighet hos regulator siden Brukerrådet eksisterte, noe som kan tilsa at det bør være RME som innehar denne rollen i dag gitt at panelet skal ha en rolle i reguleringen.

### Medlemmer

I Norge har vi erfaring med medlemmene av Brukerrådet og dets etterfølgere, som begrenser seg til spesifikke organisasjoner, nettselskap, kraftprodusenter og store forbrukere. Det kan også være klokt å oppnevne medlemmer i henhold til kvalifikasjoner og ekspertise. Dette kan være en rekke ulike kvalifikasjoner, eksempelvis professorer innen relevante fagfelt, pensjonerte ansatte fra Statnett eller andre steder i kraftbransjen eller personer med lang erfaring fra



relevante direktorat eller departement. Medlemmer med internasjonal bakgrunn kan også være aktuelt.

### Skal panelet ha økonomisk innflytelse?

Et prestasjonspanel kan enten påvirke Statnett ved at panelet har innflytelse på Statnetts økonomi eller på andre måter virke disiplinerende. Storbritannia er et eksempel på et land hvor prestasjonspanelet påvirkning på systemansvarligs økonomi (se beskrivelse over). Slik påvirkning kan baseres på kostnadsbruk, målt omdømme eller måloppnåelse på viktige områder.

Dersom prestasjonspanelet ikke påvirker Statnetts økonomi direkte, er tanken at panelet i seg selv virker disiplinerende fordi Statnett må redegjøre for sine beslutninger og kostnadsbruk overfor panelets medlemmer. Redegjørelsen kan gi økt transparens og etterprøvnbarhet, og Statnett kan få nyttige innspill. På denne måten kan man oppnå bedre beslutninger og kostnadseffektivitet over tid.

### Påvirkning på Statnetts eiere og styre

Det kan være aktuelt at panelets leder har rett til å møte i Statnetts styre, og/eller at panelets leder har stemmerett i styret eller kan klage inn styrevedtak til departementet. I henhold til SNF (2002) er det flere mulige fallgruver med slike ordninger. Ved mulighet for å påklage styrevedtak kan styret tenkes å unngå beslutninger som i utgangspunktet er kloke, fordi man vil unngå forsinkelser som følge av klagebehandling i departementet. Dersom panelets leder skal ha stemmerett i styret, er det viktig å vurdere panelets medlemsmasse i form av andeler representert av kraftbransjen og sluttbrukerne.

Et annet alternativ er at panelet gir informasjon til Statnetts eier/styre som kan støtte opp om de målene som eier/styre har for selskapet og sette dem i stand til å gjøre bedre beslutninger (overordnede strategiske føringer, ledervalg mm.).

### Fokusområder og oppgaver

Videre er det nødvendig å avklare om prestasjonspanelet skal omfatte alle Statnetts ansvarsområder, eller bare Statnett som systemansvarlig. Man må også avklare hva som skal være panelets spesifikke oppgaver og om de skal ha spesielle fokusområder.

Vi vil argumentere for at prestasjonspanelets fokus og oppgaver bør være relatert til de identifiserte utfordringene ved dagens regulering av Statnett, som ikke løses av eventuelle nye justeringer i reguleringen.

### Databehov og administrative kostnader

Databehovet avhenger av hvilken informasjon prestasjonspanelet trenger om ytelse og kostnader, historisk og i budsjett.

De administrative kostnadene består av tidsbruken til panelet, Energidepartementet, Statnett og RME. Avhengig av hvordan

panelets virksomhet overlapper med pågående prosesser og institusjoner i dag, trenger ikke merkostnadene å være svært høye. Statnett har allerede omfattende dialog med ulike interessenter og rapporterer på en rekke forskjellige områder, og ulike interessenter bruker også tid på oppfølging av Statnett.

## 6.5 Organisatoriske og strukturelle endringer

Til slutt ser vi på organisatoriske og strukturelle endringer i Statnetts oppgaver der systemansvaret skilles ut i en egen juridisk enhet som er en del av et konsern sammen med netteier eller som skilles eiermessig fra Statnett. Hovedformålet med slike endringer er å skape økt transparens og bedre muligheter for kontroll med Statnetts virksomhet som systemansvarlig, og redusere eller fjerne mulighetene for strategisk kostnadsallokering. Organisatoriske og strukturelle endringer må kombineres med egnede økonomiske reguleringsmekanismer.

Ved inndelingen i oppgaver er det naturlig å ta utgangspunkt i ISO-rollen slik den er definert i EUs eldirektiver fra og med 2009 (slik at det også gjelder for Norge i og med at tredje pakke er implementert i norsk rett). Det innebærer blant annet at systemansvarlig skal ha ansvar for den fysiske driftskoordineringen og planlegging og beslutning av nettinvesteringer.

### Selskapsmessig skille av systemansvar og netteier

Et selskapsmessig skille av systemansvar og netteier innebærer at ansvarsområdene skilles ut i egne selskaper. Ideelt sett fører grepet til økt transparens om fordeling av kostnader og gjør det lettere for regulator og andre aktører å vurdere kostnadsutviklingen.

Et selskapsmessig skille innebærer et visst databehov pga. separat regnskapsrapportering for systemansvarlig og netteier samt dokumentasjon av internprising av tjenester.

Som beskrevet i kapittel 5 er det flere land rundt oss som har gjort organisatoriske og strukturelle grep for å redusere utfordringene med å regulere sin systemoperatør.

I Danmark her systemansvaret skilt ut i et eget AS, men det er ikke slik at dette selskapet bare driver med systemansvarsoppgaver eller at alle systemansvarskostnadene finnes her. Det er altså ikke samsvar mellom reguleringen og organiseringen. Dette gjør at grepet med å opprette et eget AS ikke løser utfordringene med uheldige incentiver knyttet til intern kostnadsallokering eller avveininger mellom drift og investeringer. Det vil være behov for et omfattende system for registrering og rapportering av interne transaksjoner og etablering av vilkår for prising av tjenester på tvers av selskapene i konsernet Energinet. Erfaringer fra Danmark peker derfor på begrensede fordeler uten eiermessig skille.

Ved at systemansvarlig og netteier inngår i samme konsern, består også eventuelle uheldige incentiver på selskapsnivå knyttet til avveiningene mellom driftstiltak (som føres på

systemansvar) og investeringer. Problemene kan reduseres med funksjonelt skille i tillegg til selskapsmessig skille, men blir neppe helt borte.

### Selskapsmessig og eiermessig skille av systemansvar og netteier

Et alternativ er altså å innføre eiermessig skille i tillegg, såkalt *full ownership unbundling*. Dette er blant annet gjort i Storbritannia og Irland. Ved å gjennomføre eiermessig skille fjernes utfordringene med incentiver og muligheter til intern allokering av kostnader. I Storbritannia var det også en viktig begrunnelse for innføringen av modellen at systemoperatøren skulle likebehandle ulike løsninger på problemer i kraftsystemet. Etter britiske myndigheters vurdering, var det en risiko for at en integrert TSO ville favorisere nettinvesteringer ut fra egne kommersielle interesser. Dersom alternativer til nettinvesteringer som lokal produksjon eller forbruksfleksibilitet er bedre samfunnsøkonomisk sett, skal de velges.

Slik den norske reguleringen er utformet i dag, er situasjonen annerledes enn i Storbritannia ved at driftstiltak (som føres på systemansvar) kan være mer lønnsomt enn investeringer i nett, alt annet likt. Eiermessig skille fjerner også mulighet for å strategisk velge driftstiltak foran investeringer, men det fjerner ikke automatisk problemet med at systemansvarlig ikke stilles overfor andre aktørers kostnader.

Samtidig er det flere svakheter ved en innføring av selskapsmessig og eiermessig skille:

- Viktige synergier mellom systemansvarlig og netteier vil i utgangspunktet forsvinne. Her må det imidlertid påpekes at en omorganisering basert på

den europeiske ISO-rollen vil ivareta mange av synergiene knyttet til systemdrift og nettplanlegging.

- Databehovet vil øke, om enn ikke i samme grad som ved et selskapsmessig skille som beskrevet ovenfor. Det må innføres separat regnskapsrapportering for systemansvarlig og netteier, men behovet for å innføre systemer for internprising og kontroll med konserninterne kjøp av tjenester vil ikke oppstå.

De administrative kostnadene avhenger av hva slags regulering systemoperatøren (og netteier) underlegges.

Her må det også påpekes at selve omorganiseringen vil kreve betydelige administrative ressurser og i verste fall uklare ansvarsforhold og risiko for svekket driftssikkerhet i en overgangsperiode. Risikoen for svekket driftssikkerhet bør imidlertid kunne håndteres. I denne sammenhengen er det relevant å vise til at britiske myndigheter har gjennomført en tilsvarende prosess og prosessen med etablering av Statnett på 1990-tallet.

Oppsummert kan eiermessig skille fjerne utfordringene knyttet til strategisk kostnadsallokering og gi økt nøytralitet i beslutninger om investeringer kontra andre tiltak, men synergier mellom systemansvarlig og netteier går tapt, i tillegg til at det vil påløpe betydelige administrative kostnader. Vi ser det derfor som uaktuelt å gjennomføre et eiermessig skille, i hvert fall på kort og mellomlang sikt. På lengre sikt kan RME og Energidepartementet vurdere fullt eiermessig skille mellom netteier og systemdrift, dersom informasjonsproblemet og kostnadsøkningene ikke lar seg begrense med endringer innenfor dagens system.



## 6.6 Oppsummering

I tabellen under har vi oppsummert hvilke av de identifiserte utfordringene ved dagens modell reguleringsmekanismene vi har vurdert kan løse.

