NVE
Reguleringsmyndigheten
for energi – RME

RAPPORT NR. 5/2023

RME

Fundament for digital samhandling i kraftbransjen

Fase 1: august 2021 – juni 2022

Skrevet av: Jørgen Tjersland, Kjell Rune Verlo, Lars Meinich Andersen (PwC), Børge Ellingsen Kristiansen (PwC), Lars Åmellem (PwC), Jonas Lurås Hammer (PwC) og Jon Håman Brusevold (PwC)

RME Rapport nr. 5/2023
Fundament for digital samhandling – fase 1

Utgitt av: Reguleringsmyndigheten for energi
Redaktør: Kjell Rune Verlo
Forfattere: Jørgen Tjersland, Kjell Rune Verlo, Lars Meinich Andersen (PwC), Børge Ellingsen Kristiansen (PwC), Lars Åmellem (PwC), Jonas Lurås Hammer (PwC) og Jon Håman Brusevold (PwC)

ISBN: 978-82-410-2337-8
ISSN: 2535-8251
Saksnummer: 201904507

Rapporten er skrevet i samarbeid med PwC

Sammendrag: Rapporten oppsummerer RMEs arbeid med å lage et målbilde og en veiplan for et fundament for digital samhandling i nettbransjen, samt etablere en struktur for styring og utvikling av dette samarbeidet på lang sikt. Rapporten beskriver trendene og utfordringene nettselskapene står overfor knyttet til drift, planlegging og utvikling av strømnettet, og hvordan disse kan løses gjennom samarbeid om standardisering og digitalisering.

Emneord: Raskere tilknytning, Effektiv nettdrift, Digitalisering

Reguleringsmyndigheten for energi
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
E-post: rme@nve.no
Internett: www.reguleringsmyndigheten.no

Juni 2023

NVE – RME

Forord

For å svare ut OEDs forespørsel til RME i tildelingsbrevet for 2021 og 2022, har RME fra august 2021 til juni 2022 gjennomført et prosjekt for å utarbeide et målbilde og en veiplan for et fundament for digital samhandling i nettbransjen, samt etablere en struktur for styring og utvikling av dette samarbeidet på lang sikt. Denne rapporten oppsummerer dette arbeidet så langt.

Vi forsøker å gi en representativ beskrivelse av trendene og utfordringene nettselskapene står overfor knyttet til drift, planlegging og utvikling av strømnettet. Hva som er fellesnevneren for disse utfordringene og hvordan disse kan løses gjennom samarbeid om standardisering og digitalisering – et fundament for digital samhandling.

For å få god innsikt i nettselskapenes utfordringer og behov ble det tidlig etablert en ekstern styringsgruppe for prosjektet. Der deltok representanter fra syv regionale nettselskaper og Statnett. Gjennom prosjektet har denne gruppen bidratt med god styring av prosjektet og etablert seg som et forum for å diskutere digitalisering av nettbransjen. Tidlig i prosjektet erfarte vi at diskusjonene i den eksterne styringsgruppen ga verdi utover prosjektets mandat. Nettselskapene, systemansvarlig og myndighetene fikk felles forståelse for utfordringer og behov. Noen besluttet også å starte samarbeid om nye løsninger. Dette ser vi på som en suksess i seg selv.

Et viktig funn vi ønsker å trekke frem fra dette arbeidet er hvor viktig det er at nettselskapene har en felles forståelse av hva som er kapasiteten i nettet til en hver tid. En nøkkel til denne innsikten er evnen til å dele informasjon om strømnettet effektivt, standardisert og digitalt. Det er vår klare oppfattelse at et slikt digitalt fundament vil effektivisere og forbedre en rekke av dagens prosesser og verdikjeder som går på tvers av aktørene nettbransjen – både nettselskaper, systemansvarlig og myndigheter. Bransjen jobber med disse utfordringene i dag, men det er krevende å få høy nok fart på arbeidet og sikre at løsningene får bred nok implementering.

Et annet viktig funn vi vil trekke frem er at bransjens felles digitaliseringsarbeid har behov for mer samordnet styring og tydeligere strategi og prioriteringer. Prosjektet kom ikke langt nok i dette arbeidet, og denne delen av prosjektet videreføres høsten 2022 med fortsatt tett involvering av nettbransjen. Fokuset vil da være å finne en omforent visjon og misjon for felles digitalisering, en styringsmodell for starten på et varig samarbeid, samt overordnede kriterier for prioritering av felles initiativer nettbransjen kan effektivisere gjennom digital samhandling.

RME setter stor pris på alt bidrag fra bransjen og engasjementet underveis. Det er vår klare oppfatting at vi sammen har modnet gjennom prosjektløpet og kommet et godt steg på veien mot en enda mer effektiv og sikker nettbransje.

Innholdsfortegnelse

SAMMENDRAG

1. INNLEDNING

2. PROBLEMBESKRIVELSE

3. METODE

4. MÅLBILDE OG VEIKART

5. GEVINSTANALYSE

6. STYRINGSMODELL OG VIDERE ANBEFALING

Kraftsystemet er i endring – dette stiller høyere krav til digital samhandling i nettbransjen

Bakgrunn

- **Kraftsystemet er i rask endring, og dette stiller høyere krav til driften av nettet.** Endringer i kraftsystemet og teknologisk utvikling gjør at behovet og mulighetene for en mer effektiv informasjonsutveksling har økt betydelig. Nøkkelen til dette er økt digital samhandling gjennom felles standardisering, digitalisering og automatisering.

- **De fleste nettselskaper er allerede godt i gang med å øke kvaliteten på egne data og digitalisere egne prosesser.** Bedre digital samhandlingsevne og økt informasjonsutveksling er en grunnleggende forutsetning for å effektivisere flere av de sentrale oppgavene en nettselskap skal utføre.

- **Siden Reitenutvalget i 2014 har det vært gjennomført en rekke initiativ knyttet til organisering, koordinering og informasjonsutveksling** på tvers i bransjen. Behovet for felles retning er likevel mer presserende enn noensinne. Det er et spesielt stort behov knyttet til standardisert og harmonisert informasjonsutveksling, hvor konsekvensen av å ikke gjøre noe har kommet tydeligere frem den siste tiden.

- I forbindelse med forstudiet til DIGIN i 2018 ble mantraet **sammen, på samme måte og hver for seg** etablert i digitaliseringssammenheng. Potensialet for mer effektive prosesser og informasjonsutveksling med digitalisering er avhengig av både et omforent syn på hva som bør og må løses sammen og på samme måte, måten vi gjør det på, hvordan vi kan sikre fremdrift i arbeidet og bli enige om prioriteringer.

- I olje og energidepartementets (OED) tildelingsbrev for 2021 og 2022 er **Reguleringsmyndigheten for energi (RME) bedt om å følge opp anbefalinger i RME-rapport 7/2020 Driftskoordinering i kraftsystemet**, herunder etablere en styringsmodell for bransjen og utarbeide et veikart for digital samhandling.

Problemstilling

- Selv om **de fleste nettselskaper er godt i gang med å digitalisere egne data og prosesser**, er det imidlertid **kun basert på omstilling av eget selskap.** Dette er i seg selv en ressurs- og tidkrevende jobb. I tillegg ligger det betydelige gevinster i å gjøre det sammen eller på samme måte.

- **Effektiv informasjonsutveksling er komplekst.** Selskapene har store mengder data av varierende kvalitet, som ligger i ulike og proprietære informasjonssystemer. Manglende bruk av standarder og begrepsdefinisjoner kombinert med innelåst informasjon gir stor kompleksitet i systemporteføljen.

- Dette fører blant annet til **begrenset kapasitetsutnyttelse i nettet** som følge av manglende felles forståelse av hva kapasiteten er, i tillegg til at **vurderingene rundt akseptabel driftsrisiko tas med ulike forutsetninger mellom selskapene**.

- Samtidig opererer bransjen med et stort antall **tidkrevende og manuelle prosesser med lite gjenbruk av informasjon på tvers av ulike aktører.** Dette fører ofte til dobbeltarbeid og lav tillit til datakvaliteten.

- Dersom nettbransjen skal oppnå en effektiv digital samhandling på tvers av aktørene, er det **nødvendig med felles prioriteringer og en felles strategi for samarbeid om standardisering, digitalisering og automatisering.**

- **Prosjektet har innledningsvis fokusert på ansvaret til nettselskapene og myndighetene, og prosesser og informasjon knyttet til transmisjon og distribusjon av elektrisk kraft.** God samhandling mellom nettselskapene, systemansvarlig og myndighetene om disse oppgavene står helt sentralt, og er et grunnlag for videre koordinering av bransjens digitaliseringsarbeid.

nettselskap: innbefatter nettselskap og systemansvarlig

Innholdsfortegnelse

SAMMENDRAG

1. INNLEDNING

2. PROBLEMBESKRIVELSE

3. METODE

4. MÅLBILDE OG VEIKART

5. GEVINSTANALYSE

6. STYRINGSMODELL OG VIDERE ANBEFALING

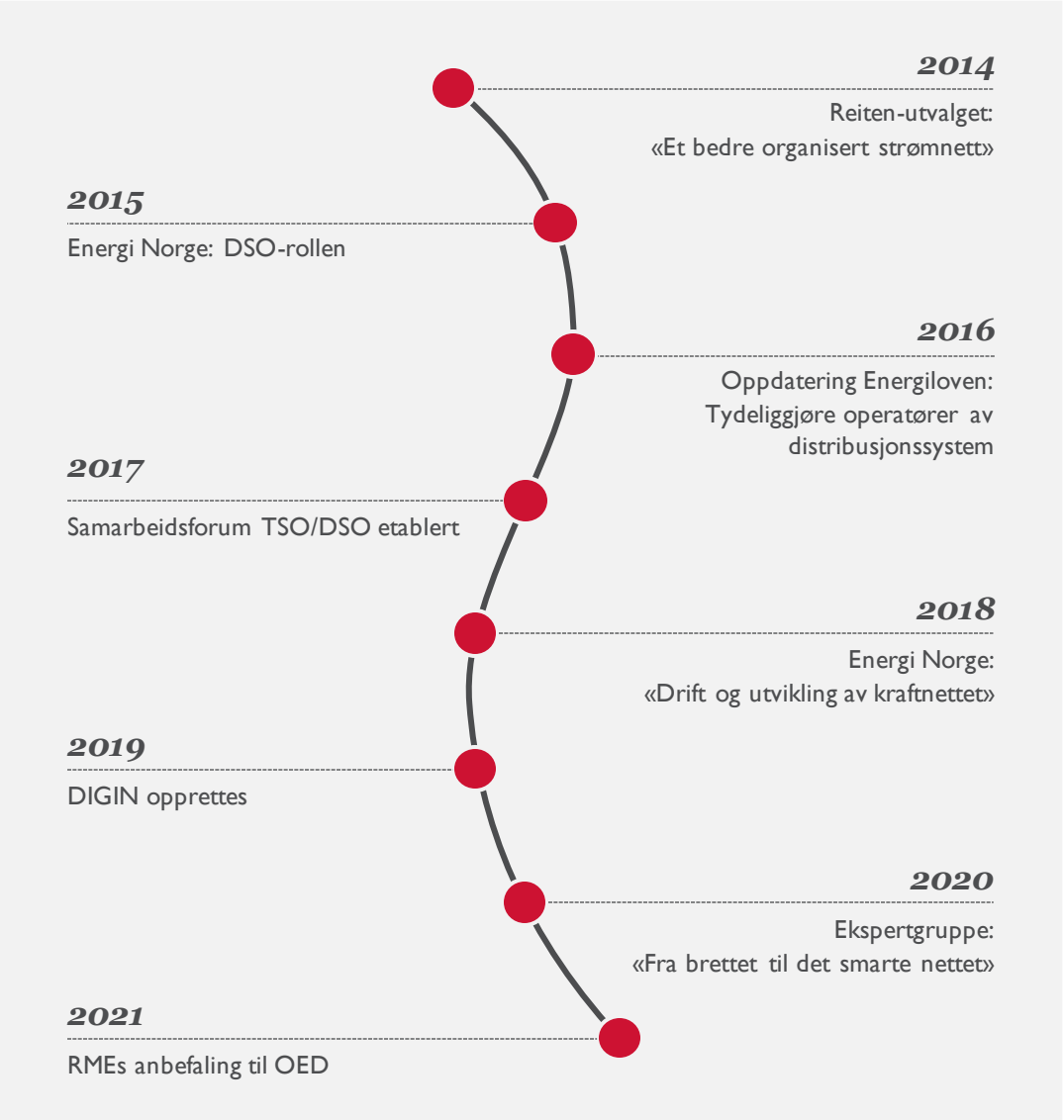
Bakgrunn

Endringer i kraftsystemet og teknologisk utvikling gjør at behovet og mulighetene for en mer effektiv informasjonsutveksling har økt betydelig, og de fleste nettselskaper er allerede godt i gang med å digitalisere egne data og prosesser. Bedre digital samhandlingsevne og økt informasjonsutveksling er en grunnleggende forutsetning for å effektivisere flere av de sentrale oppgavene en nettselskap skal utføre.

Arbeidet med organisering, koordinering og informasjonsutveksling bygger videre på både tidligere og pågående initiativ i bransjen, som strekker seg tilbake til Reitenutvalget i 2014.

I forbindelsen med forstudiet til DIGIN i 2018 ble mantraet ***sammen, på samme måte og hver for seg*** etablert i digitaliseringssammenheng. Det er prosjektets mening at bruk av data og utførelse av oppgaver med behov for koordinering mellom nettselskapene ***alltid*** faller innenfor de to førstnevnte. Potensialet for å få til mer effektive prosesser og informasjonsutveksling med digitalisering er dermed ***helt*** avhengig av både et omforent syn på hva det faktisk betyr, måten vi gjør det på, hvordan vi kan sikre fremdrift i arbeidet og bli enige om prioriteringer og milepæler.

I Olje og energidepartementets (OED) tildelingsbrev for 2021 og 2022 er Reguleringsmyndigheten for energi (RME) bedt om å følge opp anbefalinger i RME-rapport 7/2020 ***Driftskoordinering i kraftsystemet***, herunder etablere en styringsmodell for bransjen, og utarbeide et veikart for digital samhandling. Dette arbeidet har RME organisert som et prosjekt.



Innledning

Målet med dette prosjektet har vært å lage et forslag til en tydeligere og felles ambisjon for hva nettbransjens arbeid med digital samhandling kan ta utgangspunkt i, samt å etablere en styringsmodell for bransjen som legger til rette for gode prioriteringer, en enhetlig utvikling og felles evne til å gjennomføre bransjens digitaliseringsprosjekter.

Grunnlaget for arbeidet har vært å forstå sammenhengen mellom nettselskapene og systemansvarlig (heretter kalt nettselskaper) sine verdistrømmer, og kjerneprosessene rundt disse. Prosjektet har tatt utgangspunkt i hvilke data nettselskapene trenger for å utføre sine oppgaver, og hvordan informasjonen utveksles og utnyttes dem imellom. I noen grad har vi også sett mot myndighetenes behov for informasjon i sine prosesser.

Selv om sammensetning av nett og kundemasse er forskjellig i ulike områder, er nettselskapenes oppgaver prinsipielt sett like. Her ligger det et harmoniseringspotensial som kan gi store gevinster ved utvikling av felles løsninger. Dette gjelder både for standardisering av data, effektiv utveksling av informasjon, koordinerte prosesser og analyse.

Ved oppstarten av prosjektet var fokus for arbeidet på driftskoordinering, men det ble underveis tydelig at det måtte breddes ut til å se på digitalisering av bransjen i stort. Dette er hensyntatt i både målbilde og i forslaget til styringsmodell.

Prosjektet har valgt å fokusere på nettets kapasitet og utnyttelse fordi det står sentralt i de fleste kjerneprosessene til et nettselskap. Det er også den røde tråden fra driftsplanlegging og operativ drift til nettutvikling. Felles for alle prosessene er at de tar utgangspunkt i eksisterende infrastruktur, og et masket nett som både henger sammen med og gjensidig påvirker andre netteiere.

Nettselskapene sitter imidlertid bare med et begrenset informasjonsgrunnlag og øyeblikksbilde av hvordan forholdene i sitt eget og tilgrensende nett utvikler seg. Dette gjør kraftflytanalyser krevende. Det gjør det også krevende å identifisere den faktiske kapasitetsutnyttelsen i forskjellige driftssituasjoner og i definerte scenarier i et større geografisk område.

Prosjektet har valgt å fokusere arbeidet mot grensesnittene og hvordan data utveksles mellom nettselskapene. Vi har dermed ikke fokusert på interne arbeidsprosesser og forhold hos det enkelte nettselskap. Prosjektet anser dette å være nettselskapenes eget ansvar, men understreker at et vellykket felles digitaliseringsarbeid stiller store krav til at de prioriterer og gjennomfører nødvendige interne prosjekter.

Med bakgrunn i mandatet til prosjektet har arbeidet fokusert på ansvaret til nettselskapene. Andre bransjeaktører har også sentrale og relevante roller, men fordi det er nettet som binder disse sammen har prosjektet valgt å legge fokuset der innledningsvis. På sikt kan hovedaktivitetene breddes til å omfatte øvrige bransjeaktører og deres funksjoner.

Arbeidet innebærer både å etablere et målbilde og veikart i samarbeid med relevante aktører, og en styringsmodell som legger til rette for forankring og virkemidler for å sikre god gjennomføringsevne.

Innholdsfortegnelse

SAMMENDRAG

1. INNLEDNING

2. PROBLEMBESKRIVELSE

3. METODE

4. MÅLBILDE OG VEIKART

5. GEVINSTANALYSE

6. STYRINGSMODELL OG VIDERE ANBEFALING

Overordnet problembeskrivelse

Kraftsystemet er i rask endring, og dette stiller høyere krav til digital samhandling i nettbransjen. Sentrale drivere som blant annet dekarbonisering og desentralisering av kraftsektoren øker behovet for koordinering av nettdrift, kraftsystemplanlegging og driftsplanlegging. Samtidig gir ny teknologi og digitale løsninger gode muligheter til å håndtere den stadig økende kompleksiteten og endringstakten i kraftsystemet. Behovet for samhandling rundt digitaliseringsarbeidet har vært beskrevet og kjent gjennom de siste årene, men er nå mer presserende enn noensinne. Det er et spesielt stort behov knyttet til samhandling rundt informasjonsutveksling, hvor konsekvensen av å ikke gjøre noe har kommet tydeligere frem den siste tiden. Dette inkluderer blant annet begrenset kapasitetsutnyttelse i nettet som følge av manglende felles forståelse av hva kapasiteten er, i tillegg til at det gjøres ulike vurderinger rundt akseptabel driftsrisiko. Samtidig opererer bransjen med et stort antall tidkrevende og manuelle prosesser med lite gjenbruk av informasjon på tvers av ulike nettselskaper, som ofte fører til dobbeltarbeid og rapporteringsfeil.