Vi mener at inkludering av de interne systemansvarskostnadene i effektivitetsanalysen er reguleringsmekanismen som best vil bidra til å løse utfordringer ved dagens regulering, uten å skape uheldige sidevirkninger. Som beskrevet i kapittel 4, kan innføring av sterkere økonomiske

incentiver til systemansvarskostnadene øke utfordringen ved at Statnett ikke har incentiver til å ta hensyn til andre aktørers kostnader. Denne utfordringen kan håndteres gjennom opprettelsen av et prestasjonspanel. Et prestasjonspanel kan bidra til å redusere de overordnede utfordringene med asymmetrisk informasjon, også spesielt bidra til å løse utfordringene ved manglende incentiver til å begrense kostnadene knyttet til innkjøp av reserver og spesialregulering. I neste kapittel går vi nærmere inn på hvordan disse to reguleringsmekanismene bør utformes og hva konsekvensene vil bli.

**Tabell 3: Evaluering av de ulike reguleringsmekanismene**

	<i>Incentiver til intern kostnadsallokering mellom oppgaver som netteier og systemansvarlig</i>	<i>Incentiver til driftstiltak (systemansvar) over investeringer</i>	<i>Svake incentiver til kostnads-effektivitet for de interne systemansvarskostnadene</i>	<i>Ingen incentiver til kostnadseffektivitet knyttet til innkjøp av reserver og spesialregulering</i>	<i>Manglende incentiver til å hensynta de samlede samfunnsøkonomiske kostnadene</i>
<i>Forbedringer av dagens modell (klarere kriterier for kostnadsallokering)</i>	Delvis, avhengig av kvaliteten	Nei	Nei	Nei	Nei
<i>Inkl. interne systemansvarskostnader i effektivitetsanalysen med NormGrid</i>	Ja	Ja	Ja	Nei	Nei
<i>Etablere egen kostnadsnorm for systemansvar</i>	Delvis	Delvis	Ja, må imidlertid lage egnet modell og finne data	Nei	Nei
<i>Separat benchmarking av systemdrift</i>	Nei	Nei	Ja, men vanskelig å lage egnet modell og finne data	Nei	Nei
<i>Budsjettmodell</i>	Nei	Nei	Ja, men praktiske utfordringer inkl. strategisk atferd	Nei	Nei
<i>Bonus-/malus-ordninger</i>	Avhengig av innretning, men vanskelig i praksis	Avhengig av innretning, men praktisk vanskelig	Avhengig av innretning, men vanskelig i praksis	Avhengig av innretning, men vanskelig i praksis	Avhengig av innretning, men vanskelig i praksis
<i>Prestasjonspanel</i>	Delvis, avhengig av innretning	Delvis, avhengig av innretning	Delvis, avhengig av innretning	Delvis, avhengig av innretning	Delvis, avhengig av innretning
<i>Organisatoriske og strukturelle grep (selskapsmessig og eiermessig skille)</i>	Ja	Ja	Avhenger av hvilken regulering som innføres	Avhenger av hvilken regulering som innføres	Nei, men fjerner incentiver til å vektlegge kostnader som netteier

## 7 Forslag til reguleringsmekanismer

Vårt forslag til justeringer av den økonomiske reguleringen av systemansvarskostnadene til Statnett kan oppsummeres i følgende punkter:

*Inkludere de interne systemansvarskostnadene i effektivitetsanalysen.* Ved å inkludere de interne systemansvarskostnadene i effektivitetsanalysen løses flere av utfordringene vi har identifisert med dagens økonomiske regulering. Samtidig vil implementeringen ikke skape uheldige sidevirkninger. På sikt kan en egen kostnadsnorm for systemansvaret vurderes.

*Opprettelse av et prestasjonspanel.* Vi anbefaler opprettelsen av et prestasjonspanel. Panelet bør innrettes og ha som formål å avbøte de resterende utfordringene ved dagens regulering som ikke løses av endringene i effektivitetsanalysen. Prestasjonspanelets oppgaver vil være kommunikasjon og samhandling med viktige interessenter, faglig vurdering av bruk av systemansvarsvirkemidler og å gi omdømmemessige incentiver til kostnadseffektivitet. Til forskjell fra dagens *Strategiske kundeforum*, vil det være Energidepartementet eller RME som oppretter prestasjonspanelet og bestemmer hvem som skal være med.

### 7.1 Inkludere de interne systemansvarskostnader i effektivitetsanalysen

Vi anbefaler å inkludere de interne systemdriftskostnadene i effektivitetsanalysen på inputsiden og måle kostnadsutviklingen mot NormGrid som i dag. Dette vil løse følgende av de identifiserte utfordringene ved dagens regulering:

- *Løser utfordringen ved incentiver til intern kostnadsallokering*
- *Løser utfordringen ved sterkere incentiver til drifts tiltak (som føres på systemansvar) enn investeringer*
- *Løser utfordringen med svake incentiver til kostnadseffektivitet ved de interne systemansvarskostnadene*

Vi anbefaler ikke å inkludere kostnadene til innkjøp av reserver og spesialregulering. Vi vurderer at Statnett ikke har nok mulighet til å påvirke disse kostnadene til at det er fornuftig å gi dem økonomiske incentiver til å holde kostnadene nede.

Som vist i forrige kapittel ville en benchmarking av Statnetts totale enhetskostnader ha gitt et relativt lite utslag i selskapets inntekter de siste årene. Hovedpoenget med endringen er å fjerne incentivene til å overvelte deler av kostnadene direkte til kundene i transmisjonsnettene. På sikt bør det medføre lavere kostnader.

Endringen er enkel å innføre ettersom RME allerede har de nødvendige dataene, både på kostnadssiden og i form av NormGrid, som uansett beregnes i dagens modell.

På sikt kan det vurderes å etablere en egen kostnadsnorm for systemansvaret, men det bør gjøres nærmere vurderinger av egnede oppgavevariabler først.

### 7.2 Opprettelse av et prestasjonspanel

Som beskrevet i kapittel 4, er de samfunnsøkonomiske kostnadene ved Statnetts aktiviteter ikke bare den direkte ressursbruken, men også leveringskvalitet og kvaliteten i beslutninger. Brukt riktig kan et prestasjonspanel bidra til å redusere samtlige av disse samfunnsøkonomiske kostnadene. Vi mener imidlertid at panelet bør fokusere på de avdekkede utfordringene i kapittel 4. Hvis vi antar at interne systemansvarskostnader inkluderes i effektivitetsanalysen, gjenstår følgende utfordringer:

- *Svake incentiver til kostnadseffektivitet ved de eksterne systemansvarskostnadene (innkjøp av reserver og spesialregulering) og*
- *Manglende incentiver til å hensynta kostnader hos andre aktører*

Prestasjonspanelet bør derfor innrettes slik at det både fungerer disiplinerende ovenfor Statnetts kostnadsbruk knyttet til reserver og spesialregulering, og fungerer som et virkemiddel for å sikre at Statnett hensyntar de samlede kostnadene for samfunnet i sine beslutninger.

#### Prestasjonspanelets mandat og oppgaver

Med hensyn til hvilke utfordringer som bør løses og hvilke incentivmekanismer et prestasjonspanel kan ha, anser vi følgende oppgaver som aktuelle:

1. Kommunikasjon og samhandling med viktige interessenter
2. Faglig vurdering av bruk av systemansvarsvirkemidler
3. Omdømmemessige incentiver til kostnadseffektivitet

#### Kommunikasjon og samhandling

Den første oppgaven handler om å sikre god informasjon, både fra Statnett til medlemmene og motsatt. Statnett kan redegjøre for sine planer og forklare sentrale beslutninger, mens medlemmene kan informere om hvordan Statnetts aktiviteter påvirker dem. Dette inkluderer også bruk av systemansvarsvirkemidler (se under). På bakgrunn av denne informasjonsutvekslingen kan Statnett hensynta andre aktørers kostnader i sine beslutninger og aktørene kan få økt innsikt i Statnetts planer og vurderinger.

#### Bruk av systemansvarsvirkemidler

Den andre oppgaven handler om å redusere asymmetri knyttet til Statnetts bruk av virkemidler de har som systemansvarlig. Dette gjelder eksempelvis fastsettelse av handelsgrenser, bruk av systemkritiske vedtak og pålegg om bruk av bestemte koblingsbilder hos nettselskap. Slik virkemiddelbruk kan

påvirke aktørers mulighet til å bruke transmisjonsnettet. Statnett er den eneste aktøren som har all relevant informasjon som ligger til grunn når valget om å bruke systemansvarsvirkemidler tas, og som kan vurdere bruk av slike virkemidler opp mot andre aktuelle tiltak for å løse oppståtte situasjoner. Gjennom å la Statnett redegjøre for sine valg overfor faglige eksperter og bransjerepresentanter, kan disse stille relevante spørsmål og komme med innspill, som kan føre til at Statnett tar enda bedre beslutninger i fremtiden.

#### *Omdømmemessige incentiver til kostnadseffektivitet*

Den tredje oppgaven handler om å stille Statnett overfor omdømmemessige incentiver gjennom at de jevnlig må legge frem kostnadsbruk for medlemmene i prestasjonspanelet. For å unngå høye administrative kostnader anbefaler vi at det benyttes eksisterende rapportering av kostnader som underlag. Vi foreslår derfor at Statnett presenterer en overordnet og helhetlig rapportering av ytelse og kostnader, samt forslag til budsjett. For å sikre jevnlig informasjon om status i kostnadsutvikling kan Statnett benytte sin kvartalsrapportering for å si noe om utviklingen det siste kvartalet. Prestasjonspanelet gir så en vurdering av historisk utvikling i ytelse og kostnader, samt innspill til Statnetts budsjett. I tillegg presenterer Statnett jevnlig status for hvilke tiltak de gjør for å holde systemansvarskostnadene nede, med fokus på tiltak for å redusere prisene i balansemarkedene.