I dag er digitalisering av nettbransjen lite koordinert. Flere nettselskap og systemansvarlig jobber aktivt med egne digitaliseringsstrategier og implementering av disse. Dette er imidlertid kun basert på omstilling av eget selskap, og er i seg selv en ressurs- og tidkrevende jobb. Dette skyldes i stor grad at selskapene har store mengder data av varierende kvalitet som ligger i ulike og proprietære informasjonssystemer. Manglende bruk av standarder og begrepsdefinisjoner kombinert med innelåst informasjon gir stor kompleksitet i systemporteføljen. Dersom nettbransjen skal oppnå en effektiv digital samhandling på tvers av nettselskapene, er det nødvendig med felles prioritering og strategi for digitalisering.

Basert på dette er det et behov for bedre koordinering av digitaliseringsinitiativ. Prosjektet har innledningsvis fokusert på ansvaret til nettselskapene, og prosesser knyttet til transmisjon og distribusjon av elektrisk kraft. God samhandling mellom nettselskapene om disse oppgavene står helt sentralt, og er et grunnlag for videre koordinering av bransjens digitaliseringsarbeid. I de videre beskrivelsene har prosjektet derfor valgt å fokusere på hva disse kjerneprosessene innebærer og hvordan de henger sammen. Slik vi ser det er kjernen i problembeskrivelsen hvordan nettkapasitet håndteres, utnyttes og fordeles på tvers av nettselskapene. Gjennom en stegvis tilnærming bør disse på sikt breddes for å omfatte andre bransjeaktører og deres roller.

Et kraftsystem i endring, som stiller høyere krav til digital samhandling i nettbransjen

Kraftsystemet er i rask endring. Tabellen til høyre beskriver de sentrale driverne for dette. Elektrifiseringen av nye sektorer skjer fort, og det er en overordnet målsetting at dette ikke skal koste mer enn nødvendig. Mer press på å fremskaffe ny kapasitet, og ønske om å utnytte den eksisterende kapasiteten bedre, gjør at nettselskapenes handlinger i stadig økende grad både påvirker og blir påvirket av hverandre. Det innebærer at nettbransjen må legge til rette for en bedre forståelse av hvilken kapasitet som er tilgjengelig mellom nettområder og nettnivå enn det som er tilfellet i dag.

De raske endringene i kraftsystemet fører til at driften blir mer komplisert. Det stiller høyere krav til nettselskapene og systemansvarlig, og behovet for samhandling i bransjen øker i takt med at nettselskapenes oppgaver blir mer kompleksitet og omfangsrike. Dette er utfyllende beskrevet i ekspertgrupperapporten «Fra brettet til det smarte nettet»*, samt den påfølgende anbefaling fra RME til OED.

En sentral forutsetning for effektiv utvikling og drift av systemet er at nettselskapene har mer strukturert, oppdatert og nøyaktig informasjon om faktisk tilstand i eget og tilgrensende nett. Kombinert med gode og sammenlignbare prognoser for hvordan tilbud og etterspørsel utvikles over tid, kan analyser og beslutninger gjennomføres basert på et felles og etterprøvbart informasjonsgrunnlag.

Sentrale drivere for endringen

Dekarbonisering

Europas kraftsystem styrer mot å bli utslippsfritt innen 2050**. Dersom EU skal nå sine klimamål, må store deler av produksjonssiden i det europeiske kraftsystemet avkarboniseres. For å erstatte fossil kraftproduksjon, og samtidig dekke nytt kraftforbruk i Europa må det bygges store mengder sol- og vindkraft. Dette stiller enorme krav til utbygging av nettet***, koordinering av nettdrift og kraftsystemplanlegging.

I tillegg setter industrien stadig strengere krav til fornybart forbruk, drevet frem både av regulatoriske krav og markedsetterspørsel.

Desentralisering

Dekarbonisering av kraftproduksjonen på europeisk nivå medfører stadig reduksjon av de store, sentraliserte og regulerbare kraftverkene, og introduserer en økende andel mindre, desentraliserte og uregulerbare energikilder. Mer produksjon fra sol og vind lokalisert på lavere spenningsnivåer gir dermed en mer uforutsigbar kraftflyt. Kombinert med elektrifisering og endring av forbruksmønstre stiller dette igjen større krav til driftsplanlegging, styring og analyse i fremtiden. Omstillingen er ikke noe bransjen må forberede seg på for fremtiden – den skjer allerede nå.

Digitalisering

Ny teknologi og digitale løsninger gir gode muligheter til å håndtere den stadig økende kompleksiteten og endringstakten gjennom forbedret drift, planlegging og forvaltning av kraftsystemet. Intelligente, og på sikt autonome, digitale løsninger vil være helt nødvendig for å håndtere økende kompleksitet i plan- og prognosearbeid, gi god beslutningsstøtte i driftstimen og muliggjøre avanserte analyse.

* https://www.nve.no/media/9901/fra-brettet-til-det-smarte-nettet.pdf
** https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf
*** https://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_36.pdf

Digitalisering av nettbransjen er i dag lite koordinert

Samhandling mellom nettselskap og systemansvarlig

Nettselskapene og systemansvarlig jobber allerede aktivt med egne digitaliseringsstrategier og implementering av disse. Strategiene baseres imidlertid kun på omstilling av eget selskap, men selv da er det en ressurs- og tidkrevende jobb. Dette skyldes i stor grad at selskapene har store mengder data av varierende kvalitet som ligger i ulike og proprietære informasjonssystemer. Manglende bruk av standarder og begrepsdefinisjoner kombinert med innelåst informasjon gir stor kompleksitet i systemporteføljen. Enhver teknisk integrasjon medfører en betydelig kostnad.

Dette gjør at digital samhandling internt i en virksomhet allerede er svært krevende. Å legge til rette for god digital samhandling med andre nettselskaper øker kompleksiteten ytterligere.

Statnett har etablert løsninger (Fosweb og Autofos) for å motta elkrafttekniske data fra nettselskapene for å ivareta sitt ansvar som systemansvarlig. Utfordringen med disse løsningene er at de i all hovedsak er enveisrapportering slik at nettselskapene ikke kan hente data tilbake på en effektiv måte.

Hvis nettbransjen skal oppnå en effektiv digital samhandling på tvers av nettselskapene i bransjen, er det derfor nødvendig med felles prioritering og strategi for digitalisering. Dette taler for at digitaliseringsarbeidet i bransjen, og i første omgang arbeidet med digital samhandling, må koordineres bedre.

Samhandling med myndighetene

Nettselskapene rapportere store mengder informasjon for at myndighetsprosessene i NVE, RME og ulike departementer skal gjennomføres med et godt nok informasjonsgrunnlag. Informasjonen som utveksles er ikke standardisert, lite strukturert og basert på pdf-er, excelark og e-postkommunikasjon. Manglende struktur og standard gjør det også krevende å gjenbruke eller videreforedle informasjon på tvers av myndighetsprosessene, noe som gir unødvendig tidsbruk både hos myndigheter og nettselskaper.

For eksempel rapporterer nettselskapene om tilstand, behov og tiltak i KSU-prosessen som pdf-er via e-post. Det samme skjer i konsesjonsprosessen og behandling av MTA-planer (miljø, transport og anlegg). Informasjon om anlegg/individer fra konsesjonsbehandlingen gjenbrukes ikke i de detaljerte FOS-rapporteringene knyttet til søknad om funksjonskrav og spenningssetting av anleggene (FOS). Videre krever rapportering av økonomisk og teknisk data (eRapp2) mye tid av nettselskapene. Manglende samhandling mellom konsesjonsprosess, Fosweb og NVEs nettmodell fører til at NVEs karttjeneste for stasjoner og traseer i kraftnettet oppdateres manuelt og stadig har etterslep i feil og mangler.

Det er et behov for bedre koordinering, spesielt innen nettselskapenes ansvar i prosesser knyttet til transmisjon og distribusjon

Skissen til høyre viser hovedaktivitetene og aktørene som har en rolle i det norske kraftsystemet. Med bakgrunn i mandatet til prosjektet har arbeidet fokusert på ansvaret til ***nettselskapene*** i prosesser knyttet til ***transmisjon og distribusjon*** av kraft hvor det er et stort behov for koordinering.

Andre bransjeaktører har også sentrale roller i disse prosessene. Dette gjelder både aktører som påvirker nettet direkte gjennom en fysisk tilknytning, og de som leverer forskjellige former for tjenester til nettselskapene. Nettselskpaene er dermed premissgiver for både nettkunder og systemleverandører, og har derav en helt sentral posisjon fordi de binder sammen alle bransjeaktørene til ett system.

Prosjektet har forsøkt å ivareta disse perspektivene i arbeidet med målbilde og styringsmodell.

Prosjektet mener det er naturlig å fokusere på nettselskapene sine hovedaktiviteter innledningsvis. Gjennom en stegvis tilnærming bør disse på sikt breddes for å omfatte andre bransjeaktører og deres roller.

Nettselskapenes kjerneoppgaver innenfor transmisjon og distribusjon

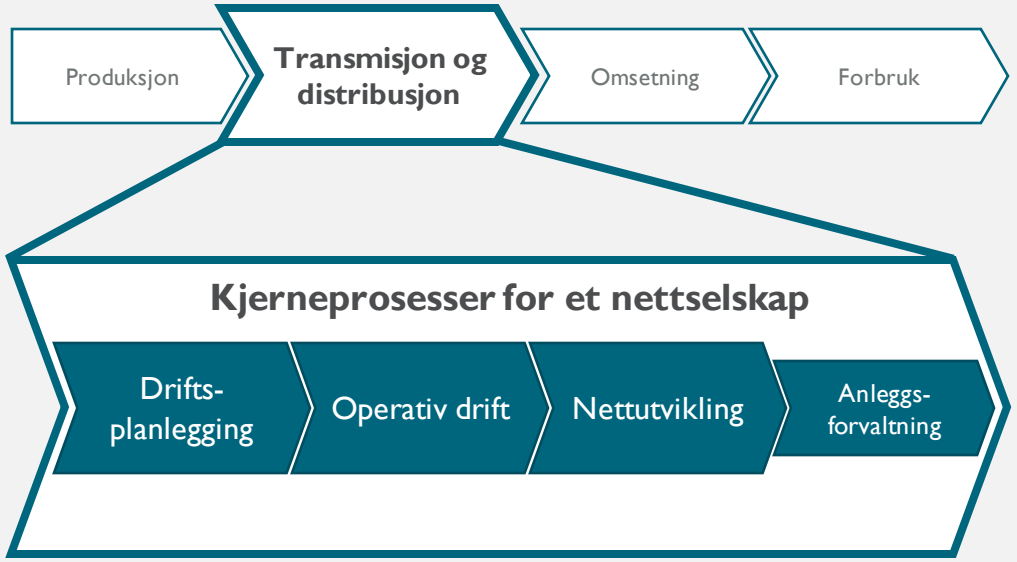
Det viktigste ansvaret nettselskapene har innenfor ***transmisjon og distribusjon*** av kraft er å ivareta og forbedre forsyningssikkerheten på en samfunnsmessig rasjonell måte. Det betyr å sikre kontinuerlig leveranse av effekt og energi til både eksisterende og nye kunder, altså å sørge for at leveransen har tilstrekkelig kvalitet, til den prisen samfunnet er villig til å betale. Dette oppnås ved et samspill mellom flere funksjoner innen oppgavene *nettforvaltning*, *tilstandskontroll* og *driftskontrollfunksjon*.

Prosjektet har valgt å kategorisere oppgavene fra et prosessperspektiv, og har særlig tatt utgangspunkt i kjerneprosessene knyttet til ***driftsplanlegging***, ***operativ drift*** og ***nettutvikling***.

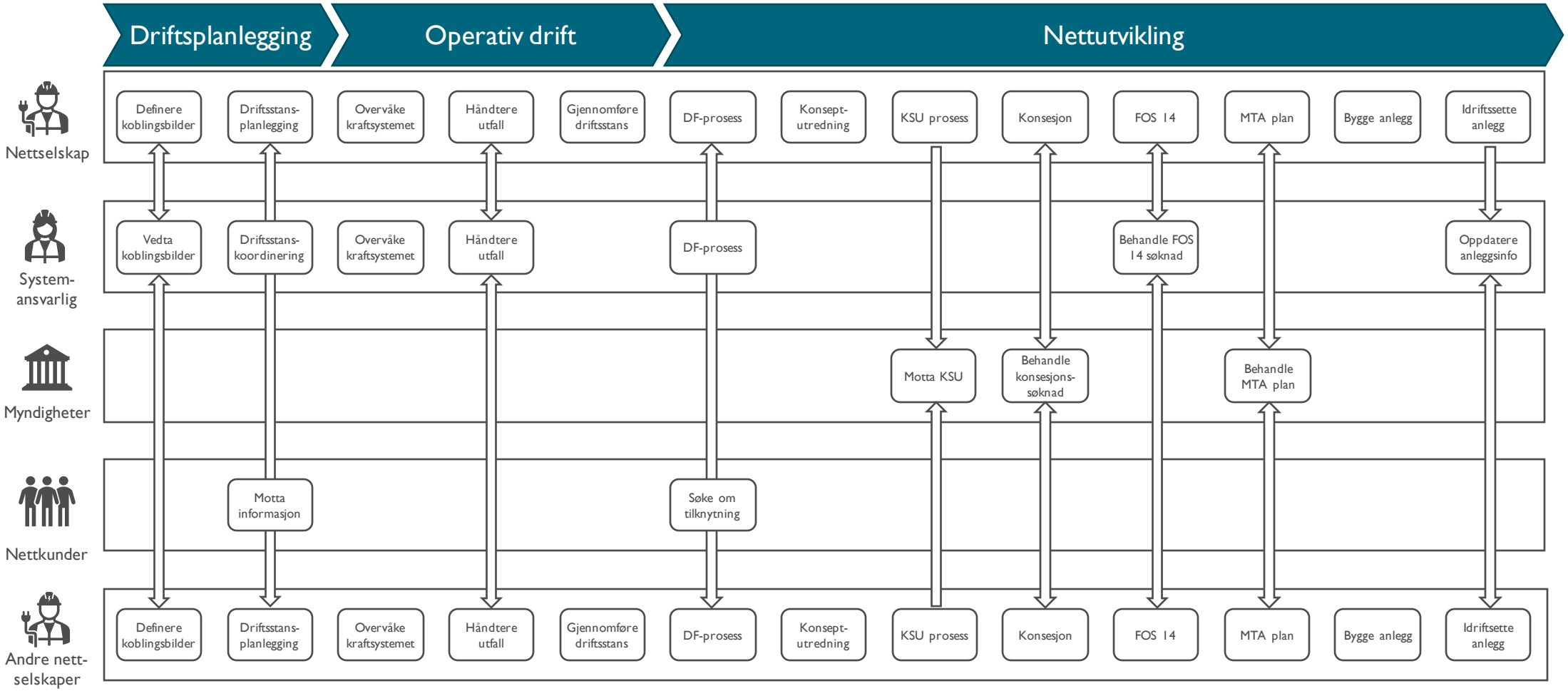
- ***Driftsplanlegging*** handler om å forberede seg på kommende drift
- ***Operativ drift*** går ut på å overvåke nettet i sanntid, gjennomføre planlagte tiltak og håndtere uforutsette hendelser
- ***Nettutvikling*** strekker seg fra tilknytningsprosess til utredning, utbygging og idriftsettelse av anlegg.

God samhandling mellom nettselskapene om disse oppgavene står helt sentralt. I de videre beskrivelsene har prosjektet derfor valgt å fokusere på hva kjerneprosessene innebærer og hvordan de henger sammen, ut fra hvordan nettkapasitet håndteres, utnyttes og fordeles.

Hovedaktiviteter i kraftsystemet



Dagens samhandling mellom bransjeaktørene er i stor grad manuell (telefon og e-post) eller formell (søknad og vedtak)



Skissen over er ment å synliggjøre kjerneprosessene for et nettselskap og samhandlingspunktene et nettselskap har mot de andre aktørene. Mye av informasjonsutvekslingen innenfor driftsplanlegging er manuell og gjøres ved e-post og telefon. Utover det benyttes Fosweb for innrapportering om anlegg og driftsstans til systemansvarlig, men her mangler det gode rapporteringsløsninger slik at nettselskapene kan få informasjon tilbake. Informasjonsutvekslingen i utredningsprosessene og utbygging er i stor grad formelle, og baserer seg på dokumenter og vedtaksbrev. På neste side er prosessene beskrevet noe mer.

Kort beskrivelse av prosessene hos nettselskapene

Definere koblingsbilder: Å definere koblingsbilder er både en analytisk og praktisk prosess som i all hovedsak handler om å utarbeide (gjøres av nettselskap), godkjenne (gjøres av systemansvarlig) og iverksette koblinger i nettet når andre konsesjonærer blir berørt. Topologi, altså hvordan nettet er koblet sammen, er grunnlaget for å forstå kapasiteten i normalsituasjoner (intakt nett) og i andre definerte scenarier.

Driftsstansplanlegging: Handler om å planlegge og koordinere driftsstanser. Altså at nettet har en annen kapasitet tilgjengelig, gitt vedlikehold eller feilretting. Som en del av dette vil nettselskap rapportere driftsstanser til systemansvarlig når andre konsesjonærer blir berørt og/eller det er behov for bruk av systemansvarsvirkemidler. Ved driftsstans blir det en overgang fra intakt til ikke-intakt nett.

Overvåke kraftsystemet: Kraftsystemet overvåkes i sanntid for å sikre at kapasiteten opprettholdes, basert på informasjon operatøren på en driftssentral har tilgjengelig fra driftskontrollsystemet.

Håndtere utfall: Går ut på å håndtere driftsforstyrrelser som potensielt fører til en endring i tilgjengelig kapasitet. I denne prosessen inngår blant annet seksjonering, feilsøking og gjenoppretting.