Opgavene er delvis overlappende med dagens *Strategisk kundeforum*, som i henhold til mandatet skal sikre dialog og jobbe mot samfunnmessig rasjonelle løsninger. Dette gjelder både kommunikasjon og samhandling, og til dels vurdering av kvalitet i beslutninger om bruk av systemansvarsvirkemidler, men dette har vi ikke tilstrekkelig innsikt basert på offentlig informasjon. Vår vurdering er imidlertid at dagens ordning har visse svakheter. Disse er knyttet til at det er Statnett som både bestemmer mandat og medlemmer av forumet, og det er Statnett som setter agenda for møtene. Videre har dagens forum ingen medlemmer som er oppnevnt som eksperter uten økonomiske interesser.

I første omgang anbefaler vi at prestasjonspanelet ikke skal påvirke Statnett økonomisk, men i seg selv virke disiplinerende. Når man har fått erfaringer med ordningen med prestasjonspanel kan videre justeringer av panelets mandat vurderes.

#### **Prestasjonspanelets medlemmer**

RME eller Energidepartementet bør bestemme hvilke aktører som skal være representert i prestasjonspanelet. Deltakerne bør være en blanding av aktører som berøres av Statnetts aktiviteter, kostnadsbruk og resultater og eksperter/professorer. Sistnevnte bør kompenseres for tiden de bruker samt eventuelle reisekostnader. Relevante organisasjoner bør være faste medlemmer mens nettselskap, produsenter og store forbrukere bør være rullerende medlemmer. Disse aktørene bør selv kunne bestemme hvem de ønsker å sende, mens enkeltpersoner som eksperter/professorer utnevnes av RME/Energidepartementet.

Personene som er medlem i prestasjonspanelet som eksperter vil ha en viktig rolle. Disse vil være uavhengige i form av at de ikke har økonomiske interesser knyttet til Statnetts handlinger og kostnadsbruk. I tillegg er det ønskelig at de har faglig ekspertise knyttet til ulike aspekter ved Statnetts aktiviteter. Ekspertisen bør i sum dekke både drift og utvikling av transmisjonsnettet.

## 7.3 Konsekvenser

### **Konsekvenser for Statnetts incentiver og for nøytralitet**

#### *Incentiver*

Dersom de interne systemansvarskostnadene inkluderes i effektivitetsanalysen, vil Statnett få økte incentiver til kostnadseffektivitet.

Statnett stilles i dag ikke overfor incentiver til kostnadseffektivitet knyttet til kostnader til innkjøp av reserver og spesialregulering (eksterne systemansvarskostnader). Gjennom å måtte legge frem jevnlig oppdateringer av kostnadsbruk knyttet til innkjøp av reserver og spesialregulering, vil Statnett stilles overfor omdømmemessige incentiver til kostnadseffektivitet. Vurderingene panelet gjør kan muligens også brukes av styret i Statnett, i deres oppfølging av selskapets ledelse, budsjett og regnskap.

#### *Nøytralitet*

Inkludering av interne systemansvarskostnader i effektivitetsanalysen: skaper økt nøytralitet mellom driftstiltak og investeringer.

På veien mot et veldrevet kraftsystem er det mange valg som må tas av systemansvarlig, både knyttet til måten man håndterer daglig drift og hvilke langsiktige tiltak som gjennomføres for en mer effektiv drift i fremtiden. Disse valgene har betydning for byrdefordelingen mellom aktører, og mellom Statnett og øvrige aktører i kraftsystemet. Statnett stilles i liten grad overfor kostnader som andre aktører påføres gjennom deres handlinger, med KILE som et viktig unntak. Ved opprettelse av et prestasjonspanel med vårt foreslåtte mandat og oppgaver vil Statnett måtte redegjøre for hvordan de løser utfordringer som oppstår i driften av kraftsystemet. Dette gjør at de får mer informasjon om aktørers kostnader og at de stilles overfor omdømmemessige incentiver til økt nøytralitet. Prestasjonspanelet kan derfor øke kvaliteten i Statnetts beslutninger i form av at de i større grad hensyntar de samlede kostnadene for samfunnet.

### **Påvirkning på Statnetts inntektsramme og på nettleien**

Vårt forslag om å inkludere de interne systemansvarskostnadene i benchmarkingen ville ha gitt Statnett lavere inntekter med 100 millioner kroner årlig i snitt i perioden 2021-2024. Det er grunn til å vente tilsvarende virkninger av å innføre en egen kostnadsnorm for systemansvaret. Over tid vil vi vente at inntektsrammen og nettleien blir lavere enn den ellers ville

ha vært som følge av sterkere incentiver til kostnadseffektivitet, men vi kan ikke tallfeste denne virkningen.

Oppnevningen av et prestasjonspanel vil ikke ha direkte konsekvenser for Statnetts inntektsramme forutsatt at selskapet kan samordne sin input med eksisterende rapporteringsordninger og tidsbruk på dialog med interessenter.

#### **Databehov og konsekvenser for administrative kostnader**

##### *Endringer i beregningen av kostnadsnormen*

Inkludering av de interne kostnadene til systemansvaret i benchmarkingen kan tenkes å redusere de administrative kostnadene sammenlignet med dagens modell, ettersom Statnett ikke lenger behøver å allokere kostnader internt utover det som følger av rapporteringskrav. Som et minimum vil kostnadene være uendret.

##### *Prestasjonspanel*

De administrative kostnadene for medlemmene i prestasjonspanelet er utarbeidelse av underlag og øvrig informasjonsinnhenting, tid til forberedelser, reisetid og tid brukt i møtet. For å unngå høye administrative kostnader anbefaler vi at det benyttes eksisterende rapportering som underlag. I tillegg kommer ressursbruk hos Energidepartementet og/eller RME i forbindelse med opprettelse og oppfølging av prestasjonspanelet.

Ressursbruk knyttet til innhenting av nødvendig informasjon kan representere kostnader av betydning. Databehovet knyttet til et prestasjonspanel med vårt foreslåtte mandat kan deles i de tre områdene; i) kommunikasjon og samhandling, ii) bruk av systemansvarsvirkemidler og iii) omdømmemessige incentiver.

Når det gjelder informasjonsutveksling og samhandling, anser vi ikke at det vil være behov for nevneverdig mer informasjonsinnhenting enn i dag, da informasjonsbehovet stort sett er oppfylt gjennom dagens kundeforum.

Videre vil det ved redegjørelser for bruk av systemansvarsvirkemidler, vil dette kunne representere kostnader i forbindelse med innhenting av nødvendig informasjon. For å begrense disse kostnadene er det viktig å inkludere viktige avgrensninger i den endelige utformingen av panelet.

Administrative kostnader knyttet til fremlegging av kostnadsbruk bør også begrenses gjennom å benytte eksisterende rapportering som underlag. Vi foreslår derfor at Statnett benytter rapporter om kostnadsutvikling som allerede utarbeides. Dersom det er ønskelig med mer jevnlig informasjon foreslår vi at Statnett benytter sin kvartalsrapportering.

Til slutt vil vi legge til at dersom prestasjonspanelet innføres og Statnett i tillegg underlegges sterkere incentiver til kostnadseffektivitet ved de interne systemansvarskostnadene, vil Statnett ha incentiver til å innhente nødvendig informasjonsunderlag på en effektiv måte.

## Kildehenvisninger

- CEPA (2024): System Operator Regulation. Project for the Norwegian Energy Authority (RME).
- ECON (2002): Incentivregulering av systemansvarlig nettselskap. Rapport 42/02.
- Ekonomistyringsverket (2021). *Analys av Svenska kraftnäts ekonomiska mål*. <https://www.esv.se/contentassets/-a2fdd5b316354959b0b475ac8457d12a/2021-35-analys-av-svenska-kraftnats-ekonomiska-mal.pdf>
- Energiavvirasto (2023). Metode for reguleringsperioden 2024-2027 og 2028-2031. <https://energiavirasto.fi/>
- Energinet (2024). *Forretningsplan for systemansvarlige aktiviteter 2025-2026*. <https://energinet.dk/el/-horinger/afsluttede-horinger/2025-05-horing-af-forretningsplan-for-systemansvarlige-aktiviteter-2025-2026/>
- Energinet (2024). *Årsrapport 2023*. <https://energinet.dk/-media/vxvkfgyd/aarsrapport-2023.pdf>
- Energimarknadsinspektionen (2019). *Beräkнад intäktsram för tillsynsperioden 2020-2023*. [https://ei.se/download/-18.765ba991784b13246f1d79b/1619175286130/RE\\_R00607\\_Bilaga\\_1.pdf](https://ei.se/download/-18.765ba991784b13246f1d79b/1619175286130/RE_R00607_Bilaga_1.pdf)
- Ekspertgruppen for organiseringen av driftskoordinering i kraftsystemet (2020). *Fra brettet til det smarte nettet. Ansvar for driftskoordinering i kraftsystemet. På oppdrag for RME*. <https://www.nve.no/media/9901/fra-brettet-til-det-smarte-nettet.pdf>
- Fingrid (2024). *Annual Report 2023*. [https://www.fingrid.fi/-globalassets/dokumentit/en/annual-report/2023/-fingrid\\_oyj\\_annual\\_report\\_2023.pdf](https://www.fingrid.fi/-globalassets/dokumentit/en/annual-report/2023/-fingrid_oyj_annual_report_2023.pdf)
- Ofgem (2017): Future Arrangements for the Electricity System Operator: Working Paper on the Future Regulatory Framework. [https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2017/07/future\\_so\\_reg\\_framework\\_july\\_2017\\_working\\_paper.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2017/07/future_so_reg_framework_july_2017_working_paper.pdf)
- Ofgem (2021): Decision. RIIO-1 Final Determinations – Electricity System Operator (REVISED). [https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/02/final\\_determinations\\_-\\_eso\\_annex\\_revised.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/02/final_determinations_-_eso_annex_revised.pdf)
- Oslo Economics (2016). *Evaluering av reguleringen av Statnetts utøvelse av systemansvaret. På oppdrag for NVE*. [https://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016\\_82.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_82.pdf)
- SNF (2001): Brukerrådets rolle i Statnett. En prinsipiell betenkning. SNF-prosjekt nr. 3050.
- Statnett (2021). *Rapport om kostnadsutvikling 2016-2025*. [https://www.nve.no/media/17544/202416690-1-rapport-om-utvikling-i-kostnader-2016-2025-5102407\\_1\\_1.pdf](https://www.nve.no/media/17544/202416690-1-rapport-om-utvikling-i-kostnader-2016-2025-5102407_1_1.pdf)
- Statnett (2023). *Rapport om kostnadsutvikling 2018-2027*. [https://www.nve.no/media/17680/202305630-5-rapportering-av-kostnadsutvikling-for-statnett-sf-2018-2027-4672151\\_2\\_1.pdf](https://www.nve.no/media/17680/202305630-5-rapportering-av-kostnadsutvikling-for-statnett-sf-2018-2027-4672151_2_1.pdf)
- Statnett (2024). *Rapport frå systemansvarlig*. <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/arsrapporter-fra-systemansvarlig/rapport-fra-systemansvarlig-2023-offentlig.pdf>
- Statnett (2024). *Års- og bærekraftsrapport 2023*. <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2024/statnett-sf--ars-og-barekraftsrapport-2023/>
- Systemansvarsforskriften (2021). *Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet*. Lovdata. <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2002-05-07-448>
- THEMA (2021). *Gevinstrealisering av DSO-rollen. På oppdrag for Energi Norge*. [https://www.fornybarnorge.no/contentassets/69572034f8f147bcadd0ceecd96d76f7/thema-rapport-2021-21-gevinstrealisering-av-dso-rollen\\_endelig.pdf](https://www.fornybarnorge.no/contentassets/69572034f8f147bcadd0ceecd96d76f7/thema-rapport-2021-21-gevinstrealisering-av-dso-rollen_endelig.pdf)
- NVE (2024). *Driften av kraftsystemet 2023*. [https://publikasjoner.nve.no/rme\\_rapport/2024/rme\\_rapport2024\\_04.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2024/rme_rapport2024_04.pdf)
- RME (2021). *Oppsummering og vurdering av høringsinnspill om fastsettelse av inntektsrammen til Statnett. Endringer i beregningen av kostnadsnormen*. [https://publikasjoner.nve.no/rme\\_rapport/2021/rme\\_rapport2021\\_02.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rme_rapport/2021/rme_rapport2021_02.pdf)
- RME (2020): *Forslag om endringer i fastsettelse av inntektsrammen til Statnett. Endringer i beregningen av kostnadsnormen*. [https://publikasjoner.nve.no/rme\\_hoeringsdokument/2020/rme\\_hoeringsdokument2020\\_04.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rme_hoeringsdokument/2020/rme_hoeringsdokument2020_04.pdf)
- Svenska kraftnät (2024). *Årsredovisning 2023*. <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/-finansiell-information/svenska-kraftnats-arsredovisning-2023.pdf>

## **Disclaimer**

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydnet i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. Kunden har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra THEMA. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.



---

## Om THEMA

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi og teknologi.

---



# System Operator Regulation

Norwegian Energy Regulatory  
Authority (RME)

4 October 2024



# Introduction

We have conducted a targeted review of international examples of alternative regulatory incentive mechanisms and performance metrics for System Operators (SOs), with a focus on the system operator function. In discussion with Thema, our review has concentrated on the various approaches used in different markets to incentivise SO performance and cost efficiency.

## Our review covers three case studies:



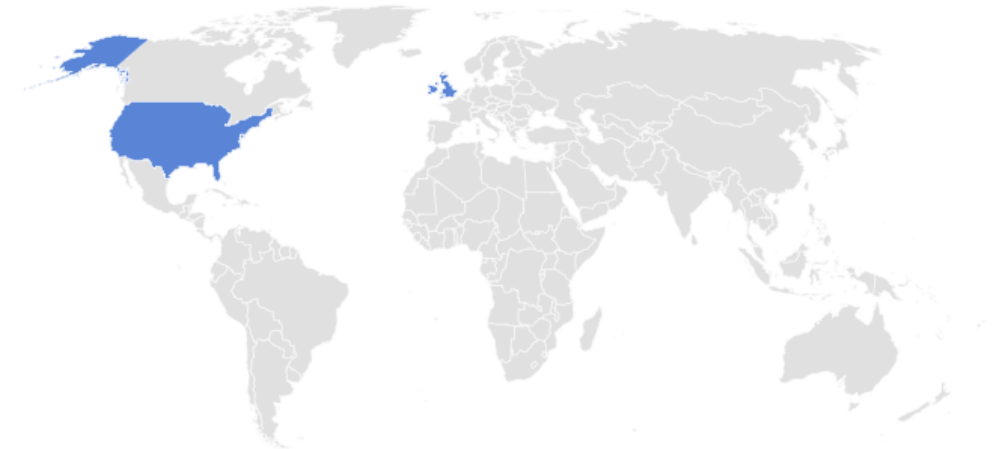
Ireland: EirGrid



Great Britain (GB): National Grid Electricity System Operator (ESO)



United States: New York Independent System Operator (NYISO)



# Takeaways

## Key takeaways

- In Ireland and GB, the regulatory framework includes financial incentives that reward or penalise SOs based on their performance in managing the electricity system and in delivering key initiatives.
- Performance in both markets is evaluated using a "balanced scorecard" approach, which considers various qualitative factors to determine how well the SO meets its performance targets. This approach is designed in recognition of the complexity of linking market outcomes to actions taken by the SO.
- Independent advisory bodies are used in both jurisdictions. In Ireland, the TSO Monitoring Committee is used to support the release of funding within a price control cycle, while in GB, the ESO Performance Panel supports the review of the ESO's business plans and its outturn performance.
- The regulatory regimes in Ireland and GB clearly separate costs between the SO and other network roles. We note that the CRU (the Irish regulator) has recently decided to fully separate the costs associated with EirGrid's SO operations and its upcoming role as the owner of the offshore transmission network.
- In the United States, there are no financial incentives for SO performance. However, ISOs voluntarily report on their performance across various market and administrative metrics.

## CASE STUDY 1: Ireland (EirGrid)

## Background and context

Ireland is a small island electricity system with limited interconnection to other markets. It is experiencing a sharp rise in electricity demand (mainly driven by the growth of data centers) and has set a goal of generating 80% of its electricity from renewable energy sources by 2030. Ireland is also building new electricity interconnections to Great Britain and France.

EirGrid is Ireland's Electricity Transmission System Operator (TSO). Along with SONI, the TSO for Northern Ireland, EirGrid oversees the Single Electricity Market (SEM) that operates across the island of Ireland (covering Ireland and Northern Ireland). EirGrid does not own onshore transmission assets; these are owned and maintained by ESB Networks which is asset owner of both the transmission and distribution network. Recently, EirGrid was designated as the System Operator and Transmission Asset Owner (TAO) for the offshore electricity network, designed to support new offshore wind energy connections.

EirGrid is regulated by the Commission for Regulation of Utilities (CRU), which uses a price control framework to determine the revenue EirGrid can collect from Irish electricity consumers over a five-year period through Transmission Use of System (TUoS) charges levied on electricity demand.

### Structure and scope

- EirGrid is joint market operator (along with SONI) of the Single Electricity Market (SEM). This role includes the operation of the wholesale (day-ahead and intra-day) markets, of the balancing market, and of the capacity market.
- EirGrid is responsible for planning the electricity transmission grid and determining when and where reinforcement is needed. It also works with ESB Networks to connect new generation and load to the network.
- The EirGrid group is owned by the Irish Government. SONI is a subsidiary of the EirGrid group. A ring-fenced portion of the EirGrid group owns an electricity interconnector between GB and Ireland and is developing a new interconnector to France.

### Separation of SO and TO Functions

- EirGrid was first formed as an independent TSO in 2006 when it was separated from ESB (the former vertically integrated state monopoly).
- The separation was structured such that transmission and distribution assets remained under control of ESB. This position was confirmed in 2011 in the context of the roll-out of the EU Third Energy Package which required the unbundling of TSOs from the supply or generation of electricity.
- The designation of EirGrid as asset owner of the offshore network means that EirGrid will encompass SO and TO functions in the future.