Gjennomføre driftsstanser: Omfatter alle nødvendige aktiviteter for å koble om, koble ut og spenningssette deler av nettet, uavhengig av om det er planlagte eller uplanlagte hendelser som har forårsaket driftsstansen. I denne sammenheng er feilrettingsarbeid og vedlikehold inkludert i prosessen.

DF-prosess: Er et sentralt element i tilknytningsprosessen, og er i all hovedsak vurderinger av hvorvidt en forespørsel om tilknytning er driftsmessig forsvarlig (DF) å tilknytte. Analyse av brukt kapasitet, allerede tilegnet kapasitet og fremtidig planlagt kapasitet tas inn her. Dersom én eller flere tilknytninger ikke er driftsmessig forsvarlige, må en utredning definere løsningskonsepter.

KSU-prosess: Kraftsystemutredingsprosessene (KSU) skal sikre en koordinert og rasjonell nettutvikling med tilstrekkelig involvering av interessenter. Sentralt i KSUene er prognoser for fremtidig kapasitetsbehov, utredningsporteføljer som omsetter behovet til konsepter, og tiltaksporteføljer (planlagte investeringer) som omsetter konsepter til idriftsatte tiltak for å utvide kapasiteten i nettet på sikt.

Konsesjon: Nettselskaper må ha anleggskonsesjon for å bygge og drifte et spesifikt et spesifikt anlegg. Det kan etter energiloven gis anleggskonsesjon til anlegg som anses å være samfunnsmessig rasjonelle.

FOS 14: Saksbehandlingsprosess som handler om å informere systemansvarlig om planer, samt få formell godkjenning av funksjonalitet for nye eller endringer av eksisterende anlegg i regional- og transmisjonsnettet.

MTA-plan: Saksbehandlingsprosess knyttet til utbygging av anlegg. Her skal utbygger/tiltakshaver/konsesjonær legge frem en miljø-, transport- og arealplan, altså en beskrivelse av miljø- og arealmessige konsekvenser tiltaket medfører.

Bygge anlegg: Går ut på å bygge nye eller forsterke eksisterende anlegg for å øke kapasiteten i nettet. Her inngår blant annet anskaffelser opp mot entreprenører o.l.

Idriftsette anlegg: Handler om å idriftsette et ferdigbygget og/eller omgjort anlegg.

Kapasitet og kapasitetsutnyttelse står sentralt i de fleste prosessene

Nettets kapasitet og -utnyttelse står sentralt i de fleste kjerneprosessene til et nettselskap. Å forstå kapasitetsutnyttelsen i forskjellige driftssituasjoner og definerte scenarier, eksemplifisert ved

- Sanntidsovervåkning i den operative driften
- Planlegging av en annen kapasitet gitt vedlikehold (driftsstanser)
- Håndtering av uforutsette endringer i kapasitet (driftsforstyrrelser og gjenoppretting)
- Vurdering av om ønsket kapasitet kan leveres til ny kunde (tilknytning)
- Tiltak for å utvide eller opprettholde kapasitet i en gitt tidshorisont hvor kjente effektbehov, antakelser om fremtidig elektrifisering og tilstand i nett legges til grunn

Dette er grunnleggende i alle kjerneprosessene til nettselskapene. Koordinering av oppgavene på en effektiv måte krever samhandling både internt og eksternt.

Sistnevnte gjelder spesielt i grensesnittet og overlappen mellom regional- og transmisjonsnettet der nettselskapenes tiltak og handlinger i stor grad påvirkes og avhenger av hverandre.

I sum handler dette om å ha kontroll på dimensjonerende kapasitet i planleggingsfasen ved forskjellige tidshorisonter, nettkundenes tildelte kapasitet i tilknytningsavtaler og hvordan disse faktisk benyttes og utnyttes relativt til hverandre i driften.

For å forstå kapasiteten over tid er det derfor nødvendig å ta utgangspunkt i eksisterende infrastruktur med et observerbarhetsområde som er større enn det nettet man selv eier og er ansvarlig for.

Kilde: unsplash.com

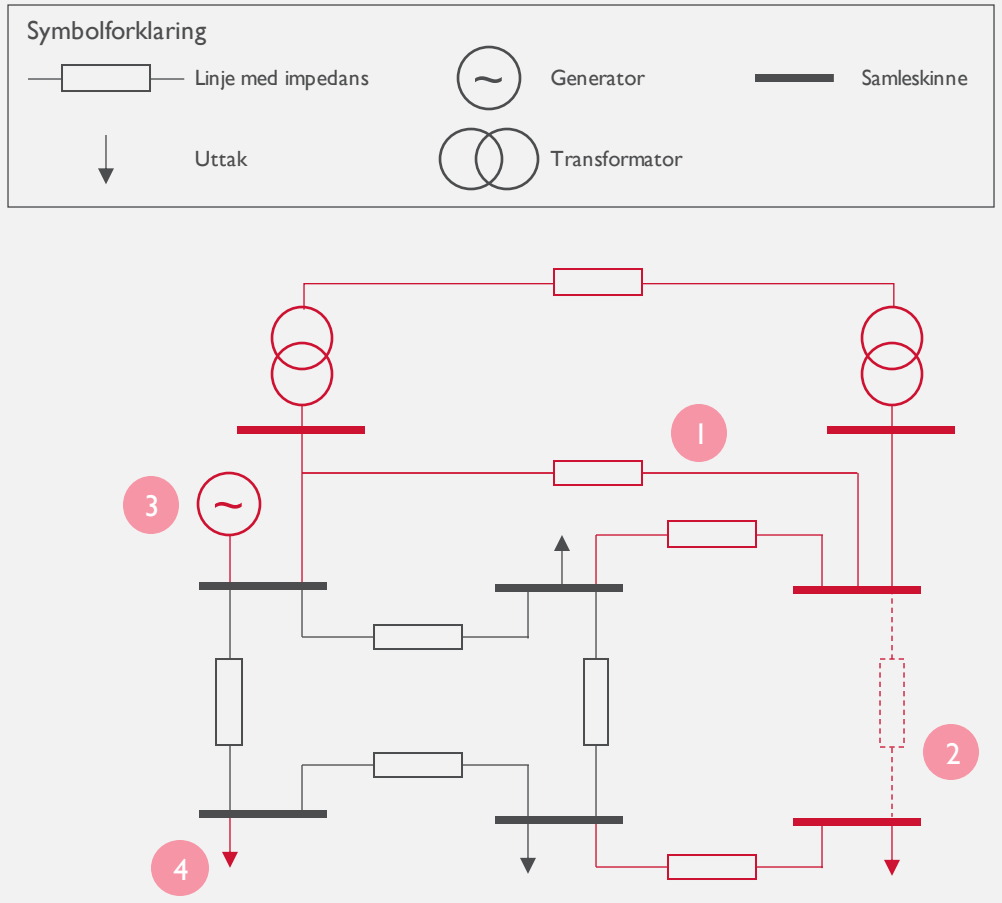
Nettselskapene har begrenset informasjonsgrunnlag til nødvendige kraftflytanalyser for beregning av kapasitetsbehov og -utnyttelse

Kraftflytanalyse er den sentrale analyseaktiviteten som benyttes til å beregne størrelse og retning på effekten i nettet. Den er sentral i både driftsplanlegging og i tilknytningsprosess for å sikre at nettet driftes med en akseptabel risiko.

Informasjonen som trengs for å beregne kapasiteten er i all hovedsak data om utstyret og topologien i nettet, kombinert med effekt ut og inn (forbruksdata og produksjonsdata).

Her er det imidlertid flere utfordringer, som illustrert i figuren til høyre. Utfordringene er spesielt fremtredende i grensesnittet transmisjonsnett, regionalnett og mellom regionalnett.

1. Begrenset innsyn i nett eid av andre nettselskap, men som inngår i det maskede nettet. Dette gjør det krevende å forstå kapasiteten og -utnyttelsen i nettet.
2. Begrenset innsyn i andre deler av nettet og manglende informasjon om endringer (f.eks. av koblingsbilder) gjør det krevende å vite hvordan et utfall eller en planlagt driftsstans på en linje eller komponent i naboens nett vil påvirke ditt nett.
3. Produksjonsdata er ikke konstant, men varierer fra dag til dag og fra time til time. God planinformasjon er først tilgjengelig dagen før driftstimen. For analyser på fremtidsscenarier må denne derfor estimeres. Nettselskap har begrenset tilgang til denne type data fra andre, og egne data er ofte erfaringsbaserte eller utledet fra egne forutsetninger.
4. Forbruksdata er ikke konstant, men varierer fra dag til dag og innenfor timen, ofte uavhengig av timesskift. For analyser på fremtidsscenarier må denne estimeres med tilsvarende oppløsning som for produksjonsdata.



Enlinjeskjema over et tenkt nett. Sorte figurer illustrerer komponenter i kraftsystemet som er eid og driftet av et bestemt nettselskap. Informasjon om disse komponentene har nettselskapet selv innsikt i. Røde figurer illustrerer komponenter i kraftsystemet som er eid og driftet av andre selskap. Disse komponentene har ikke nettselskapet informasjon om.

Nettselskapene har begrenset informasjonsgrunnlag til nødvendige kraftflytanalyser for beregning av kapasitetsbehov og -utnyttelse (fortsetter)

Det enkelte nettselskap sitter altså med et begrenset informasjonsgrunnlag og øyeblikksbilde av det maskede nettet, som både henger sammen med og gjensidig påvirkes av andre netteiere. Dette gjør kraftflytanalyser krevende og det er vanskelig å identifisere den faktiske kapasiteten i forskjellige deler av nettområdet med tilhørende utnyttelse. Mangel på en systematisert tilnærming rundt informasjonsdeling gjør det utfordrende å knytte analytiske oppgaver til konkrete drifts- og arbeidsoppgaver, og dermed se sammenhengen mellom disse.

I et analyseperspektiv må følgende avveininger tas stilling til:

- Hvordan modellere eget nett på en standardisert måte som gjør at samme modell kan henta data fra og/eller inngå i flere fagsystemer, og til slutt utveksles med andre?
- Hvordan definere aktuelt observerbarhetsområde?
- Hva bør modelleres nøyaktig i eget og tilgrensende nett, og hva kan aggregeres?
- Hvordan utarbeide, bruke og sette sammen ekvivalenter basert på aktuelt observerbarhetsområde?
- Hva er en fornuftig tidsoppløsning ut fra behovet som skal analyseres og de konkrete oppgavene som skal løses?

Enlinjeskjemaet på forrige side er en forenkling av virkeligheten, men er et godt utgangspunkt for å visualisere og forstå problemet. F. eks. har større nettselskap rundt 75 transformatorstasjoner i gjennomsnitt (symbolisert med samleskinner her), og 3–5 utvekslingspunkt med transmisjonsnettet. Av de 400 snittene i Norge som systemansvarlig overvåker, inngår regionalnettet i ~120 av disse.

Flere aktuelle utfordringer og problemstillinger i den operative driften kan også knyttes til de konkrete avveiingene. I dag er driften i stor grad basert på heuristikk og observasjon. Det vil si at avgjørelser fattes med utgangspunkt i tidligere erfaringer og en forventning om kraftsystemet oppfører seg på samme måte som tidligere. Utførelsen av operative driftsoppgaver er dermed i all hovedsak reaktive prosesser hvor fokuset er på det som skjer eller må håndteres akkurat nå. Når dette kombineres med at selve koordineringen mellom nettselskapene ofte er personavhengig og gjøres basert på relasjoner, mener prosjektet at den operative driften og driftsplanleggingen har et stort forbedringspotensial ved at den i større grad kan kobles og sees i sammenheng med andre nettanalyseprosesser. Dette for å opprettholde sikker og pålitelig drift når flere endringer treffer kraftsystemet samtidig.

Eksempelvis vil ny infrastruktur som følge av flere utbygginger, mer aktivitet knyttet til ut- og omkoblinger, større punktvise effektbehov og endrede produksjons- og forbruksmønstre gjøre at kraftflyten og kapasitetsutnyttelsen blir enda vanskeligere å forutse. Hyppige endringer i både størrelse og retning gjør dermed at erfaringer fra tidligere situasjoner i nettet ikke nødvendigvis er gjeldende lengre. Det taler i stor grad for at driftsplanlegging, operativ drift og nettutvikling bør ha en lignende analytisk tilnærming sett fra et modelleringsperspektiv. Det er den samme infrastrukturen det tas utgangspunkt i, og oppgavene kan utledes fra handlinger og aktiviteter knyttet til endringer av det intakte nettet.

Hvilke informasjonselementer er det behov for i en kraftflytanalyse?

Kapasitetsutnyttelse er som beskrevet tidligere et resultat av kraftflytanalyse.

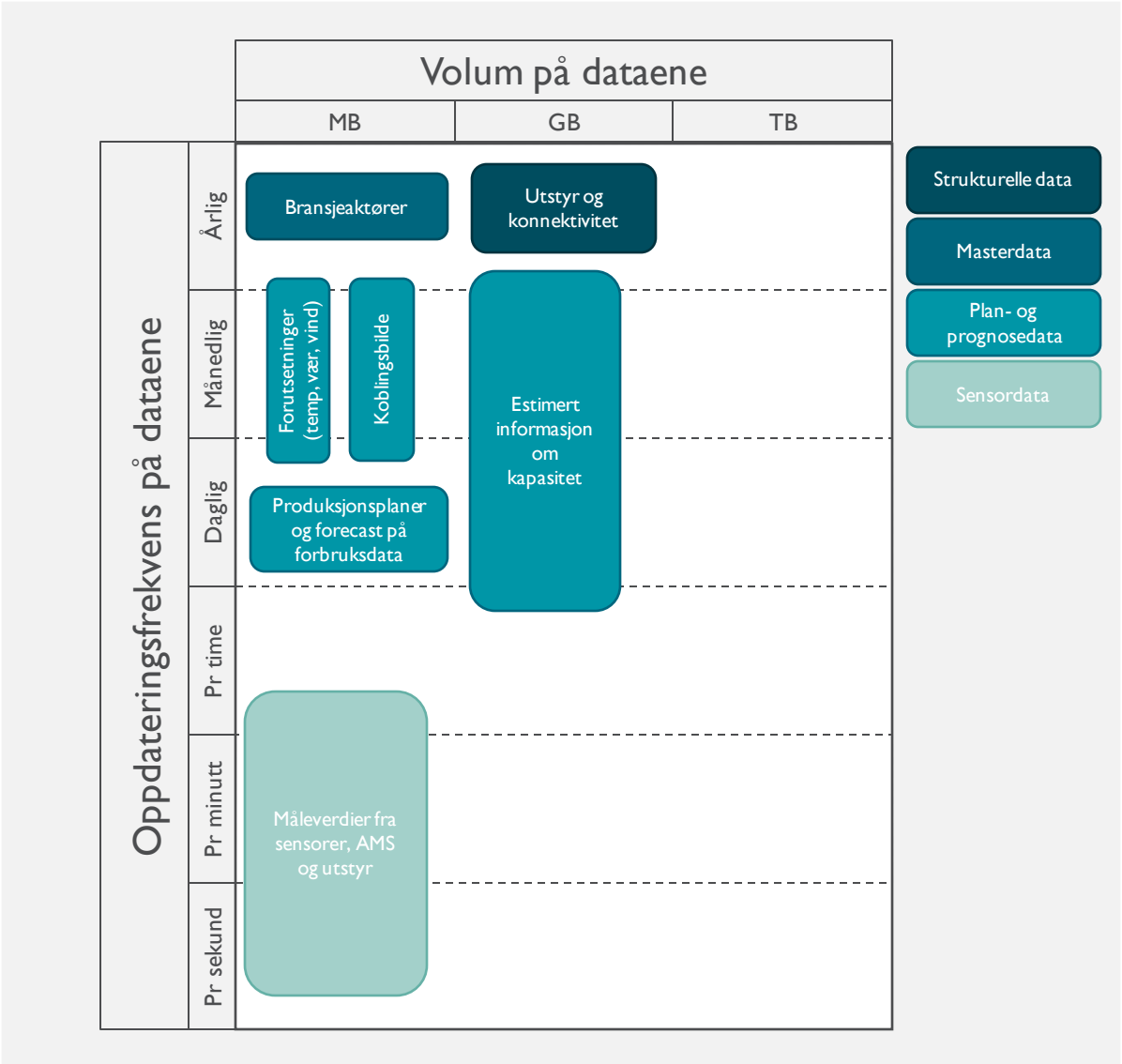
Nettselskapene må dermed være i stand til å ta i bruk og utveksle følgende informasjonselementer for å gjøre gode kapasitetsanalyser:

- Informasjon om utstyr og konnektivitet (nettmodell).
- Informasjon om koblingsbilde/topologi (bryter- og trafoinnstillinger) for definerte scenarier.
- Informasjon om hvilke forutsetninger (estimert effekt ut og inn, temperatur, osv.) man benytter i scenarier for kraftflytanalyse og hvilket tidsaspekt det er snakk om.
- Estimert informasjon om kapasitet* på hvert punkt i nettet for de gitte scenariene.
- Hvis man også skal kunne gjøre tilstandsestimering for å plukke opp ev. feil måleverdier i nettet, så kreves det tilgang til måleverdiene på en systematisert måte.

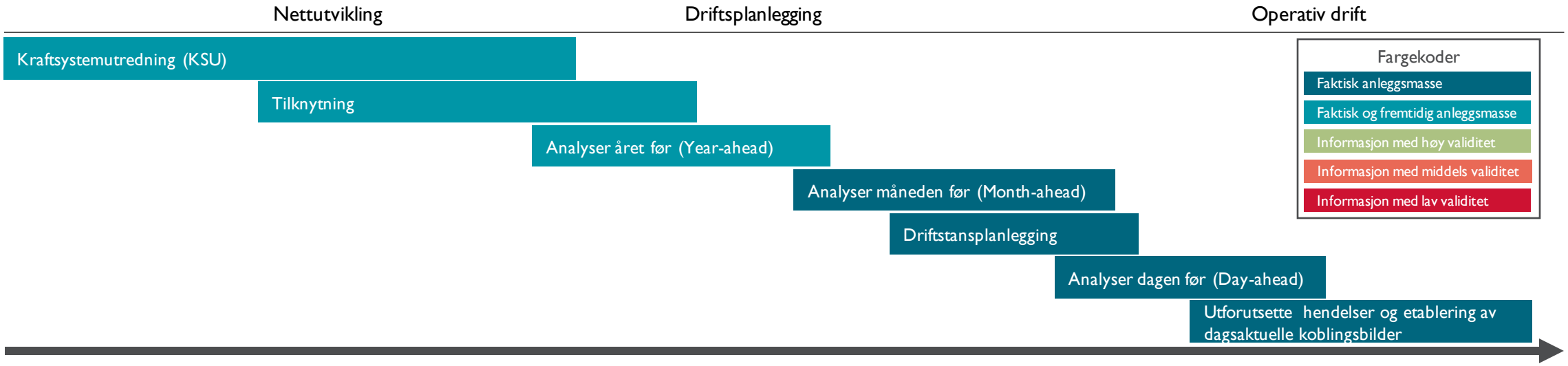
Informasjonselementene over har ulike egenskaper. Dette er forsøkt illustrert i figuren til høyre. For eksempel vil strukturelle data som utstyr og konnektivitet endres sjeldent, mens plandata som bryterinnstillinger (topologi) endres oftere. I tillegg vil det være stor forskjell på årlig kraftflytanalyse der kapasitet prognostiseres ett år frem i tid, kontra en evaluering av neste døgns kapasitet når informasjonselementene er tilgjengelig fra flere kilder.