# Price Review Framework

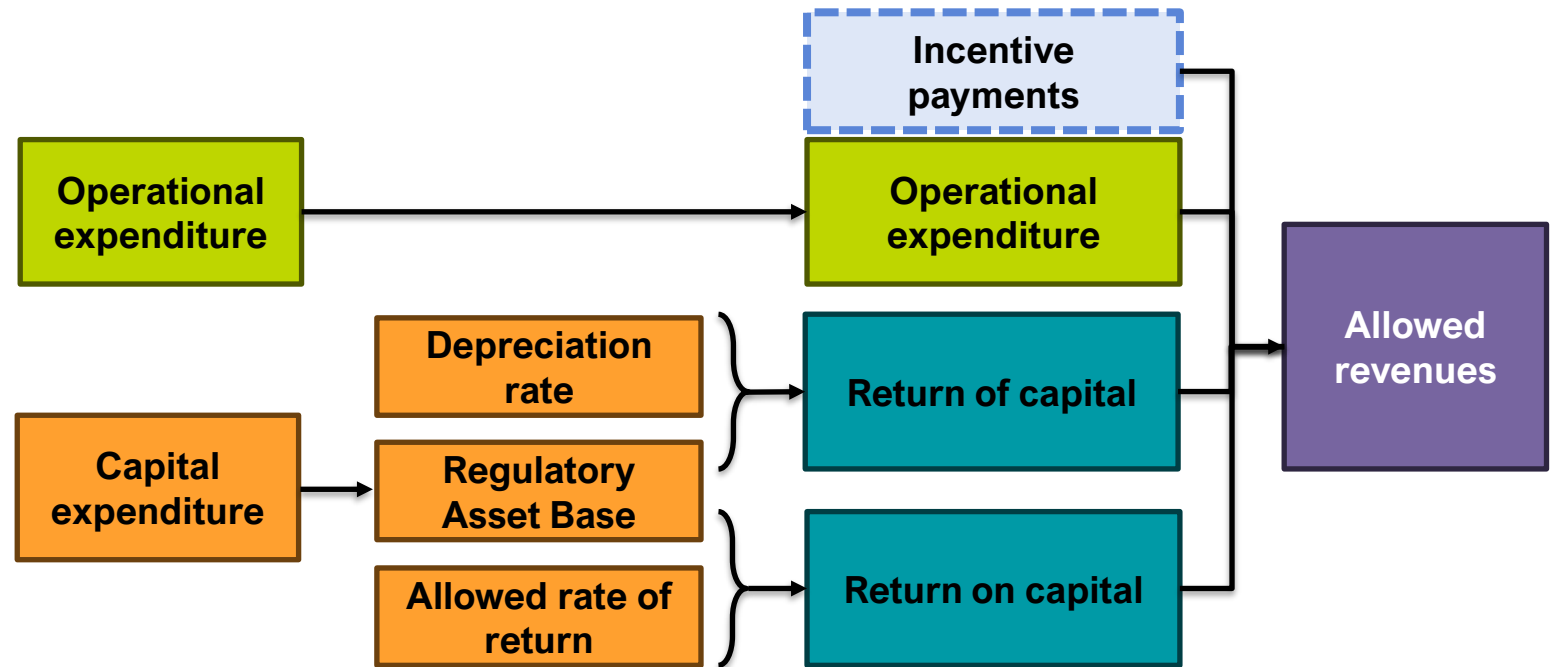
EirGrid’s TSO business is funded through charges that are levied on Irish electricity consumers. The level of revenues (“allowed revenues”) that is recovered by EirGrid is set by the Irish electricity regulator – the Commission for Regulation of Utilities (CRU) – through a series of five-year Price Review decisions. The most recent price review (PR5) set the level of revenue that can be recovered between 2021 and 2025.

As shown in the Figure below, the funding model established by the CRU for PR5 ties some revenues to the SOs outturn performance.

## Price Review 5

- The PR5 funding model uses an ex-ante building blocks approach to set the allowed revenues for EirGrid over a five-year period, as shown in the figure on this slide.
- Separate operational and capital expenditure allowances are established by the CRU based on their view of efficient costs. These allowances are fed through to allowed revenues based on the PR5 funding model approach.
- EirGrid are incentivised to operate within the ex-ante budget to avoid making a financial loss.
- The PR5 framework also includes a series of financial incentives to promote certain outcomes.

Figure 1: Stylised representation of EirGrid’s funding model under the PR5 framework



# Setting the Allowed Revenue level

EirGrid's SO business is asset-light and most of its internal costs (i.e., costs associated with running the business rather than balancing costs which are treated as external pass-throughs) are focused on operational costs such as staff, IT, and telecommunications rather than capital intensive infrastructure. When capital investment is needed, it typically involves IT asset replacement and strengthening cyber security.

Ahead of each Price Review period, EirGrid submits a detailed proposal to the Commission for Regulation of Utilities (CRU). This proposal outlines the activities and performance targets for the next five years, along with the associated costs required to deliver them. The cost proposals are developed using a bottom-up approach, providing detailed justifications for each cost area. The CRU then reviews this submission, consults with stakeholders, and ultimately decides the allowable revenues that EirGrid can recover from Irish electricity consumers for that period.

- The CRU's final decision on the operational and capital costs that EirGrid can recover during the PR5 period is outlined in its decision paper (available on [CRU20152](#)).
- EirGrid's cost submissions are evaluated on a bottom-up basis, meaning that detailed justification for each cost category must be provided. The CRU evaluates whether these costs are necessary and efficient.
- Additional revenues for EirGrid can be released during the PR5 period. This is facilitated by a [TSO Monitoring Committee](#), an independent advisory body that is designed to provide oversight and constructive challenge to EirGrid's plans for approach and delivery of projects. The CRU retains the ultimate decision-making authority to approve any additional revenues associated with these projects.

The CRU has recently determined that for the upcoming PR6 period (2026-2030), EirGrid's role as the future offshore Transmission Operator (TO) will be treated separately from its onshore System Operator (SO) activities in terms of regulatory cost recovery. This means that the costs and revenues associated with EirGrid's offshore TO functions will be handled independently from those of its onshore SO operations (detailed in [CRU202499](#)).

**Table 1: Operational cost allowances established in PR5**

PR5 operational costs (2021-2025) €m	Requested by EirGrid (€m)	Allowed by CRU (€m)
Staff costs	179.5	176.5
Premises	31.2	29.5
Telecoms	27.6	27.6
IT costs	43.2	40.4
Professional services	21.7	21.3
Advertising	15.1	13.5
Contractors	9.5	8.4
Grid maintenance activities	3.5	3.4
Local authority rates	3.0	3.0
Insurance	1.5	1.5
Research	2.5	2.3
Reporting Requirements	-	0.8
Intercompany Recharges	-15.5	-15.5
<b>Total</b>	<b>322.7</b>	<b>312.6</b>

# Incentives and Outcomes

The CRU decided to place a greater emphasis on the delivery of improved outcomes under the 2021-2025 PR5 framework. This was a change from PR4 (2016-2020) which was more focused on cost efficiency, inputs, and processes.

This transition meant that a range of new financial incentives were introduced to reward and penalise EirGrid for its performance as SO.

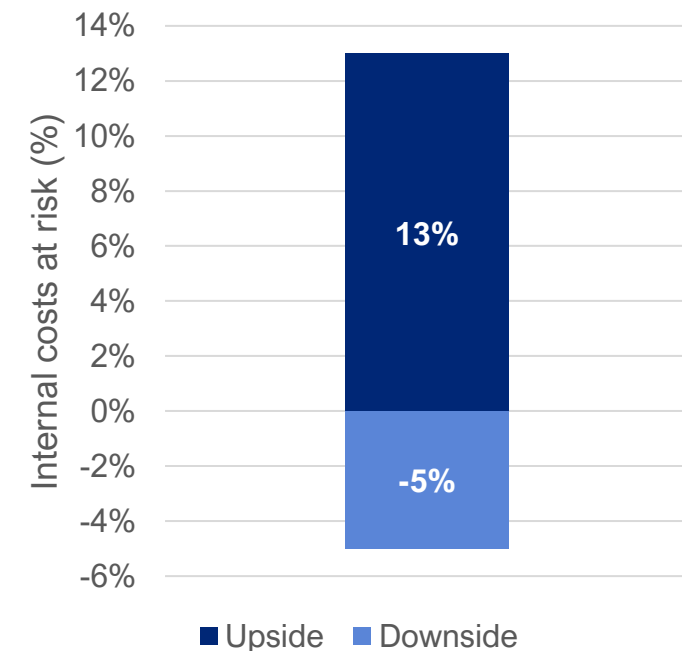
The CRU established 13 separate financial incentives designed to encourage EirGrid to deliver improved outcomes over the Price Review period (detail available in [CRU20154](#)). These incentives were broken into three categories:

- Layer 1: Market Outcome Metrics including a range of incentives including ones on system minutes lost, system frequency, and the overall supply of renewable electricity.
- Layer 2: Investment Planning and Delivery.
- Layer 3: Wider Strategic Objectives.

The incentives had a combined potential upside value of €40 million and a potential downside value of €15 million for EirGrid. This is equivalent to 13% and -5% of all allowed revenues.

These incentives are described in on slides 10-11.

**Figure 2: Potential upside and downside of EirGrid's financial incentives as a % of total internal costs**



# Balanced Scorecard Approach

**EirGrid’s performance across many of its incentives is based on a “balanced scorecard” approach.**

- The CRU uses a “*balanced scorecard*” approach to form a more holistic view of SO performance over time – e.g., in areas where SO actions only partially influence outcomes.
- For incentives that are subject to a balanced scorecard approach, EirGrid are required to submit multi-year plans (MYPs) to the CRU that set out the actions that they will take to contribute to the delivery of the incentive outcome (e.g., the delivery of renewable supply targets in Ireland).
- After reviewing these plans, the CRU determines how much of the financial upside and downside associated with each incentive is allocated to the different actions that EirGrid proposes to take as part of its MYP.
- The CRU reviews on an annual basis whether the incentive target has been delivered alongside a wider review of the quality of the MYP, if the plan was delivered to a satisfactory level of quality, and if the actions set out in the plan contributed to the delivery of the target.
- A summary of the most recent 2023 Balanced Scorecards are available on [CRU202354](#).

## **Example: Balanced Scorecard for the Renewable Energy Source (RES) incentive**

- This incentive is intended to encourage EirGrid to help deliver targets around the portion of electricity coming from renewable sources each year.
- It has a financial upside of €0.4 million per annum. There is no downside for this incentive.



### Balanced Scorecard Assessment Framework

- Has the target been delivered? Pass/Fail
- Has the MYP plan tied TSO actions to increasing RES-E? (20% weighting ~ €0.08 million)
- Has the TSO achieved the milestones to expected quality? (40% ~ €0.16 million)
- Did the actions, within the TSO’s plan, contribute to RES-E as well as expected? (40% ~€0.16 million)

# Ireland: Performance Incentives on EirGrid within the PR5 Framework (1/2)

## Financial incentives related to market outcome metrics.

Incentives	Reward / penalty	Description
Renewable energy targets	Reward: €0.4m p/a Penalty: none	The TSO must submit a plan each year that sets out actions that they will take that to contribute to the delivery of Government targets around the portion of electricity that comes from renewable sources. Rewards are paid if the regulator considers that actions that were set out in this plan did contribute to outturn renewable penetration.
Non-synchronous penetration	Reward: €0.6m p/a Penalty: €0.3m p/a	Ireland's small island system means that managing increased non-synchronous penetration is a big technical challenge for the Irish TSO. This incentive is designed to reward / penalise the TSO based on the technical limits that are placed on non-synchronous penetration that is allowed to simultaneously access the system.
Renewable Dispatch Down	Reward: €0.6m p/a Penalty: €0.3m p/a	Ireland's small island system means that there are times when the TSO must dispatch down renewable generation due to grid constraints and due to the TSO's wider requirement to safely operate the power system. Penalties/rewards are paid based on annual dispatch down levels relative to a target set by the regulator.
System Minutes Lost	Reward: €0.3m p/a Penalty: €0.5m p/a	The System Minutes Lost metric is determined by the ratio of unsupplied energy during an outage to the energy that would have been supplied. Penalties/rewards are designed to give the TSO a financial stake in maintaining high standards of system performance. Payments are made based on performance relative to a target.
System Frequency	Reward: €0.5m p/a Penalty: €0.0m p/a	Ireland's Grid Code requires that the frequency is kept within the normal operating limits of 50 Hz $\pm$ 0.2. Penalties / rewards are designed to give the TSO a financial stake in maintaining high standards of frequency performance. Payments are made based on performance relative to a target.
Stakeholder Engagement	Reward: €0.5m p/a Penalty: €0.0m p/a	The TSO is subject to a financial incentive on the scope, quality and outcomes/impacts of its stakeholder engagement activities. Performance is measured by an annual assessment of the TSO's strategy for stakeholder engagement, and the processes and activities undertaken by the TSO pursuant to that strategy.
Connections	Reward: €0.5m p/a Penalty: €0.2m p/a	This incentive is designed to encourage the timely processing of connections applications. The TSO is subject to a financial incentive on its performance in issuing connection offers. Payments are based on the percentage of offers issued before different milestones.



# Ireland: Performance Incentives on EirGrid within the PR5 Framework (2/2)

Financial incentives related to TSO investment planning and delivery and to wider strategic objectives.

Incentives	Reward / penalty	Description
Investment Planning & Delivery	Reward: €0.9m p/a Penalty: €0.5m p/a	The TSO is subject to a financial incentive on the quality and rigour of its end-to-end processes for investment planning and delivery. This covers how options and needs are identified and optimised, and how investment schemes are delivered in a timely manner.
Joint Incentives (TSO/TAO)	Reward: €0.2m p/a Penalty: €0.1m p/a	A joint TSO/TAO incentive package requires the TSO and TAO to jointly submit a multi-year plan that sets out key milestones and targets in a range of areas including the joint process improvement and data exchange. Payments / penalties are based on the regulators review of the quality of this plan.
Joint Incentives (TSO/DSO)	Reward: €0.2m p/a Penalty: €0.1m p/a	A joint TSO/DSO incentive package requires the TSO and DSO to jointly submit a multi-year plan that sets out joint approaches to managing dispatch down and curtailment, system constraints, and whole system approaches to managing the network. Payments / penalties are based on the regulators review of the quality of this plan.
Strategic Incentives	Reward: €0.5m p/a Penalty: €0.0m p/a	This incentive captures wider performance in strategic areas related to energy, capacity, and system services. The CRU did not define what the specific actions and KPIs would be used to measure this incentive when issuing its decision on the PR5 regulatory framework.
Local Security of Supply	Reward: €1.5m p/a Penalty: €1.0m p/a	There is significant network congestion around the Dublin area (where most demand is situated). This incentive required the TSO to develop a multi-year plan that sets out actions they will undertake to address issues related to congestion in the Dublin region. Payment is based on a grading of this plan and the delivery of actions taken.
Balancing costs	Reward: €1.5m p/a Penalty: €0.5m p/a	A higher share of renewables would typically be expected to result in higher balancing charges. This incentive requires the TSO to establish a set of planned measures to reduce/curtail balancing costs. Payments are based on an evaluation of actions that are taken by the TSO which influence these costs.

## **CASE STUDY 2: Great Britain (National Grid ESO)**

# GB ESO: Background and Context

## Background and context

The Great Britain (GB) electricity system covers England, Wales, and Scotland and is interconnected with several European countries, including Norway. The Electricity System Operator (ESO) which is owned by National Grid currently acts as the transmission system operator (TSO) in GB. However, the ESO is undergoing a transition to become the National Energy System Operator (NESO), a fully independent public entity that will be owned by the UK Government.

The regulatory framework for the ESO is managed by Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets), which oversees it through the RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs) price control framework. The RIIO-2 price control period for the ESO runs from April 2021 to March 2026 and is the first price control following the legal separation of the ESO in 2019. ESO costs and outputs are however updated every two years to allow more flexibility for the ESO to respond to system needs.

Ofgem will continue to regulate NESO once the transition is complete.

### Structure and scope

- The ESO is currently responsible for activities across 3 primary roles:
  - **Control Centre Operations:** balancing transmission system, system operation and restoration
  - **Market development and transactions:** design and operation of the wholesale electricity markets (day-ahead and real-time).
  - **System insight, planning and development:** provides for grid system planning, facilitating connections and network access.
- The NESO will be responsible for delivering all existing ESO roles, with additional capabilities relating to **gas functions, energy security and system planning.**

### Separation of SO and TO Functions

- Prior to a legal separation, the system operator and transmission asset owner functions were **bundled under the same National Grid entity.**
- In 2019, **National Grid ESO became a legally separate** business within National Grid PLC.
- This was designed to enable the ESO to respond to changing market and system needs through **the removal of commercial conflicts of interest.**
- The ESO will **transition to the NESO** on 1 October 2024.

# The ESO Regulatory and Incentives (ESORI) Framework

The ESORI framework defines a series of requirements for the ESO within the overall RIIO-2 structure. Under ESORI arrangements, the ESO must engage with its stakeholders and publish a business plan every two years within the RIIO-2 period. The Business Plan is required to outline details of the ESO's costs, activities, and deliverables for delivering its strategy over the next two years. The ESO is then required to report on its performance throughout the business plan cycle and at the end of the business cycle. Details on this arrangement are available online [here](#).

A core part of the ESORI framework is that the ESO is subject to **financial incentives** which offer rewards or penalties in cases where the ESO has delivered / failed to deliver performance against pre-defined expectations. Performance is reviewed by Ofgem and by a **Performance Panel** – formed of independent experts and/or stakeholder representatives with an independent chair.

## Summary of ESORI process

### Business Plan Development

- The ESO first submits a draft business plan every two years which sets out planned costs, activities, and deliverables.
- This plan is reviewed by stakeholders and by the Performance Panel before a final Business Plan is published.
- Ofgem then provide a grading of the ESO's delivery schedule, a value for money assessment, and key performance measures.