Dette er alle informasjonselementer som bør utveksles på en standardisert måte.

*Beskrives som aktiv effekt P [MW], reaktiv effekt Q [MVAr], spenning U [kV] og vinkel Delta [rad]



Kvaliteten på innholdet i informasjonselementene forbedres relativt til driftstimen, og det er derfor viktig at de deles på en systematisert måte



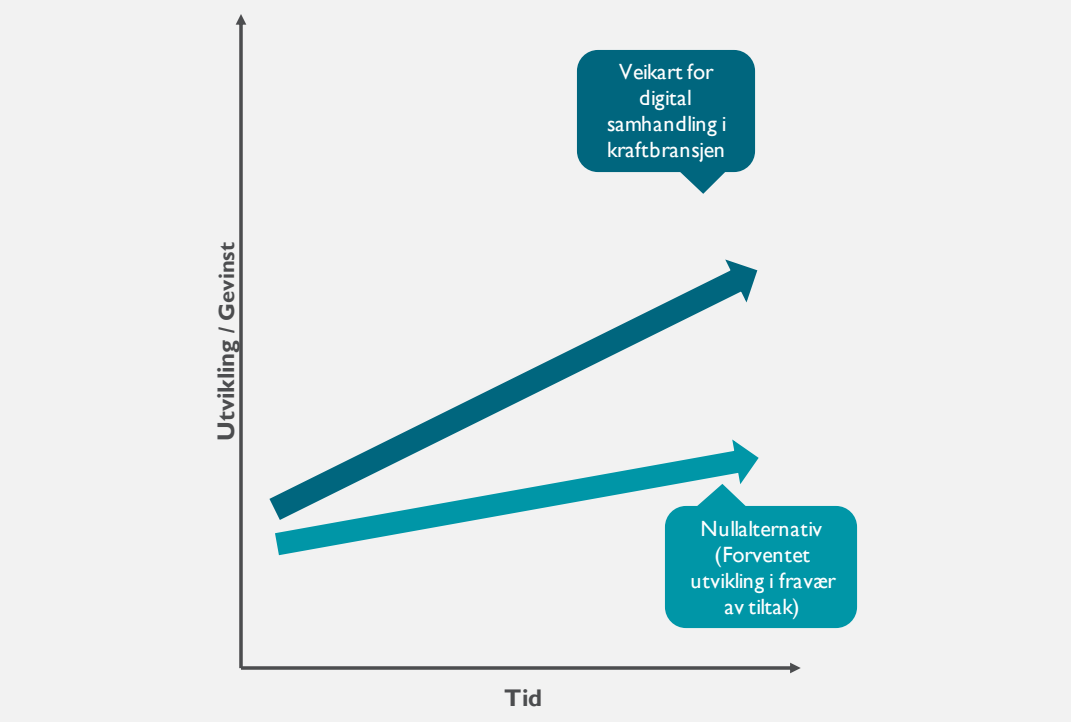
T=Y-10	T=Y-5	T=Y-1	T=M-1	T=D-1	T=D
Forecast • Nåværende og fremtidig utstyr og konnektivitet • Trafoinnstilling • Bryterinnstillinger • Effekt/ injeksjon/uttak • Temperatur	**God prognose** • Nåværende og fremtidig utstyr og konnektivitet **Forecast** • Trafoinnstilling • Bryterinnstillinger • Effekt/ injeksjon/uttak • Temperatur	**Vet** • Utstyr og konnektivitet **Forecast** • Trafoinnstilling • Bryterinnstillinger • Effekt/ injeksjon/uttak • Temperatur	**Vet** • Utstyr og konnektivitet **God prognose** • Trafoinnstilling • Bryterinnstillinger • Effekt/ injeksjon/uttak • Temperatur	**Vet** • Utstyr og konnektivitet • Trafoinnstilling • Bryterinnstillinger **God prognose** • Reell effekt: injeksjon/uttak • Temperatur	**Vet** • Faktisk anleggsmasse (utstyr og konnektivitet) • Trafoinnstilling • Bryterinnstillinger • Reell effekt: injeksjon/uttak • Reell temperatur

Uavhengig av tidsaspekt kreves de samme informasjonselementene for å kunne estimere kapasitet gjennom kraftflytanalyse. Nøyaktigheten på og kildene til disse endres og oppstår på ulike tidspunkt relatert til driftsdøgnet (T=D). Dersom det tas utgangspunkt i en beskrivelse av kommende år (Year-ahead), må mye av informasjonen prognostiseres. Forutsetningene lagt til grunn, og usikkerheten i disse, blir dermed sentrale for analyseresultatene (estimert kapasitetsutnyttelse).
Etter hvert som driftsdøgnet nærmer seg, øker presisjonsnivået på informasjonselementene og antall eksterne kilder vi kan få dem fra. Kapasitetsvurderingene blir dermed mer nøyaktige for den gitte situasjonen (f. eks analyse av kraftflyt kommende døgn time for time, eller i den faktiske driftstimen).
Innholdet i informasjonselementene og presisjonsnivået for disse påvirker dermed i stor grad vurderingene som gjøres i prosessene hvor dataene brukes. Det er derfor viktig at informasjonselementene for ulike tidssteg kan deles på en god måte mellom nettselskapene, og mellom nettselskapene og systemansvarlig. Slik er det mulig å vurdere et analyseresultat, hvordan usikkerhet er vurdert og hva det innebærer for det konkrete behovet som skal løses.

Nullalternativet

For å få forstå hvilke grep det er hensiktsmessig å gjennomføre er det nødvendig å ha et forhold til hva som vil skje ved en fortsettelse av eksisterende utvikling. Dette omtales som ***nullalternativet***.

Nullalternativet er referansen som det foreslåtte veikartet for digital samhandling i kraftbransjen skal sammenlignes med. Nullalternativet beskrives gjerne som den situasjonen og den forventede utviklingen som eksisterer på beslutningstidspunktet i fravær av nye tiltak. Dette innebærer at nullalternativet både illustrerer hva som er problematisk med dagens situasjon og fremtidige utfordringer. I digitaliseringssammenheng kan nullalternativet i liten grad beskrives som et stillestående bilde av nåsituasjonen. Nullalternativet er derfor beskrevet som en forventet utvikling innenfor digitaliseringsområde i kraftbransjen kombinert med hvordan styring av sektoren vil fungere (illustrert ved turkis pil). Nullalternativet er begrenset for perioden 2022 til 2030.



Hva fungerer idag?

- Stort engasjement og vilje hos nettselskapene og systemansvarlig.
- Faggruppene i DIGIN fungerer som gode kompetansesentre og faglige diskusjonsforum.
- Sentrale utfordringer og løsninger avdekkes, utredes piloteres nedenfra og opp.
- Finansieringsmodellen sikrer tilstrekkelig økonomiske midler til gjennomføring av utredningsinitiativ gjennom DIGIN.
- Stor tiltro til DIGINs faglige kompetanse og evner.

Hva fungerer ikke?

- Ingen felles definert strategi og retning på tvers av nettselskaper. Dette innebærer at initiativ er løsrevne og ikke knyttet opp mot en felles retning.
- Nettselskapene gjennomfører heller egne initiativ enn «fellestiltak», da det er manglende fellesprioritering og krevende for selskapene å se verdien av disse.
- Parallelle og overlappende initiativ gjennomføres hos flere nettselskaper, noe som medfører unødvendig kostnadsbruk for samfunnet.
- Manglende struktur for å sammenstille behov på tvers av nettselskaper gjør at prosjekter gjennomføres basert på initiativtakers behov.
- Ressursallokering gjøres av det enkelte nettselskap på prosjektbasis uten en langsiktig og forpliktende plan.
- Ingen god måte å prioritere behov med bakgrunn i at kompetanse og ressurser er mangelvare, på tross av tilstrekkelig finansiering.
- Ingen strukturert måte å løse interessemotsetninger mellom nettselskapene i bransjen - dette gir en manglende felles beslutningsevne.
- Ingen struktur for å sikre deling og bredding av vellykkede piloter og prosjekter hos øvrige nettselskaper.
- Manglende oppfølging og måling av gevinstrealisering på bransjenivå.

Nullalternativet

I problembeskrivelsen ble begrenset felles forståelse av kraftnettet, lite gjenbruk av informasjon og ulike vurderinger av akseptabel driftsrisiko, i tillegg til begrenset gjennomføringsevne og manglende fellesprioriteringer trukket frem som utfordringer i dagens situasjon. I vår vurdering av nullalternativet har prosjektet lagt til grunn at dagens utfordringsbilde forsterkes.

Nullalternativet skal, i henhold til metodikken, beskrive relevante pågående initiativer. Innenfor digitalisering av kraftbransjen kan digitaliseringstiltakene deles inn i tre deler:

- Myndighetspålagte initiativ
- Egne initiativ
- Felles initiativ

I nullalternativet vil forskjellen i digitalisering mellom nettselskapene øke og være avhengig av det enkelte selskaps strategi og prioriteringer. Dette igjen vil gjøre det krevende å utvikle felles applikasjoner fordi nødvendige datasett ikke er tilgjengelig hos alle nettselskap og systemleverandørene vil fortsatt være i førersetet på prioritering og tempo.

Statnett, som TSO, gjennomfører egne prosesser for innsamling av informasjon gitt sine krav og mål uten fokus på helheten fordi signalene fra kraftbransjen er sprikende. Statnett fokuserer derav på sine behov og løsninger.

Myndighetspålagte initiativ

Myndighetene kan stille krav til nettselskapene i lov og forskrift om digital samhandling. Kravene kan komme fra myndighetene selv, eller etter innspill og behov fra bransjen. Uten en samlet bransje er det lagt til grunn at enkelte, mindre digitaliseringsinitiativ gjennomføres av hvert enkelt nettselskap etter pålegg gjennom forskrift fra NVE eller RME. Ingen av digitaliseringsinitiativene har store ambisjonsnivå, og bransjen vil i stor grad avgjøre selv hvilke initiativ som settes i gang. I tillegg vil nødvendige reguleringer være mindre forankret blant nettselskapene.

Egne initiativ

Det legges til grunn at hvert nettselskap gjennomfører egne digitaliseringsinitiativer med fokus på å effektivisere eller øke kvaliteten i egne investeringer og/eller drift. Mindre samarbeidsprosjekt på tvers av nærliggende nettselskaper gjennomføres.

Dette innebærer at prosesser digitaliseres uavhengig av hverandre med lav grad av integrasjon og informasjonsutveksling med andre prosesser.

Felles initiativ

I prosjektet har RME definert nullalternativet til styringsmodellen som den planlagte styringsmodellen som skjer bransjens felles samarbeid i dag. På sikt kan dette bli en god styringsmodell for bransjen, men det vil ta lang tid å etablere gitt tempoet utviklingen har i dag.

Hvilke utfordringer ser vi

1. Begrenset felles forståelse om hva kapasiteten i nettet er

- Nettselskap har manglende informasjon og innsyn i andre deler av nettet enn sitt eget. Informasjonsmodeller er ikke standardi sert
- Forskjellige nettselskaper bruker ulike antakelser i kraftflytanalyse. Det gir varierende resultater som er krevende å sammen likne
- Operative hendelser håndteres akutt basert på et begrenset øyeblikksbilde av situasjonen. Koordinering mellom flere nettselskaper og internt i et selskap tas fra sak til sak

2. Ulike vurderinger rundt akseptabel driftsrisiko

- Det gjøres ulike vurderinger hos ulike nettselskaper rundt hva akseptabel driftsrisiko og kapasitetsutnyttelse er. Dette påvi rker direkte prosesser rundt nettutvikling, driftsplanlegging og operativ drift hos det enkelte nettselskap

3. Lite gjenbruk av informasjon

- Det er lite gjenbruk av informasjon på tvers av prosesser – samme informasjon må registreres og rapporteres flere ganger til ulike nettselskaper og til myndighetene. Dette fører til dobbeltarbeid og skaper usikkerhet rundt hva som er riktig informasjon.
- Mye informasjon formidles manuelt eller muntlig

Kapittel 4
Målbilde og veikart

4. Begrenset gjennomføringsevne og manglende felles prioriteringer

- Mange ulike nettselskaper eier og drifter sine deler av nettet, og gjør sine egne prioriteringer hver for seg. Det er derfor nødvendig at noen tar ansvar for å prioritere og koordinere digitaliseringsinitiativer som treffer på tvers av nettselskapene i kraftbransjen
- Det er behov for å øke gjennomføringsevnen og takten på digitalisering av bransjen

Kapittel 5
Styringsmodell

Innholdsfortegnelse

SAMMENDRAG

1. INNLEDNING

2. PROBLEMBESKRIVELSE

3. METODE

4. MÅLBILDE OG VEIKART

5. GEVINSTANALYSE

6. STYRINGSMODELL OG VIDERE ANBEFALING

Overordnet metodebeskrivelse

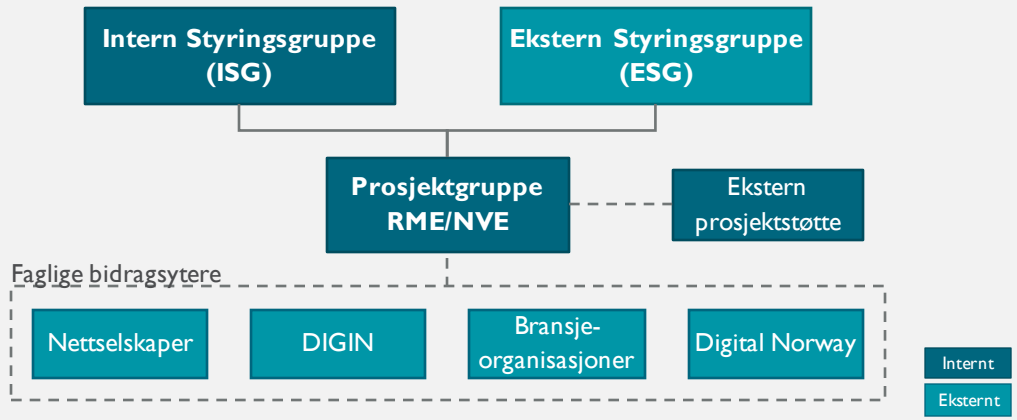
En prosjektgruppe bestående av personer fra RME og NVE har, med ekstern bistand, arbeidet med problemstillingen fra august 2021 til juni 2022. Det har vært et stort fokus på tett involvering av bransjen gjennom hele prosjektets varighet.

Skissen til høyre illustrerer metodikken prosjektgruppen har arbeidet rundt. Input til arbeidet har vært tredelt:

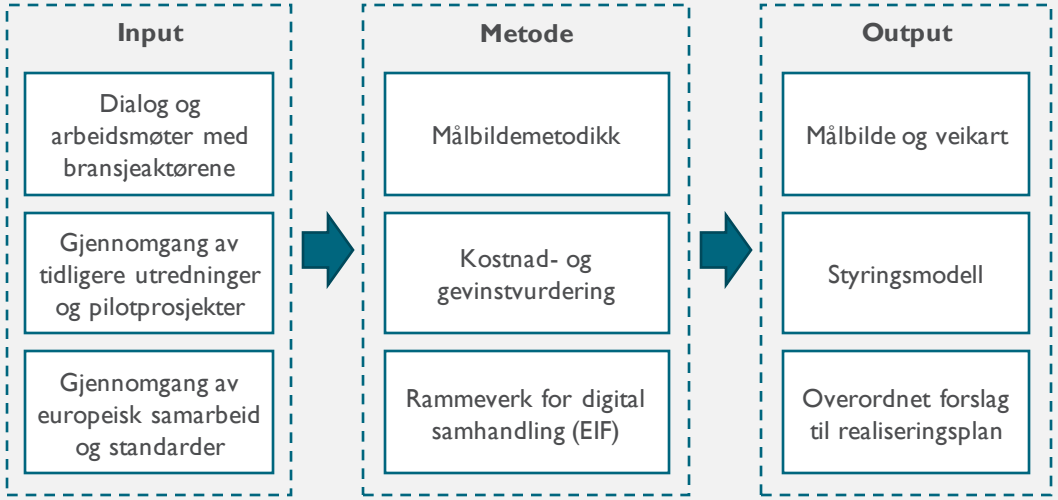
- Den viktigste kilden til informasjon har vært arbeidsmøter og dialog med nettselskapene. Her har prosjektet gjennomført arbeidsmøter med både ledelse og fagfolk i nettselskapene, i tillegg til tett dialog med aktører som DIGIN. Møtene har vært holdt både for å forstå problemstillingene bedre, øke formidlingsevnen rundt disse og for å teste hypoteser med fagfolk som jobber med dem på daglig basis. Prosjektet har også hatt en egen styringsgruppe med ledere fra de største nettselskapene for å bidra til å sette riktig retning på arbeidet.
- I tillegg til direkte dialog med nettselskapene har prosjektet gått gjennom tidligere utredninger (se tidslinje innledningsvis), resultater av TSO/DSO-pilotene som bransjen tidligere har gjennomført og det som foregår i arbeidspakkene i DIGIN. Dette har vært viktig for å forstå sammenhengen mellom problemstillingene.
- Den siste kategorien av input har vært gjennomgang av standarder. Dette har i all hovedsak vært basert på Common Information Model (CIM) og bruken av denne i europeisk samarbeid, særlig gjennom Common Grid Model Exchange Specification (CGMES) og Methodology (CGMM). Dette har vært viktig for å sørge for at løsninger som foreslås ikke blir særnorske, men støtter opp rundt europeisk standardiseringsarbeid.