### Within-scheme Monitoring and Reporting

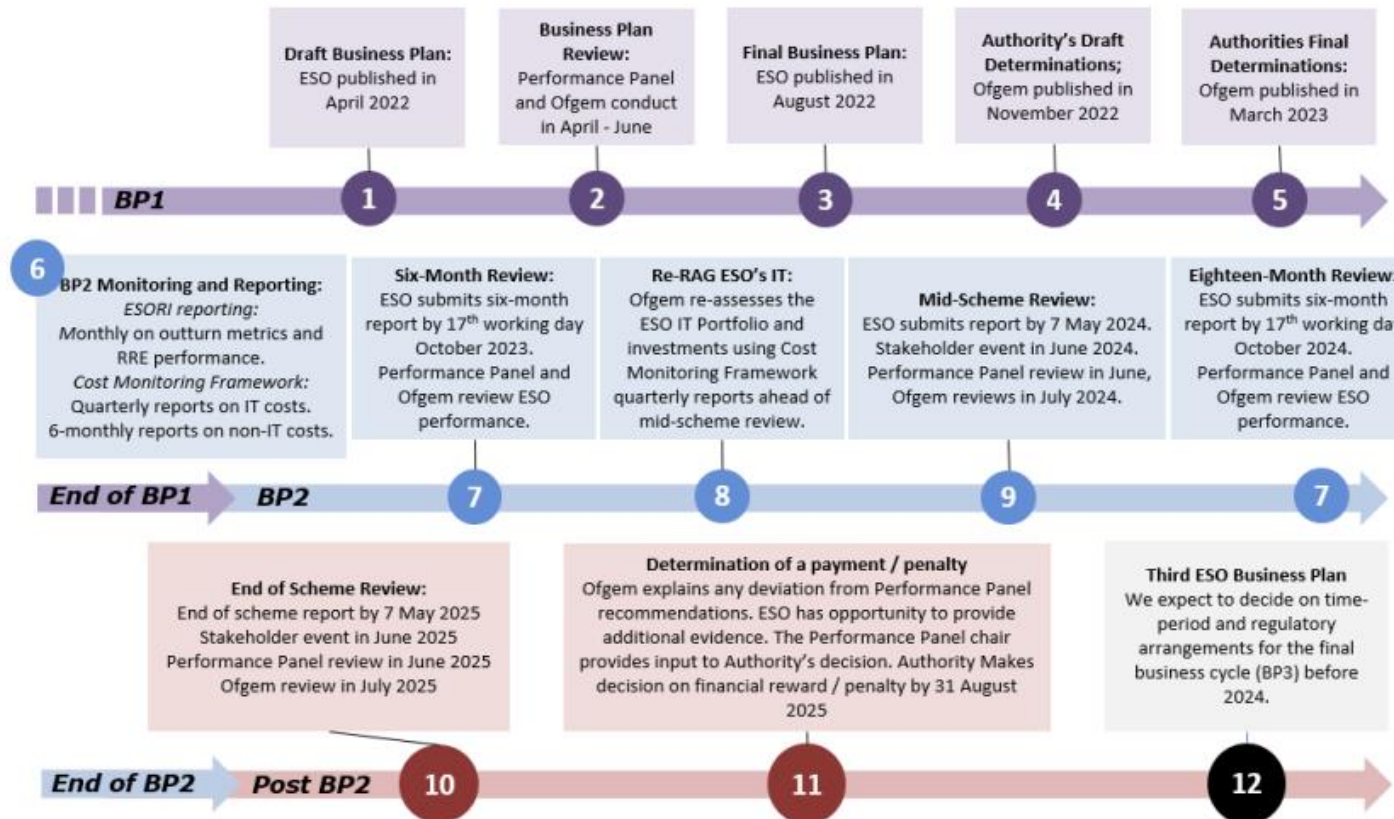
- **Incentive Reporting:** the ESO publishes monthly and quarterly updates of its performance against what has been set out in its Business Plan.
- **Cost Monitoring Framework:** the ESO is required to report on its IT costs on a quarterly basis and non-IT costs on a 6-month basis to Ofgem.
- **A 6-month review:** the ESO publishes on progress every 6 months. The Performance Panel and Ofgem both give targeted feedback on performance at this stage.
- **Mid-scheme review:** the ESO publishes a more detailed performance report which is accompanied by a Ofgem-issued call for evidence for wider stakeholder input. The Performance Panel and Ofgem publish reports on their review of performance.

### Final Performance Evaluation

- The ESO publishes an End of Scheme Review containing the final evidence of performance over the period. It is required to present this review to the Performance Panel and wider stakeholders.
- The Performance Panel grades the performance of the ESO over the 2-year period. The ESO and other stakeholders can issue response to this view.
- Ofgem incorporates Performance Panel Recommendations, stakeholder responses and all other evidence to determine a final financial reward/penalty.

# GB: The ESO Regulatory and Incentives (ESORI) Framework

The ESORI follows a 12-step process. This is summarized in brief on slide 14.



Source: [The Electricity System Operator Reporting and Incentives Arrangements: Guidance Document](#)

# ESORI Performance Evaluation: Incentives

Under the ESO RI framework, outturn ESO performance is evaluated by Ofgem at the end of the two-year period across each of its core functions: control centre operations, market development and transactions, and system insight, planning, and network development. The maximum reward the ESO can achieve for its second business plan period is **£30m and the maximum penalty is -£12m.**

ESO Role	Activity	Performance metrics and regular reporting requirements	Incentive range (maximum reward/penalty)
Role 1: Control Centre Operations	System operation	1A. Balancing costs 1B. Demand forecasting 1C. Wind generation forecasting 1D. Short notice changes to planned outages	+£10m/-£4m
	System restoration	1E. Transparency of operational decision making 1F. System Zero-Carbon Penetration indicator 1G. Carbon impact of ESO operational actions	
	Transparency, data and forecasting	1H. Constraints cost savings from collaboration with network operators 1I. Security of supply 1J. Critical National Infrastructure (CNI) Outages	
Role 2: Market development and transactions	Market design	2Ai. Phase-out of non-competitive balancing services 2X. Day-ahead procurement	+£10m/-£4m
	Electricity market reform	2B. Diversity of service providers 2C. Electricity Market Reform (EMR) decision quality	
	Industry codes and charging	2D. EMR demand forecasting accuracy 2E. Accuracy of forecasts for charging	
Role 3: System insight, planning and network development	Connections and network access	3A. Future benefits from operability solutions 3B. Consumer value from the Network Options Assessment (NOA)	+£10m/-£4m
	Operational strategy and insights	3C. Diversity of technologies in NOA processes	
	Optimal network investment		



# ESORI Performance: Evaluation Criteria

Ofgem determine the **financial penalty or reward that the ESO receives at the end of each business plan period** based on its evaluation of outturn performance. This evaluation contains 5 criteria (outlined below).

**1. Plan delivery:** assesses whether the delivery schedule has been successfully delivered and whether the ESO has delivered additional outputs in line with expectations.

**2. Metric performance:** considers outturn performance and supporting explanations against set metrics.

**3. Stakeholder evidence:** includes results of the stakeholder satisfaction survey and views provided during reviews on the quality of ESO's plan delivery.

**4. Quality of outputs:** assesses the actual benefits realised through the ESO delivering its Business Plan (or additional outputs), focusing on outputs not directly assessed through criteria 2 or 3.

**5. Value for money:** considers whether the ESO has delivered value for money, striking balance between maximising benefit from delivered outputs while minimising costs. This is applied to all investments and business activities.

The ESO's performance is scored on a 1-5 scale, where:

- 1 = Did not meet any criteria.
- 2 = Mostly did not meet criteria.
- 3 = met at least the majority of criteria, but did not exceed against many.
- 4 = Mostly exceeded the criteria.
- 5 = Exceeded all criteria

Each score maps to a financial penalty/reward amount.

# ESORI Performance: Cost Assessment

Through the delivery of its Business Plan activities, the ESO incurs internal costs that are recoverable through its price control. There are four main categories of controllable internal expenditure forming the ESO's totex, as depicted below. Under BP1, allowed revenues were set by Ofgem using a bottom-up assessment.

- Business support costs include:
  - IT&T
  - Property management
  - HR
  - Finance, audit and regulation
  - Insurance
  - Procurement
  - CEO and group management
- Other price control costs include items that otherwise do not fit into the other categories, such as pension admin fees and cyber resilience IT.

Cost Category	Cost Item	ESO BP1 Request (£m)	Draft Determination (£m)	Ofgem Decision (£m)
ESO Opex	Role 1	61.6	55.8	61.6
	Role 2	35.1	31.9	35.1
	Role 3	38.2	34.5	38.2
	Supporting Operational Costs	15.5	13.4	15.5
Capex	IT&T (capex)	162.4	91.4	158.8
	Property	6.6	2.7	6.6
Business Support Costs	Total Business Support Costs	160.7	128.6	160.7
Other Price Control Costs	Total Other Price Control Costs	33.7	15.9	27.6
<b>Totex</b>	<b>Total Costs</b>	<b>513.9</b>	<b>374.2</b>	<b>504.1</b>

# ESORI Performance: Value for Money (VfM) Assessment

For BP2, Ofgem moved away from setting an ex-ante cost benchmark and instead provided ex-ante 'Value for Money' scoring for costs proposed under each ESO role in the Business Plan against Ofgem's cost expectations.

Under this approach, Ofgem holistically evaluated and approved the ESO's requested totex (£651 million) on the basis that all proposed activities were necessary, with all internal costs treated as pass-through. Cost efficiency is driven by the VfM assessment included in the incentive review.

## Value for Money (VfM)

- **VfM reporting:** The ESO is required to present evidence on a granular role-by-role basis, disaggregated by IT and non-IT categories. For all investments and business activities within a role, the ESO must include demonstration of good industry practice in planning and delivery, as well as the context of costs.
- **VfM assessment:** Ofgem assesses the ESO's proposed internal costs against cost its expectations and sets up-front grading for each role, based on the requested funding. This provides an ex-ante expectation of the VfM assessment. The Performance Panel considers factors such as business suitability, resilience and adaptability, ongoing efficiency and governance.
- To support the assessment, the ESO must provide a clear rationale for any deviation from the costs set out in the Business Plan.

Ofgem's most recent Mid-scheme review which includes a VfM assessment of the ESO's performance is available online [here](#). The review found that the ESO's performance met its VfM expectations in the ESO's delivery of Role 1 and Role 3, but that VfM was below expectations in the delivery of Role 2.

## **CASE STUDY 3: United States (NYISO)**

# NYISO: Background and Context

## Background and context

The **New York Independent System Operator (NYISO)** operates the wholesale power markets across New York State. The NYISO is a single-state ISO, and the market covers the entire State of New York. It is characterised by significant constraints around the New York City metropolitan area, given regionally-concentrated generation and demand.

The NYISO operates as a 501(c)3 non-profit corporation and does not own transmission assets. It is governed by an independent board of directors and committee of stakeholders. The **Federal Energy Regulatory Commission (FERC)** is the independent agency responsible for regulating NYISO through tariffs, oversight of charge setting and common performance metrics.

## Structure and scope

- The NYISO **recovers its costs** through a surcharge paid by wholesale market participants.
- The wholesale electricity market overseen by NYISO includes a **day-ahead, hour-ahead and real-time market**.
- The NYISO operates a bid-based market to determine economic dispatch. **Scheduling and dispatch are centralized**.
- The NYISO is responsible for **managing the flow of electricity** on the grid with **real-time balancing** occurring every 6-seconds.
- The NYISO is responsible for **long-term grid and infrastructure planning, and executes the Comprehensive System Planning Process (CSPP)** to identify system reliability needs, solicit and evaluate solutions, and **facilitate connection to the grid**.

## Separation of SO and TO Functions

- The origins of the NYISO date back to 1965 and the establishment of the **New York Power Pool (NYPP)** following a major Northeast Blackout.
- NYPP was a statewide organization formed by the state's vertically-integrated, and mostly investor-owned utility companies to **coordinate transmission management**
- In 1999, to deal with **rising consumer electricity costs**, FERC issued Order 888 to introduce competition into regional energy markets and encouraged the **establishment of independent SOs**.
- The **NYISO was established in 1999**.

# NYISO: FERC Common Metrics

In 2008, the US Government Accountability Office recommended the implementation of a set of **standardised reputational metrics** across all US ISOs. A first set of common performance metrics were subsequently first established in 2014, after extensive collaboration with the ISOs to collect data and develop appropriate standards. These metrics were most recently updated in 2021 to further standardise the data collection procedures. This updated list includes 29 separate performance metrics.

- These performance metrics are intended to act as **reputational incentives on ISO performance and to extend** FERC's oversight into ISO performance and given the non-profit status of ISOs. There is **no financial reward or penalty** attached to ISO performance against any metric.
- A **comprehensive performance report** is published by FERC at the end of each reporting period, with data collected on an annual basis. **Data submission by the ISOs is voluntary**, though every ISO regulated by FERC has participated in each reporting cycle.
- The FERC performance reports provide comparison in performance across ISOs through load-weighted metrics, and **year-on-year performance for each ISO**.

The 29 metrics are organised into three groupings:

Energy Market metrics

Administrative and  
Descriptive metrics

Capacity Market  
metrics



# Energy Market Metrics (1/2)

The metrics in this grouping measure the performance of ISO in managing day-ahead and real-time markets, and **include the metrics most closely linked to ISO financial performance and consumer cost.**

Metric	Description
Administrative Costs	<p>The administrative costs metric examines the total financial cost of operating the RTO/ISO and measures the ability of RTOs/ISOs to manage the growth rate of administrative costs as the growth rate of system load changes.</p> <p>This metric reports two different values of administrative costs: (1) the sum of capital and non-capital administrative costs billed by the RTO/ISO (Admin Costs Billed) and (2) the administrative costs reported for the FERC Form No 1 (Admin Costs Reported).</p>
Wholesale Power Costs by Charge Type	The wholesale power cost metric disaggregates costs paid by load, thereby providing an assessment of RTO/ISO market costs.
Price Cost Markup	The price cost markup metric measures the difference in system-wide price that would result from using as-submitted offers and cost-based offers/reference levels.
Energy Market Price Convergence	The energy market price convergence metric measures how closely the day-ahead and real-time energy prices align.
Number and Capacity of Reliability Must-Run Unites	The reliability must-run (RMR) metric provides a measure of the number and capacity of units that an RTO/ISO must depend on to support critical facilities and to maintain reliability
Reliability Must-Run Contract Usage	The RMR contract usage metric measures the usage of RMR contracts. This metric should include information from contracts that are in effect in any portion of the reporting period.
Demand Response Capability	The demand response capability metric measures the total amount of demand response available

Source: [2023 Common Metrics | Federal Energy Regulatory Commission](#)

# Energy Market Metrics (2/2)

The metrics in this grouping measure the performance of ISO in managing day-ahead and real-time markets, and **include the metrics most closely linked to ISO financial performance and consumer cost.**

Metric	Description
Unit hours mitigated	The number of unit hours mitigated metric provides an indication of the frequency and magnitude that resources have been mitigated to protect against the exercise of market power.
Fuel Adjusted Wholesale Energy Price	The load-weighted, fuel-adjusted locational marginal price metric measures the wholesale price of energy across the RTO/ISO for a given reporting period and is derived by holding fuel costs constant over a defined time period.
Congestion Management	Congestion represents the cost to customers of paying for more expensive energy because physical transmission line limits do not allow full delivery of the least-cost energy resources.
New Entrant Net Revenues	The new entrant net revenues metric measures the total revenues from the energy and ancillary services (as defined in the RTO/ISO Tariff) markets that a new entrant could be expected to receive, based on proxy resources, for both a combustion turbine and a combined cycle.
Shortage Intervals and Reserve Price Impacts	The shortage intervals and reserve price impact metric measures the size, duration, and impact that shortage events will have on reserve market clearing prices

Source: [2023 Common Metrics | Federal Energy Regulatory Commission](#)

# Administrative and Descriptive Metrics

The metrics collectively measure the reliability, resilience, and efficiency of electricity generation within an ISO area.

Metric	Description
Reserve Margins	The anticipated reserve margin metric is designed to measure the amount of generation capacity available to meet expected demand.
Average Heat Rates	A heat rate measures the efficiency of a resource to convert thermal power into electric power.
Fuel Diversity	The fuel diversity metric represents the different amounts of installed generating capacity, and the different quantities of energy produced by various technology types
Capacity Factor by Technology Type	The capacity factor metric measures the actual energy produced at a generation station as a fraction of the maximum possible energy that could have been produced if it were operating at full capacity 24 hours a day, 365 days a year.
Emergency Energy Alerts (EEA)	The energy emergency metric provides information on the frequency of energy emergencies (EEA level 1 or higher).
Performance by Technology Type during EEA Level 1 or Higher	The performance by technology type under the shortage metric provides information on aggregate performance of technologies during EEA Level 1 or higher alerts by measuring the total five-minute intervals when an alert is present and how the generators, by technology type, performed.
Resource Availability	The resource availability metric measures the forced outage rates across different technology types. A forced outage occurs when a generator is unavailable to provide energy its capacity.

Source: [2023 Common Metrics | Federal Energy Regulatory Commission](#)

# Capacity Market Metrics (1/2)

The metrics collectively measure the performance of the capacity mechanism.

Metric	Description
New Cost of New Entry (Net CONE)	The Net CONE metric represents the revenues a resource could be expected to earn in the capacity market after netting out revenues from the energy and ancillary services market. The Net CONE metric is usually based on a proxy resource, such as a combined cycle or combustion turbine.
Resource Deliverability	The resource deliverability metric measures the import limitations into the RTO/ISO or sub-RTO/ISO zone, taking into account any local generation requirements in the sub-RTO/ISO.
New Capacity (Entry)	The new capacity metric measures whether there has been any new capacity added in the RTO/ISO since the previous capacity auction, measured by both RTO/ISO-wide and for specific sub-RTO/ISO regions that were modeled separately from the rest of the RTO/ISO.
Capacity Retirement (Exit)	The capacity retirement metric measures whether there has been any capacity that has been taken out of service since the last capacity auction.
Forecasted Demand	The forecasted demand metric measures the coincident peak demand of a sub-RTO/ISO region during a binding auction for capacity delivered during the reporting period and compares it to the realized coincident peak demand for that reporting period.

Source: [2023 Common Metrics | Federal Energy Regulatory Commission](#)

# Capacity Market Metrics (2/2)

The metrics collectively measure the performance of the capacity mechanism.

Metric	Description
Capacity Market Procurement and Prices	The capacity market procurement metric measures the total capacity offered and procured through the central capacity market as well as the associated capacity price on an RTO/ISO-wide basis, as well as per individual zones that were modeled and/or cleared differently from the rest of the RTO/ISO.
Capacity Obligations and Performance Assessment Events	The capacity obligations and performance metric measures the total cleared capacity eligible for bonus payments for over-performance and subject to penalties for under-performance, along with the number and duration of performance events.
Capacity Over-Performance	The capacity over-performance metric measures the total number of units that over-performed during a performance assessment period.
Capacity Under-Performance	The capacity under-performance metric measures the total number of units that under-performed during a performance assessment period.
Total Capacity Bonus Payments and Penalties	The total capacity bonus payments and penalties metric measures the total bonus payments and penalties charged to capacity resources with supply obligations that under-performed or over-performed during a performance period.

Source: [2023 Common Metrics | Federal Energy Regulatory Commission](#)



#### **UK**

Queens House  
55-56 Lincoln's Inn Fields  
London WC2A 3LJ

T. **+44 (0)20 7269 0210**

E. [info@cepa.co.uk](mailto:info@cepa.co.uk)

[www.cepa.co.uk](http://www.cepa.co.uk)



#### **Australia**

Level 20, Tower 2 Darling Park  
201 Sussex Street  
Sydney NSW 2000

T. **+61 2 9006 1308**

E. [info@cepa.net.au](mailto:info@cepa.net.au)

[www.cepa.net.au](http://www.cepa.net.au)







**NVE**

Reguleringsmyndigheten  
for energi – RME

## Reguleringsmyndigheten for energi

Middelthuns gate 29  
Postboks 5091 Majorstuen  
0301 Oslo  
Telefon: (+47) 22 95 95 95