Metodene er ytterligere beskrevet på de neste sidene.

Prosjektorganisasjon



Prosjektmetodikk



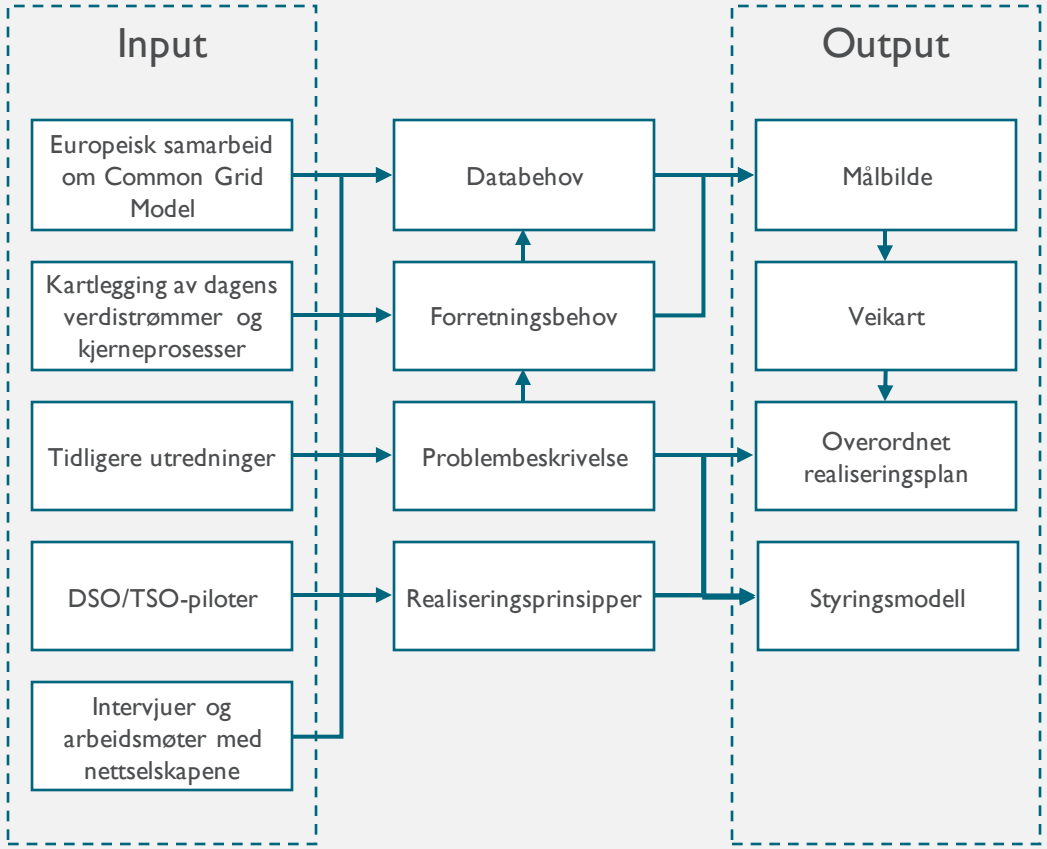
Målbildemetodikk

Prosjektet har basert arbeidet på en målbildemetodikk som illustrert til høyre for å definere målbilde og veikart for digital samhandling.

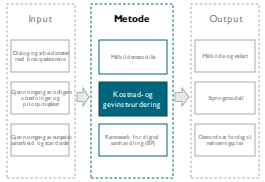
Ved hjelp av ulike input har prosjektet definert opp en problembeskrivelse som har vært grunnlag for det videre arbeidet. Ut i fra problembeskrivelsen har prosjektet utledet forretningsbehov og databehov. Dette har dannet grunnlaget for målbildet.

Målbildet er deretter brutt ned i steg som inngår i et veikart og disse stegene er tegnet inn i en overordnet realiseringsplan.

I tillegg har vi definert et sett med realiseringsprinsipper som legger føringer for den overordnede realiseringsplanen. Disse realiseringsprinsippene er også tatt i bruk for å definere styringsmodellen.



Plussminus-metoden er en metode for å verdsette virkninger (kostnader og gevinster) som ikke kan prissettes i kroner



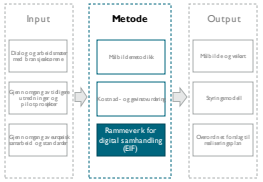
Plussminus-metoden er en kvalitativ metode, som ved hjelp av vurderinger knyttet til betydning og omfang, gir en vurdering av konsekvens for en nytteeffekt eller gevinst.

Betydning: Vurdering av hvor stor del av samfunnet som blir berørt av gevinsten. Kan være liten, middels eller stor.

Omfang: Vurdering av hvor stort omfanget av endringen er *for de som blir berørt* av gevinsten. Vurderes i intet, litt, middels og stort med positivt eller negativt fortegn.

Det viktigste ved bruk av plussminus-metoden er at argumentasjonsrekken for vurderingen er transparent og logisk. Vurder alltid ***betydning*** av nytten før **omfanget**.

		Betydning		
		Liten	**Middels**	**Stor**
Omfang	**Stort positivt**	++ Middels positiv konsekvens	+++ Stor positiv konsekvens	++++ Meget stor positiv konsekvens
	Middels positivt	+ Liten positiv konsekvens	++ Middels positiv konsekvens	+++ Stor positiv konsekvens
	Litt positivt	0 Ubetydelig konsekvens	+ Liten positiv konsekvens	++ Middels positiv konsekvens
	Intet	0 Ingen konsekvens	0 Ingen konsekvens	0 Ingen konsekvens
	Litt negativt	0 Ubetydelig konsekvens	÷ Liten negativ konsekvens	÷÷ Middels negativ konsekvens
	Middels negativt	÷ Liten negativ konsekvens	÷÷ Middels negativ konsekvens	÷÷÷ Stor negativ konsekvens
	Stort negativt	÷÷ Middels negativ konsekvens	÷÷÷ Stor negativ konsekvens	÷÷÷÷ Meget stor negativ konsekvens



Rammeverk for digital samhandling (EIF)

Digital samhandling handler om mer enn teknologi. Digdir sitt anbefalte rammeverk for digital samhandling bygger på European Interoperability Framework (EIF-modellen), og prosjektet har valgt å bruke dette rammeverket for å synliggjøre hva som kreves for å oppnå digital samhandling i mellom nettselskapene.

- Juridisk samhandling skal sikre at organisasjoner kan samhandle. For at organisasjoner kan utvikle og bruke like tjenester og funksjonalitet, må det rettslige grunnlaget for samhandling mellom nettselskapene være på plass.
- Organisatorisk samhandling handler om hvordan samhandlende virksomheter tilpasser verdikjeder/forretningsprosesser, ansvar og forventninger for å oppnå felles mål og fordeler.
- Semantisk samhandlingsevne har å gjøre med betydningsinnhold i dataelementer, relasjonen mellom dem og formatet informasjonen utveksles på.
- Teknisk samhandling sikrer at ulike systemer kan «snakke sammen». Dette krever teknisk standardisering. Området dekker forhold knyttet til applikasjon, data, teknologi og sikkerhet.

https://www.digdir.no/samhandling/rammeverk-digital-samhandling/2148

Juridisk samhandlingsevne (EIF)

Et viktig spørsmål er hvordan rolle- og ansvarsdeling for informasjonsutveksling og -forvaltning på tvers av nett- og bransjeaktører kan rammes inn juridisk. Dette gjelder spesielt når de samme dataene i praksis vil kunne brukes for å løse forskjellige behov og benyttes i ulike prosesser.

Store deler av dagens datautveksling mellom nettselskapene er hjemlet i forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos), energilovforskriften (enf. § 6-1) og direkte gjennom vedtak fattet av myndighetene. Mye er også avtalt bilateralt mellom nettselskapene.

Fos tar utgangspunkt i Statnett sine plikter og rettigheter for å kunne utøve systemansvaret på en samfunnsmessig rasjonell måte. Regulering av informasjonsutveksling i fos omfatter derfor i all hovedsak kun Statnett sitt behov for informasjon.

Det samme gjelder enf. § 6-1 der konsesjonær for anlegg i eller tilknyttet regional- eller transmisjonsnettet plikter å rapportere anleggsdata til systemansvarlig som rapporterer videre til NVE.

Som en del av 3. energimarkedspakke har retningslinjen SO GL (System Operation Guideline) blitt tatt inn i norsk regelverk. SO GL er en europeisk forordning som setter minimumsstandarder for systemsikkerhet, driftsplanlegging og frekvensstyring over hele Europa for å legge til rette for sikker og koordinert systemdrift på tvers av landegrenser.

SO GL vil leve side om side med fos i det norske regelverket.

En del av SO GL er Key Organizational Requirements, Roles and Responsibilities (KORRR*). Hensikten med KORRR er å sikre aktørenes behov for observerbarhet, slik at de har tilstrekkelig informasjon om nettkomponenter, planlagte endringer i driften og i tilknyttet produksjon og forbruk de blir påvirket av.

SO GL adresserer dermed i all hovedsak utveksling av elektrotekniske data. Videre benyttes begrepene TSO og DSO. I denne sammenheng kan vi sette likhetstegn mellom TSO og Statnett, og DSO og nettselskaper.

I dag samles allerede mye av dataene som spesifisert i SO GL inn av Statnett, med utgangspunkt i nevnte hjemler og vedtak. Nettselskapenes behov, omfang og detaljeringsgrad på informasjon er imidlertid større enn behovet Statnett har som netteier og systemansvarlig.

I den uoffisielle oversettelsen av SO GL står følgende i artikkel 40-10:

«DSO-er med et tilknytningspunkt til et transmisjonsnett skal ha rett til å motta relevante strukturelle og planlagte opplysninger samt sanntidsdata fra de berørte TSO-ene og til å samle inn relevante strukturelle og planlagte opplysninger samt sanntidsdata fra de tilgrensende DSO-ene. Tilgrensende DSO-er skal på en samordnet måte fastsette omfanget av de opplysningene som kan utveksles.»

RME mener at dette gir et tilstrekkelig juridisk grunnlag for nettselskapene til å kunne hente og behandle data fra hverandre med formål om å ivareta prosessene rundt driftsplanlegging, operativ drift, nettutvikling og anleggsforvaltning.

* Det norske navnet på metoden er «Viktige organisatoriske krav, roller og ansvar i forbindelse med datautveksling»

Organisatorisk samhandlingsevne (EIF)

I rapporten Fra Brettet til det Smarte Nettet* ble følgende visjon foreslått: *«Alle nettselskap må i dialog med tilknyttede nettselskap og nettkunder ta ansvar for driften av eget nett.»*. Prosjektet har lagt denne visjonen til grunn for vurdering av organisatorisk samhandlingsevne, og mener at det er nødvendig at hvert enkelt nettselskap tar følgende ansvar:

1. Hvert nettselskap bør ta ansvaret for å modellere og forvalte sin del av nettet i henhold til nasjonale retningslinjer for modellering.
2. Hvert nettselskap bør ta ansvaret for å tilgjengeliggjøre sin nettmodell for andre nettselskaper med tjenstlig behov.
3. Hvert nettselskap bør ta ansvaret for å kunne ta i bruk relevante nettmodeller fra andre nettselskap i egne analyser.

Fra sentralt hold mener prosjektet det også er nødvendig at følgende ansvar ivaretas:

4. Det bør være en aktør som tar ansvaret for å forvalte felles standarder.
5. Det bør være en aktør som tar ansvaret for å definere og forvalte nasjonale retningslinjer, forutsetninger, scenarier og metodikk for modellering av nettet.
6. Det bør være en aktør som tar ansvaret for å forvalte og videreutvikle tekniske fellestjenester.
7. Det bør være en aktør som tar ansvaret for at fellestjenester faktisk tas i bruk og følge opp gevinstrealisering av disse.

I tillegg er det behov for at følgende oppgaver ivaretas. Disse oppgavene kan enten gjøres sentralt eller distribuert

8. Sammenstille og kvalitetssikre de forskjellige nettmodellene for å sikre helhet og at de henger sammen.
9. Gjennomføre kraftflyt- og kapasitetsanalyser som går ut over en enkelt nettselskap sitt ansvarsområde i samarbeid med nettselskapene.
10. Videre bør det gjøres en vurdering om man bør ha på plass tydeligere nasjonale retningslinjer for driftsrisiko og akseptabel kapasitetsutnyttelse. Dette er imidlertid et større tema som også treffer visjonen om hvert nettselskap sitt ansvar.

Et utgangspunkt for bedre organisatorisk samhandlingsevne er beskrevet mer i kapittel 5 – Styringsmodell.

* https://www.nve.no/media/9901/fra-brettet-til-det-smarte-nettet.pdf

Semantisk samhandlingsevne (EIF)

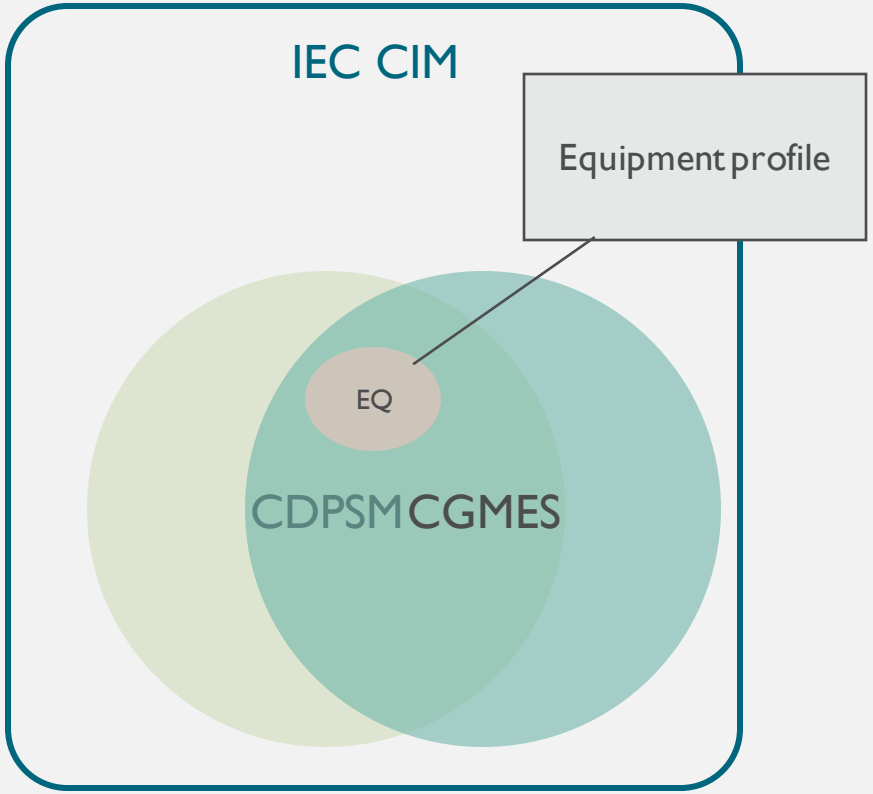
For å utveksle elektrotekniske data, både internt i en virksomhet, men også på tvers av virksomheter, har IEC sin Common Information Model (CIM) pekt seg ut som det eneste reelle alternativet på en standard. Samtidig må det understrekes at listen med standarder relatert til IEC CIM er lang, og bruksområdene til de ulike delene av CIM er forskjellige.

I forbindelse med arbeidet med en felles europeisk nettmodell (CGM), som Statnett er sterkt delaktig i, har ENTSO-E definert en pakke kalt Common Grid Model Exchange Specification (CGMES), bygget på IEC CIM. Denne standarden og metoden er i all hovedsak laget for å støtte opp om felles driftssikkerhet internt i en region, i dette tilfellet for hele Norden, gjennom enhetlig kraftflytanalyse og tilstandsestimering.

DIGIN har i sitt arbeid med CIM Grunnprofil tatt utgangspunkt i CGMES. CGMES inneholder profiler for blant annet utstyr og konnektivitet (**equipment profile**), koblingsbilde (**topology profile**), verdi på trafoinnstilling, innmating- og uttakspunkter (**steady state hypothesis (SSH)**), og resultatet av kraftflytanalysen (**state variables profile**).

På den annen side har Statnett i Autofos tatt utgangspunkt i en annen CIM-basert pakke som heter Common Distribution Power System Model (CDPSM). CDPSM er mer fokusert rundt asset management (anleggsforvaltning), men har høy grad av overlapp med CGMES fra et informasjonsståsted (se illustrasjon til høyre). Man må derfor være bevisste på at det finnes ulike varianter av CIM i forskjellige versjoner. Videre må også versjonering av både IEC CIM (hvor versjon 17 er siste versjon) og CGMES (hvor 3.0 er siste versjon) hensyntas.

CGMES peker seg ut som den mest aktuelle kandidaten for utveksling ifm. kraftflytanalyser. Prosjektet anbefaler derfor at det tas utgangspunkt i arbeidet som DIGIN har gjort rundt Felles Grunnprofil og Statnett med CGMM (se neste side) i det videre arbeidet med CIM for kraftflytanalyse.



IEC CIM består av standardene IEC 61968, IEC 61970 og IEC 62325. Ut i fra disse standardene utleder man såkalte profiler (f.eks. *equipment profile* som beskriver utstyr og konnektivitet i nettet). En profil kan bestå av informasjonselementer definert i CIM, men kan også bestå av utvidelser som ikke er representert i CIM. Med utgangspunkt i profilen kan man utlede informasjonsskjema som IKT-systemer bruker

Common Grid Model Methodology (CGMM)

CGMES er språket brukt for å beskrive den felles europeiske nettmodellen, mens Common Grid Model Methodology (CGMM*) er oppskriften som sier noe om **hvordan** de individuelle nettmodellene (IGMene) skal settes opp og modelleres for ulike scenarier.

IGM er enkelt forklart en nasjonal nettmodell modellert ut fra hvilke deler av det norske nettet som kan ha betydning for driftssikkerheten i våre naboland og/eller påvirke grensekryssende handel hvis utfall eller lignende hendelser skulle inntreffe. På grunn av det norske nettets maskede struktur, utstrekning og oppbygning rundt produksjon, er hele transmisjonsnettet og store deler av regionalnettet fra og med 110 kV, foruten rene forbruksnett i de store byene, tatt med i modellen.

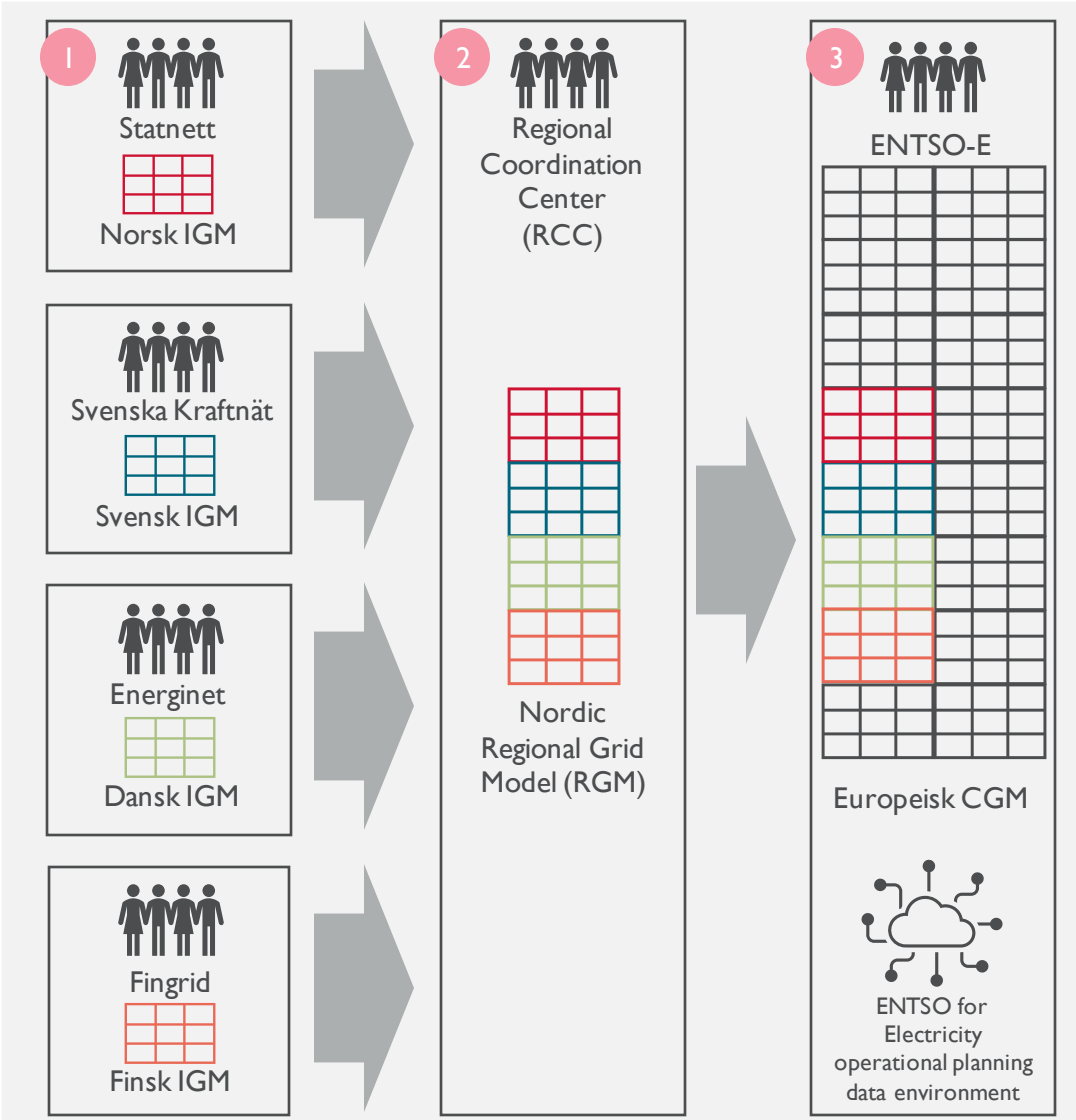
Modellen gir imidlertid ingen verdi i seg selv før scenarier for å beregne kraftflyt i forskjellige tidsaspekt eller situasjoner er definert, og disse er harmonisert slik at IGMen fra de fire nordiske landene kan settes sammen til en felles nordisk CGM. Til dette er det utviklet en omfattende metodisk tilnærming og utførelse.

For eksempel sier metoden spesifikt hvilke scenarier som skal legges til grunn for analyser med forskjellig tidshorisont. Det vil si at alle TSOene må modellere nettet sitt i henhold til felles metodikk og scenarier for at modellene kan sammenstilles.

Ansvaret rundt etableringen av CGM er tredelt (se skisse til høyre):

1. Hver TSO er ansvarlig for å definere den nasjonale IGMen i henhold til den felles metodikken definert i CGMM.
2. I Norden har Regional Coordination Center (RCC) ansvaret for å sette sammen de individuelle nettmodellene til en nordisk modell (RGM), og i samarbeid med TSOene regne ut kapasiteten på nordisk nivå ved bruk av Capacity Calculation Methodology (CCM).
3. ENTSO-E har ansvaret for å sette de regionale modellene sammen til en europeisk CGM. Her ligger også en teknisk løsning der den europeiske nettmodellen er tilgjengelig for TSOene.

Hvis det trekkes en parallell fra den europeiske modellen, vil det være et tilsvarende behov for en felles metode dersom nettselskap i Norge skal modellere sin del av nettet og de aktuelle delene skal kunne settes sammen til en felles modell.



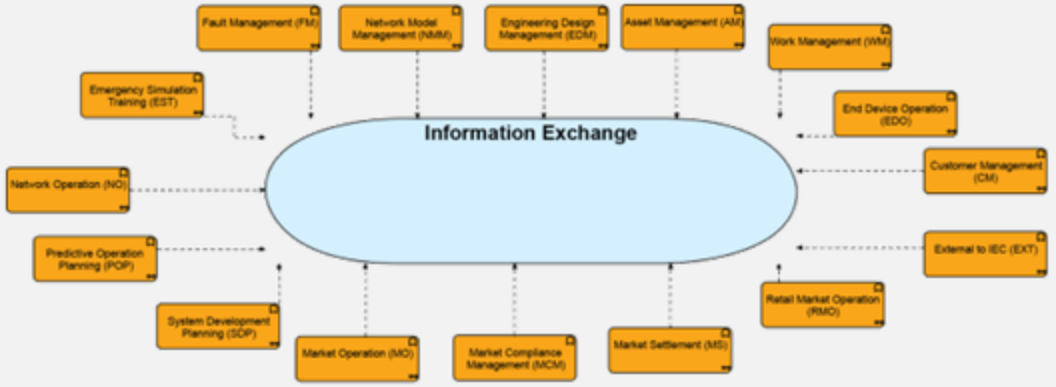
* https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/Implementation/cacm/cgmm-v3.pdf
https://consultations.entsoe.eu/system-operations/common-grid-model/supporting_documents/160204%20CGMMforpublicconsultation.pdf

CIM Interface Reference Model (IRM)

En annen sentral CIM-standard er IEC 61968-1*. En viktig del av denne er CIM Interface Reference Model (IRM). Denne standarden definerer alle relevante forretningsfunksjoner og forretningsobjekter som benyttes i verdistrømmene for kraftsystemet, inkludert transmisjon og distribusjon.

Formålet med denne modellen er å kunne skape en knytning hele veien fra strategiske mål til forretningsfunksjoner og videre ned til applikasjon- og informasjonselementer (profiler). Dette skal sikre at informasjonselementer kan gjenbrukes på tvers av forretnings- og applikasjonsfunksjoner. På den måten har man et grunnlag for å definere fellestjenester på forretning- og applikasjonsnivå.

I standarden CIM IRM er imidlertid ikke verdistrømmene definert. På neste side er forretningsfunksjonene fra CIM IRM knyttet til verdistrømmene for kraftbransjen på øverste nivå. Dette er en forenkling da flere forretningsfunksjoner vil treffe flere verdistrømmer. Denne sammenhengen blir tydeligere på nivå 2 (se nederste bilde til høyre - gule bokser), og på et mer detaljert nivå av verdistrømmer.

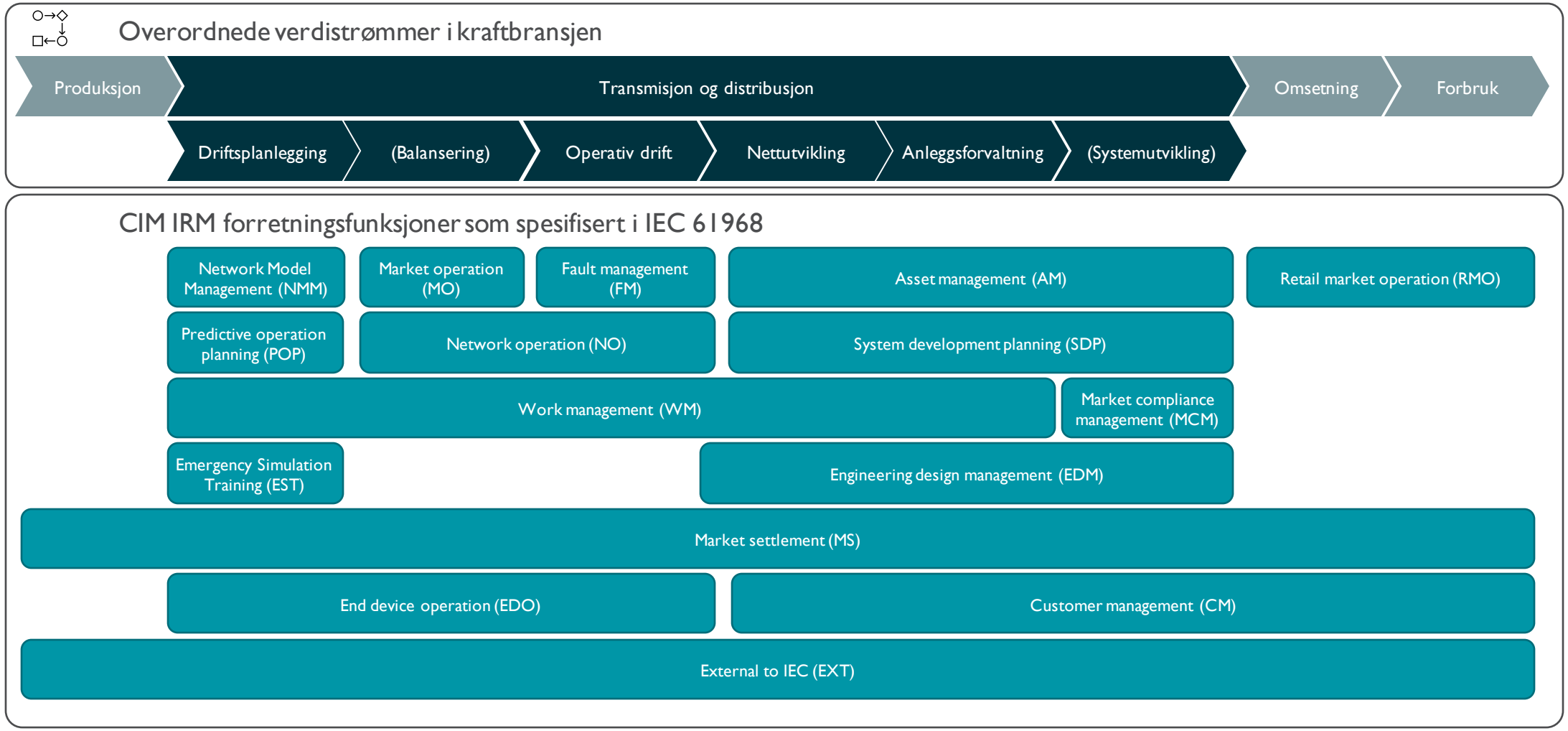


Figur over: Forretningsfunksjonene fra CIM IRM på nivå 1.
Figur under: Forretningsfunksjonene fra CIM IRM på nivå 2
Begge bildene er hentet direkte fra IEC 61968.

* https://webstore.iec.ch/publication/32542

Knytning av kraftbransjens verdistrømmer mot CIM IRM

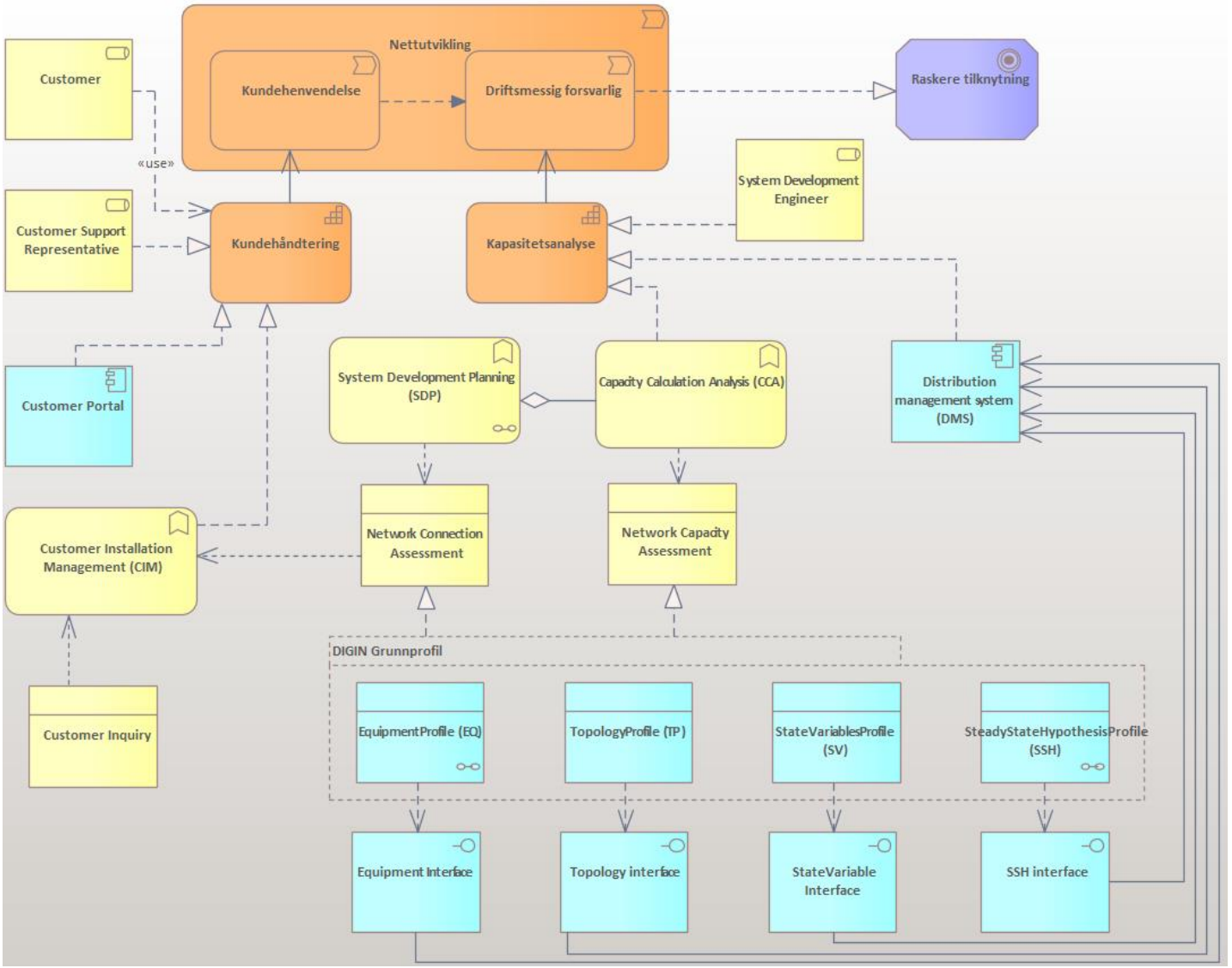
I skissen under er forretningsfunksjonene i CIM IRM knyttet opp mot verdistrømmene i kraftbransjen. Tegningen leses ved å se på verdistrøm øverst, og deretter vertikalt på hvilke forretningsfunksjoner som treffer verdistrømmen. Der forretningsfunksjonene treffer mange verdistrømmer skyldes det enten at denne forretningsfunksjonen i praksis treffer flere verdistrømmer, men det kan også skyldes at den har mer fingranulerte forretningsfunksjoner på nivå 2 som treffer ulikt.



Eksempel på knytningen mellom CIM IRM og DIGIN Grunnprofil opp mot verdistrøm

I eksempelet på høyre side er det tatt utgangspunkt i verdistrømmen «Nettutvikling» og to av de mer fingranulerte verdistrømmene «kundehenvendelse» og «driftsmessig forsvarlig». For å kunne gjennomføre en evaluering av om en henvendelse er driftsmessig forsvarlig, trengs evnen (kapabiliteten) til å gjøre kapasitetsanalyse. En kapasitetsanalyse er iht. CIM IRM beskrevet som forretningsfunksjonen «Capacity Calculation Analysis». For å kunne gjøre denne funksjonen trenges forretningsobjektet «Network Capacity Assessment» som også er beskrevet ihht. CIM IRM. Koblingen ned mot DIGIN Grunnprofil kommer her ved at profilene «Equipment», «Topology», «State Variables» og «Steady State Hypothesis» brukes. Disse kan for eksempel brukes gjennom Distribution Management System (DMS) som igjen er nødvendig for å kunne levere på evnen «kapasitetsanalyse».

Brukt notasjon er Archimate 3.1*.



* https://pubs.opengroup.org/architecture/archimate3-doc/apdxa.html

Teknisk samhandlingsevne (EIF)

Det finnes i prinsippet to tilnærminger til løsning for teknisk samhandling mellom aktørene:

1. En sentralisert teknisk løsning der nettselskapene laster opp avtalte data til en sentral løsning, og der man kan hente nødvendige data fra. En slik løsning kan på mange måter sammenlignes med hvordan Elhub fungerer for advanced metering system (AMS) data der man også har en sentral organisasjon som har ansvaret for løsningen.
2. En distribuert teknisk løsning der data ligger hos hver nettselskap, men hentes ved behov. En slik løsning vil også ha behov for sentrale fellestjenester og dermed også sentraliserte roller slik at man skal måtte slippe å gjøre punkt-til-punkt integrasjoner med n antall ulike selskaper for å hente data.

Gjennom DIGIN-samarbeidet har det blitt utarbeidet et forslag til en målarkitektur for bransjen som baserer seg på en distribuert løsning, men med enkelte sentrale tekniske fellestjenester. Denne er imidlertid på et generisk nivå og tar ikke høyde for hvilke data som skal utveksles eller hva dataene skal brukes til.

Som beskrevet tidligere vil det være forskjeller på både oppdateringsfrekvens og datavolum for en kraftflytanalyse gjennomført året før (year-ahead), sammenlignet med en kraftflytanalyse på hvordan kapasiteten ser ut døgnet før driftstimen (day-ahead).

I tillegg er det forskjell på en kraftsystemmodell som et dataregister, og en kraftsystemmodell som en simuleringsmodell for kraftflytanalyse. Dette vil direkte påvirke valg av løsning.

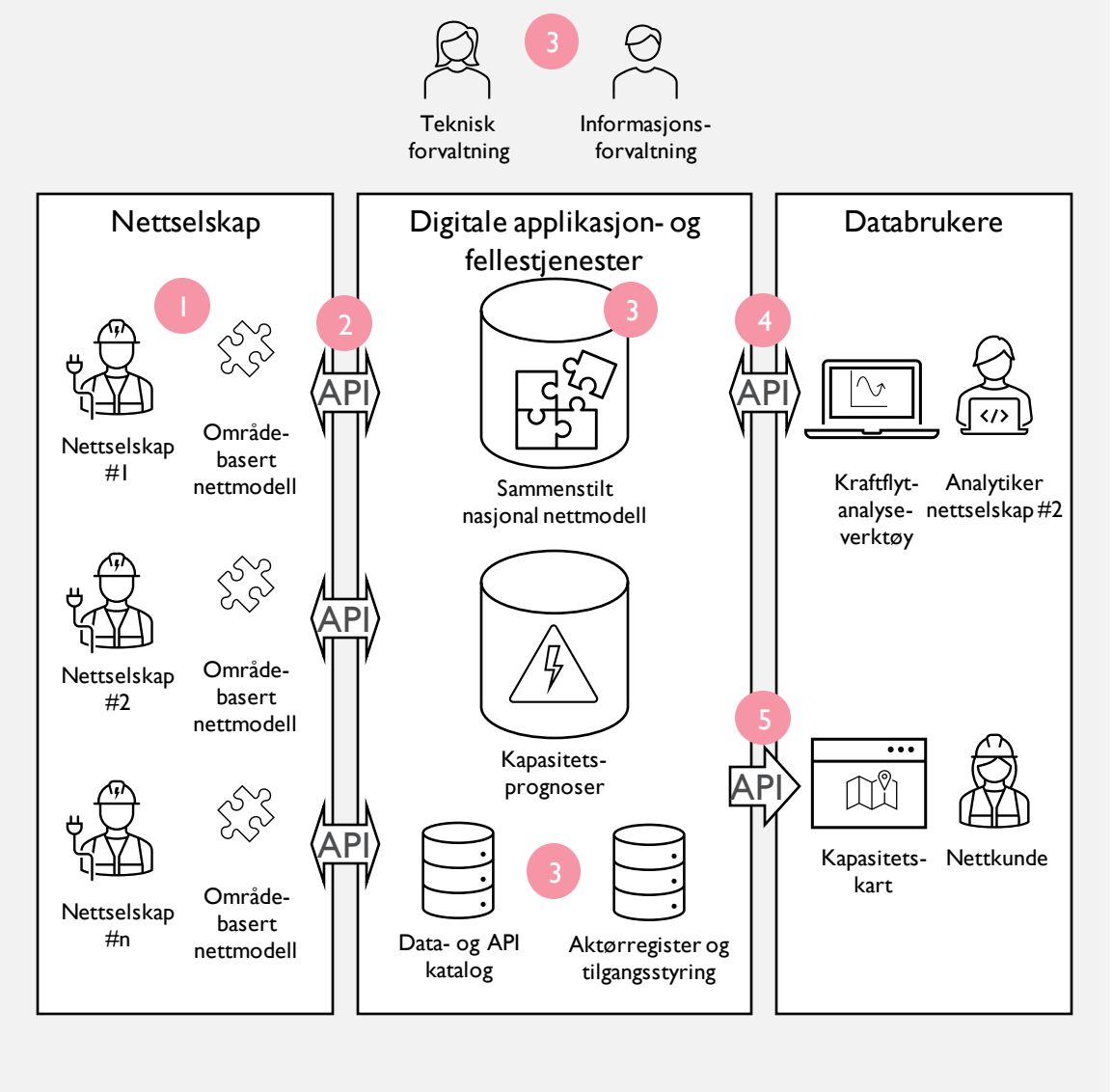
I beskrivelsen av veikartet for målbilde (kapittel 4) foreslås det en stegvis utvikling som starter med en delingsløsning for nettmodell og deretter utvider til analytiske use case for year-ahead analyse, som på sikt også må legge til rette for å håndtere kraftsystemmodeller for analyser på month-ahead og day-ahead.

Dette gjør at behovet for tekniske løsninger vil endres ettersom behov, oppdateringsfrekvens og datavolum øker.

Alternativ #1 – sentralisert datadelingsløsning

For å synliggjøre ansvarsforholdet mellom nettselskapene i en sentralisert datadelingsløsning benyttes figuren til høyre som illustrasjon. Figuren er en forenkling.

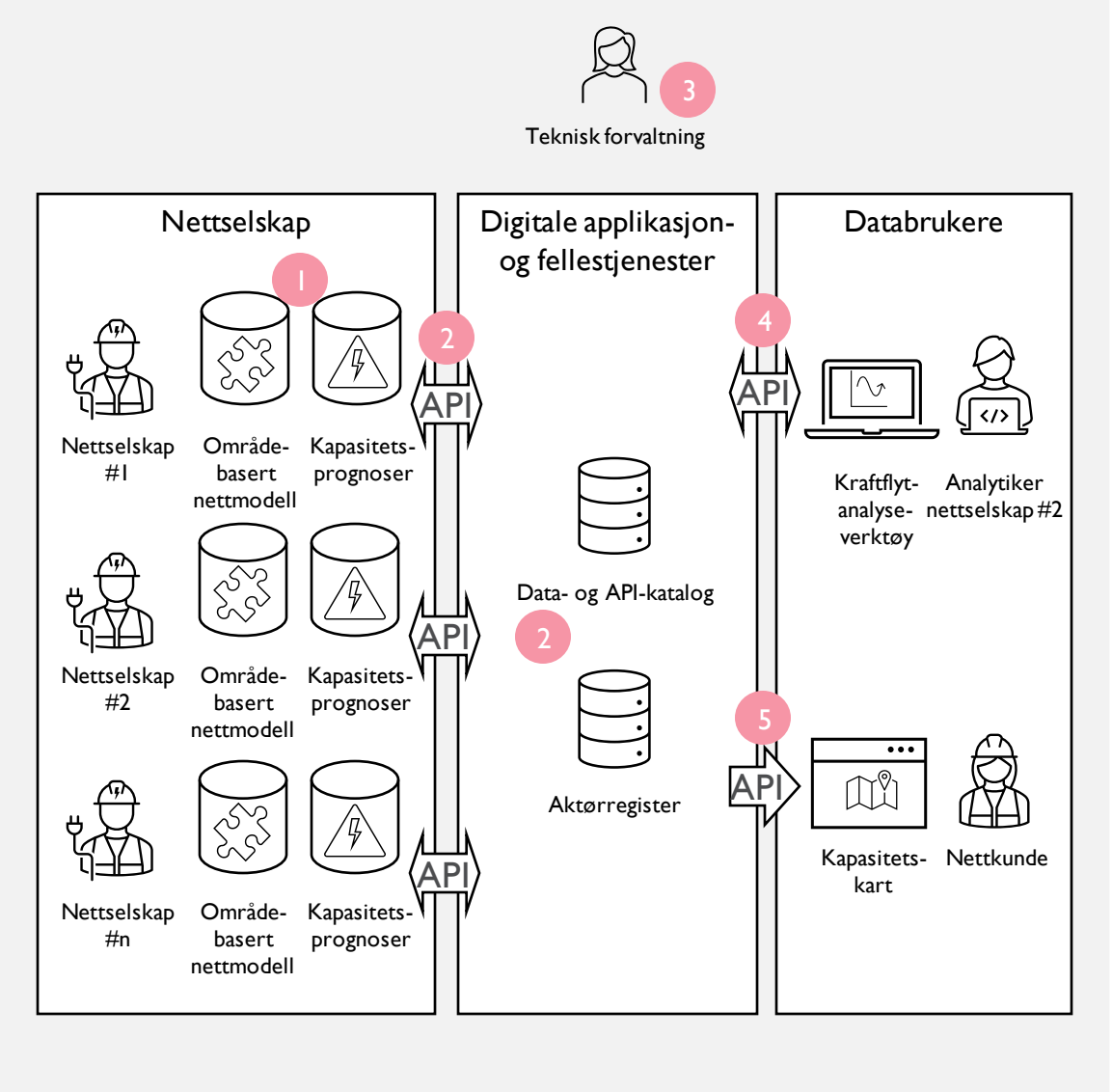
1. De ulike nettselskapene har et ansvar for å modellere sin del av nettet på et standardisert format
2. De områdebaserte nettmodellene skal så leveres gjennom standardiserte grensesnitt til en sentral løsning. Hvert nettselskap vil også kunne hente informasjon fra den sentraliserte løsningen til bruk i egne systemer.
3. I den sentrale løsningen har man et ansvar for å gjøre en kvalitetssikring og en sammenstilling av de mottatte nettmodellene, i tillegg til å gjøre den sammenstilte nettmodellen tilgjengelig for databrukere gjennom definerte grensesnitt. Her har man også et ansvar for å drive tilgangsstyring.
4. Analytikere som gjør kraftflytanalyse i hvert nettselskap vil benytte standardiserte grensesnitt for å hente inn modellen til sitt verktøy. Output av analysen vil gjøres tilgjengelig både internt i nettselskapet, men også som kapasitet knyttet til nettmodellen i sentralisert løsning.
5. Applikasjoner som benytter nettmodell og kapasitet (her eksemplifisert ved en digital fellestjeneste «kapasitetskart») vil benytte standardiserte grensesnitt for å hente nødvendig informasjon som bruker etterspør.



Alternativ #2 – distribuert datadelingsløsning

For å synliggjøre ansvarsforholdet mellom nettselskapene i en distribuert datadelingsløsning benyttes figuren til høyre som illustrasjon. Figuren er en forenkling.

1. Hvert nettselskap har et ansvar for å sørge for at sin del av nettmodellen er tilgjengelig gjennom et predefinert grensesnitt. Dette gjelder også for andre data som kapasitetsprognoser.
2. Hvert nettselskap har et ansvar for å drive tilgangsstyring på sine grensesnitt, men kan bruke et felles aktørregister her. Videre har hvert nettselskap et ansvar for å oppdatere sentral data- og API katalog for å synliggjøre for databrukere at data er tilgjengelig.
3. Det må finnes en rolle som tar ansvaret for teknisk forvaltning av de digitale samhandlingskomponentene
4. En analytiker som skal ha tilgang til den nasjonale nettmodellen kan bruke data- og API katalogen for å finne delene av nettmodellen som han trenger. Analytiker må selv ta et ansvar for å sammenstille og kvalitetssikre at data er sammenstilt.
5. Applikasjoner som benytter nettmodell og kapasitet (her eksemplifisert ved en digital fellestjeneste «kapasitetskart») vil benytte standardiserte grensesnitt for å hente nødvendig informasjon fra data- og API katalogen og deretter hente de faktiske opplysningene gjennom grensesnittene som hvert nettselskap har gjort synlig.



Innholdsfortegnelse

SAMMENDRAG

1. INNLEDNING

2. PROBLEMBESKRIVELSE

3. METODE

4. MÅLBILDE OG VEIKART

5. GEVINSTANALYSE

6. STYRINGSMODELL OG VIDERE ANBEFALING

Målbildet for digital samhandling skal realiseres stegvis, men det legges til grunn at prioriteringer vil endres og at det må jobbes aktivt både med veikart og målbilde

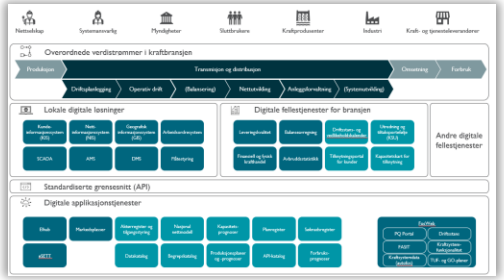
Oppsummering

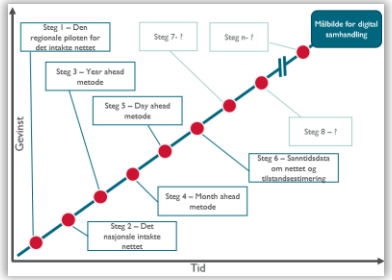
Dette kapittelet beskriver

- et forslag til målbilde for digital samhandling
- et forslag for hvordan målbildet kan realiseres gjennom et overordnet veikart.

Målbildet skal knytte verdistrømmer til databehov, og er basert på forretningsbehovene som er identifisert på bakgrunn av dialog med nettselskapene. Målbildet slik det er representert er en begynnelse. Det må utvikles og utvides over tid av bransjen, og det antas at veikartet også vil endres og utvides ettersom målbildet og prioriteringer endres.

Beskrivelsene er forsøkt laget på et slikt nivå at de skal kunne forstås av forskjellige roller og av ulike bransjeaktører.





Overordnet beskrivelse av målbildet

Figuren på neste side illustrerer målbildet for digital samhandling og leses best fra toppen.

Øverst kategoriseres forskjellige **aktører** i bransjen. Disse aktørene har ulike roller knyttet til de overordnede **verdistrømmene** som kraftbransjen jobber rundt. Hver aktør har sine egne **(lokale) digitale løsninger**. Løsningene er utviklet over mange år og brukes for å støtte opp og utføre arbeidsprosesser og aktiviteter selskapene bedriver.

I tillegg til de lokale digitale løsningene har bransjen tatt i bruk eller utrykt ønsker for nye **digitale fellestjenester** som skal støtte opp rundt definerte arbeidsprosesser på tvers av aktørene. Disse digitale fellestjenestene er enten bygget på, eller bør bygges på toppen av **digitale applikasjonstjenester**.

Forskjellen mellom disse to konseptene er at de digitale fellestjenestene kan sees på som sluttbrukerløsninger som benyttes direkte inn i en prosess, mens de digitale applikasjonstjenestene er løsninger som enten er en datadelingstjeneste og/eller tilbyr teknisk funksjonalitet som gjør at digitale fellestjenester eller lokale digitale løsninger fungerer bedre. Et eksempel på dette er den digitale fellestjenesten «Balanseavregning» som benytter de digitale applikasjonskomponentene «Elhub» og «eSett» for å løse dette.

Det er derfor behov for **standardiserte grensesnitt (APIer)** mellom applikasjonstjenestene og de digitale fellestjenestene, og mellom applikasjonstjenestene og de lokale digitale løsningene.

Videre er **andre digitale fellestjenester** inkludert. Eksempler på dette kan være værvarslinger eller kartdata. Ytterligere beskrivelse av hver komponent kommer på siden etter figuren.

Finnes i dag

Finnes ikke i dag

Overordnet målbilde for digital samhandling

Nettselskap | Systemansvarlig | Myndigheter | Sluttbrukere | Kraftprodusenter | Industri | Kraft- og tjenesteleverandører

Overordnede verdistrømmer i kraftbransjen

Produksjon → Transmisjon og distribusjon → Omsetning → Forbruk

Driftsplanlegging | Operativ drift | (Balansering) | Nettutvikling | Anleggsforvaltning | (Systemutvikling)

Lokale digitale løsninger

- Kunde-informasjonssystem (KIS)
- Nett-informasjonssystem (NIS)
- Geografisk informasjonssystem (GIS)
- Arbeidsordresystem
- SCADA
- AMS
- DMS
- Flåtestyring

Digitale fellestjenester for bransjen

- Leveringskvalitet
- Balanseavregning
- Driftsstans- og vedlikeholdskalender
- Utredning og tiltaksportefølje (KSU)
- Finansiell og fysisk krafthandel
- Avbrudd- og feilstatistikk
- Tilknytningsportal for kunder
- Kapasitetskart for tilknytning

Andre digitale fellestjenester

Standardiserte grensesnitt (API)

Digitale applikasjonstjenester

- Elhub
- Markedsplasser
- Aktørregister og tilgangsstyring
- Nasjonal nettmodell
- Kapasitets-prognoser
- Planregister
- Søknadsregister
- eSETT
- Datakatalog
- Begrepskatalog
- Produksjonsplaner og -prognoser
- API-katalog
- Forbruks-prognoser

Fosweb

- PQ Portal
- Driftsstans
- FASIT
- Kraftsystem-funksjonalitet
- Kraftsystemdata (autofos)
- TUF- og GO-planer

Overordnet målbilde for digital samhandling

Fellesnevneren for alle prosessene i kraftbransjen er at de tar utgangspunkt i ett system med et sammenhengende nett som binder alle nettselskapene sammen. En av de viktigste egenskapene i kraftsystemet, og det alle nettselskapene har et forhold til, er kapasitet. Kapasitet må som tidligere nevnt prognostiseres. Hvilke data man har tilgjengelig og hvilke valg man gjør som en del av kraftflytanalysen vil i stor grad påvirke resultatet (dvs. prognostisert tilgjengelig kapasitet). Det norske kraftsystemet bør derfor være modellert på en enhetlig måte og det bør være en enhetlig forståelse av hva faktisk prognostisert kapasitet er ved ulike tidspunkt slik at utgangspunktet er det samme.

I første del av veikartet har vi valgt å fokusere på å oppnå en bedre forståelse av kapasiteten i det norske kraftsystemet, med en områdevis tilnærming og håndtering. Kunnskapsgrunnlaget og metodikken herfra kan deretter brukes videre i forskjellige arbeidsprosesser adressert i et bredere og mer overordnet veikart.

Første del av veikartet er starter derfor med stegene for å etablere en nasjonal nettmodell. Dette kan senere utvides med fellesmetoder for kraftflytanalyser. En nasjonal nettmodell vil være et informasjonsgrunnlag som kan gjenbrukes på tvers av prosesser, lokale digitale løsninger og digitale fellestjenester.

Alternativet er å fortsette som i dag – dvs. at hvert enkelt selskap eller hvert prosjekt som skal opprette en fellestjeneste må samle inn og definere dette informasjonsgrunnlaget selv. Dette har vist seg å føre til mye dobbeltarbeid, dårlig datakvalitet og lite synlighet i hva reell kapasitet i nettet egentlig er, blant annet fordi snitt hvor kapasitet blir definert går på tvers av eiergrenser og det ikke er mulig å ettergå andres analyser.

Digitale samhandlingskomponenter

- Elhub
- Kraftbørser
- Aktørregister og tilgangsstyring
- **Nasjonal nettmodell**
- **Kapasitets-prognoser**
- Planregister
- Søknadsregister
- eSETT
- Datakatalog
- Begrepskatalog
- Produksjonsplaner og -prognoser
- API-katalog
- Forbruks-prognoser

FosWeb
- PQ Portal
- Driftsstans
- FASIT
- Kraftsystem-funksjonalitet
- Kraftsystemdata (autofos)
- TUF- og GO-planer

Digitale fellestjenester for bransjen

Driftsstans- og vedlikeholdskalender
Mulig fremtidig tjeneste der aktører med tjenstlig behov kan se alle planlagte driftsstanser og vedlikehold som skal gjennomføres i relevante deler av kraftsystemet. Informasjonen er knyttet til den nasjonale nettmodellen og vil kunne gjøre det enklere å planlegge driftsstanser av varierende omfang for nødvendig vedlikehold- eller feilrettingsarbeid.

Utredning- og tiltaksportefølje (KSU)
Nettselskapene forvalter utredningsporteføljer som favner analyser som omsetter behov til konsepter, og en tiltaksportefølje ivaretar reisen fra konsept til et idriftsatt tiltak. Første versjon av løsningen er under utvikling. I fremtiden skal og drivere for endringer (tilstand og prognoser) bli en del av den digitale løsningen. Nasjonale nettmodellen og en bransjefelles digital tilknytningsprosess vil være sentral for å kunne utvikle gode løsninger på sikt.

Kapasitetskart for tilknytning
Kundetjeneste der kunder kan se i et kart hvor det er tilgjengelig kapasitet i nettet. Tjenesten er foreløpig under planlegging og er planlagt basert på en manuell innsamling av kapasitetsdata. Det antas at standardisert informasjon om kapasitet og nettmodell er nødvendig på sikt.

Tilknytningsportal for kunder
Mulig fremtidig kundetjeneste der kunder kan søke om tilknytning ett sted uavhengig av hvem som er ansvarlig for det aktuelle nettområdet. Det antas at standardisert informasjon om nettmodell er nødvendig for å etablere en slik tjeneste.

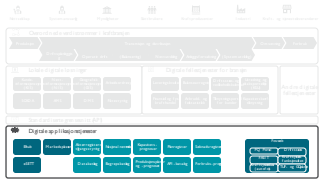
Leveringskvalitet
Eksisterende tjeneste for registrering og tilgjengeliggjøring av data knyttet til leveringspålitelighet, spenningskvalitet og tilhørende forskriftsbrudd i kraftsystemet for alle konsesjonsområder.

Finansiell og fysisk krafthandel
Kraftmarkedet kan overordnet deles i finansielle og fysiske markeder. I det finansielle markedet handles finansielle kontrakter, brukt for risikostyring og trading, som ikke er knyttet til en fysisk leveranse av kraft. I de fysiske markedene (engros og regulerkraft) sikres den momentane balansen mellom forbruk og produksjon frem mot og i driftstimen.

Balanseavregning
Eksisterende tjeneste som sørger for at all innmating og alt uttak av elektrisk energi blir korrekt avregnet. Dette sikrer at de produksjons- og forbruksvolumer som er avtalt gjennom markedene stemmer overens med det som ble levert og forbrukt. Dette rapporteres til eSett som tar seg av ubalanseoppgjøret.

Avbrudd- og feilstatistikk
RME gir hvert år ut oppdatert statistikk for avbruddsdata, og Statnett som systemansvarlig gjør det samme for feilstatistikk. Førstnevnte baseres på årlig innrapportering av data fra norske nettselskap, mens sistnevnte registreres og rapporteres fortløpende via FASIT.

Digitale applikasjonstjenester



Nasjonal nettmodell:
En nettmodell er enkelt forklart en digital representasjon av nettet. I denne sammenheng menes den elkraftekniske oppbyggingen av aktuelle spenningsnivå i det nasjonale nettet, og hvordan det er eller kan kobles sammen. Det vil si en modell som inneholder data om elektriske komponenter og deres relasjon (innenfor et spesifisert område), hvor både attributter, navnekonvensjon, struktur og format er standardisert.

Kapasitetsprognoser
Kapasitetsprognoser er prognostiserte verdier for tilgjengelig kapasitet på et definert punkt eller snitt i nettet. Denne er dermed knyttet til nettmodellen. Kapasitetsprognoser regnes ut fra kraftflytanalyser. For prognoser lengre frem i tid må det legges mye forutsetninger om forventet forbruk og produksjon til grunn.

Produksjonsprognoser
Produksjonsprognoser er prognostiserte data om hvor mye produksjon (effekt inn) man forventer på definerte tidspunkt. Produksjonsprognoser bør være knyttet til nasjonal nettmodell. Dagen før leveranse vil produksjonsplan for kraftverk bli tilgjengelig for hvert aggregat, og ikke per stasjonsgruppe som i dag.

Forbruksprognoser
Forbruksprognoser er prognostiserte data om hvor høyt forbruk (effekt ut) man forventer på definerte tidspunkt. Forbruksprognoser bør være knyttet til nasjonal nettmodell.

Utredningsportefølje
Mulig fremtidig register som inneholder analyser som omsetter behov (kapasitet, forbruk, produksjon, nettets tilstand) til løsningskonsepter. Konseptene ligger til grunn for konkrete nett-tiltak i tiltaksporteføljen.

Tiltaksportefølje
Mulig fremtidig register som inneholder informasjon om fremtidige nett-tiltak. Registeret bør minimum inneholde alle planlagte nett-tiltak som endrer den nasjonale nettmodellen. Tiltakene gir grunnlag for å definere fremtidsmodeller.

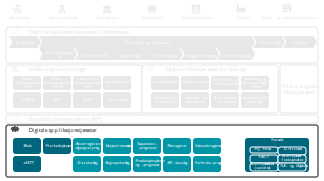
API-katalog
Mulig fremtidig katalog som inneholder metadata om hvilke grensesnitt (APIer) som er tilgjengelig, i tillegg til informasjon om endepunkter, protokoller, autentisering osv.

Begrepskatalog
Mulig fremtidig katalog som inneholder fellesbegreper for bransjen.

Datakatalog
Mulig fremtidig katalog som inneholder metadatabeskrivelser av datasett med tilhørende informasjon om eierskap, grensesnitt o.l. som er tilgjengelig i økosystemet for kraftbransjen. Data kan ligge sentralt eller desentralisert.

Aktørregister
Mulig fremtidig register som inneholder informasjon om aktørene i bransjen, som rolle, attributter, rettigheter og plikter etc. Registeret vil f. eks. kunne brukes som grunnlag for tilgangsstyring til det som kalles «Berørte konsesjonærer» i driftstansplanlegging i dag.

Digitale applikasjonstjenester (forts)



Markedsplasser
Nasdaq OMX Commodities tilbyr en markedsplass for handel av finansielle instrumenter i Norden. Dette er kontrakter som gjøres opp finansielt og er ikke knyttet til en fysisk kraftleveranse.

Det fysiske-, eller engrosmarkedet for kraft deles i tre basert på leveransehorisont; day-ahead-, intradag- og balansemarkedet. I day-aheadmarkedet handles kontrakter på auksjon med fysisk leveranse av kraft time for time påfølgende døgn. Balansen mellom tilbud (produksjon) og etterspørsel (forbruk) blir i stor grad sikret her. Men det kan oppstå endringer etter auksjonstidspunktet som gjør at aktørenes faktiske produksjon eller forbruk blir annerledes enn deres posisjon i day-aheadmarkedet, som endrede værforhold, driftshendelser etc. Derfor har aktørene mulighet til å handle seg i balanse i intradagmarkedet. Her handles det kontinuerlig i tidsrommet mellom klareringen i day-aheadmarkedet og frem til én time før driftstimen. Både Nord Pool og EPEX Spot tilbyr markedsplasser for day-ahead og intradag krafthandel i Norden.

Dersom ubalansen vedvarer inn i driftstimen eller oppstår her kan systemansvarlig benytte balansemarkedene til å regulere produksjon og/eller forbruk opp eller ned gjennom å aktivere anmeldte regulerkraftressurser (regulering av fleksibelt forbruk er noe mindre tilgjengelig). I Norden deles balansemarkedene inn i primærreserver (FCR), sekundærreserver (FRR-A) og tertiærreserver (FRR-M). Primær- og sekundærreserver aktiveres automatisk som følge av endringer i frekvensen, mens tertiærreservene aktiveres manuelt. I Norge driftes balansemarkedene av Statnett. Aktørene kan også inngå bilaterale kontrakter om kjøp og salg av kraft til avtalt pris, volum og tidsperiode for levering.

Planregister
Mulig fremtidig register som inneholder informasjon om alle planlagte driftsstanser og vedlikeholdsarbeid. Planregister bør være knyttet til nasjonal nettmodell

Søknadsregister
Mulig fremtidig register som inneholder alle tilknytningssøknader.

Fosweb*
Innrapportering- og kommunikasjonsløsning mellom alle konsesjonærer for elektriske anlegg og Statnett som systemansvarlig. Fosweb består av flere komponenter:

- PQ Portal
- Driftsstans
- FASIT
- Kraftsystemfunksjonalitet
- Kraftsystemdata (Autofos)
- TUF- og GO-planer

Elhub
Løsning eid og forvaltet av Statnett for å samle inn, avregne og distribuere AMS-data.

eSett
Felles avregningssentral for nordisk balanseavregning (NBS) for Finland, Norge og Sverige innført i 2017 med formål om å redusere etableringsbarrierer for balanseansvarlige og kraftleverandører som ønsker å tilby tjenester i flere land.

* https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/fosweb/

Omfang av nasjonal nettmodell og kapasitetsprognoser

For å etablere en nasjonal nettmodell og bedre forståelsen av kapasitet i nettet mener prosjektet at følgende elementer må på plass:

- Én standardisert måte å modellere nettet på regional- og transmisjonsnivå ved bruk av IEC CIM.
- Hver nettselskap må ha forbedret datakvalitet på egne data om nettet.
- Felles scenariobasert tilnærming for kraftflytanalyse med utgangspunkt i samme predefinerte scenarioer.
- Felles forståelse på tvers av nettselskap for hva det intakte nettet er og hva som inngår i det intakte nettet.
- Definert observerbarhetsområde for det enkelte nettselskap i forbindelse med kraftflyt-, utfall- og driftsstansanalyser.
- Sammenstilling av områdebaserte nettmodeller som alle relevante bransjeaktører har tilgang til og som oppdateres iht. predefinerte scenarioer.
- Bedre forståelse av kapasitetsutnyttelsen i det norske nettet for definerte scenario.
- Knytte de områdebaserte nettmodellene opp mot nasjonal IGM, som igjen inngår i den europeiske Common Grid Model (CGM).

Tidspunktet for når og hvordan punktene over bør arbeides med, og på sikt kan implementeres, presenteres i veikart på de neste sidene.

De forskjellige stegene er satt opp med en beskrivelse av hva forslaget innebærer, antatte aktiviteter som er nødvendige å gjennomføre og forventede gevinster tilhørende disse. Videre følger involverte aktører, hvem som er ansvarlig for hva og nødvendige forutsetninger.

Veikart

Prosjektet foreslår en tilnærming med seks ulike steg der hvert steg bygger videre på løsninger etablert i det foregående, men som også tar hensyn til at nettselskapene skal kunne bygge opp kompetanse underveis og ha mulighet for uttesting av ulike use case. I tillegg er det antatt en økende grad av kompleksitet i informasjonsutvekslingen jo lengre ut i veikartet man kommer.

Steg 1: Her vil det gjennomføres en pilot innenfor et geografisk område der målet er å etablere en regional nettmodell som beskriver det intakte nettet på en enhetlig måte innenfor dette området.

Steg 2: Her vil piloten breddes og målet er å etablere områdebaserte og/eller en nasjonal nettmodell for det intakte nettet.

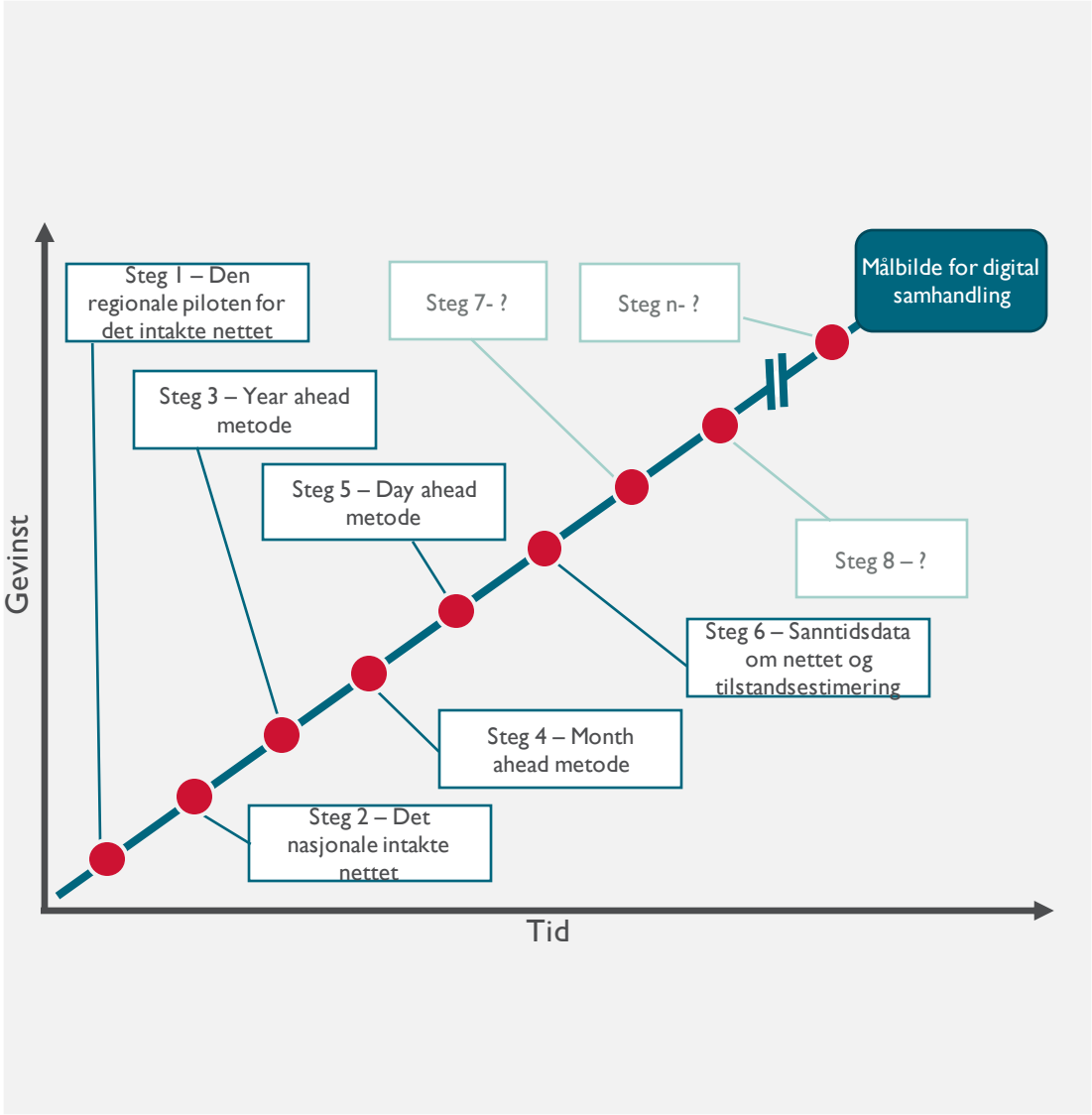
Steg 3: Dette steget tar utgangspunkt i arbeidet med å etablere en felles metodikk, scenarier og løsning for year-ahead analyse. Dette bør kunne brukes som grunnlag for den norske modellen inn i den europeiske felles nettmodellen (CGM), og brukes som grunnlag for analyse ifm. tilknytning.

Steg 4: Dette steget tar utgangspunkt i arbeidet med å etablere en felles metodikk, scenarier og løsning for month-ahead analyse. Dette bør kunne brukes som grunnlag for den norske modellen inn i den europeiske felles nettmodellen (CGM)

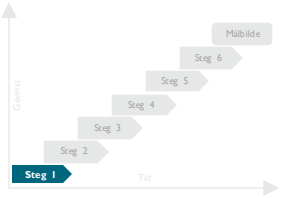
Steg 5: Dette steget tar utgangspunkt i arbeidet med å etablere en felles metodikk og løsninger for day-ahead analyse.

Steg 6: Dette steget tar utgangspunkt i driftsøyeblikket og fokuserer på utveksling av sanntidsdata om nettet mellom nettselskapene, samt bruke disse dataene til tilstandsestimering av nettet.

På de neste sidene er hvert av disse stegene beskrevet i mer detalj.



Steg 1 – Den regionale piloten for det intakte nettet



Beskrivelse

Formålet med dette steget er å etablere en nettmodell for transmisjonsnettet og regionalnettet innenfor et definert geografisk område ved bruk av CIM Grunnprofil. Det er dermed snakk om å lage et snapshot av hvordan det intakte nettet ser ut i normalsituasjon.

I steg 1 bør det gjennomføres en pilot der hver enkelt nettselskap er ansvarlig for å modellere sin del av nettet. Deretter et arbeid i felleskap for å samle erfaringer på hvordan det er å sammenstille nettmodeller skapt av ulike nettselskaper til en større modell, i tillegg til å se hva som skal til for å ta i bruk nettmodellen i egen kraftflytanalyse.

Forventede gevinster

I all hovedsak læring og kunnskap for nettselskapene involvert i piloten om hvordan nettet modelleres vha. CIM. I tillegg vil man ved å sammenstille modellene kunne identifisere eventuelle fallgruver og utfordringer med dette arbeidet. For deltakerne vil man sannsynligvis også få en bedre forståelse av hvilke data man har i hvilke systemer – og hvilket observerbarhetsområde man trenger å se på. Videre vil det sende et tydelig signal til leverandørindustrien rundt hvordan man ønsker å modellere nettet i Norge.

Antatte aktiviteter for å gjennomføre steget

Aktivitet	Ansvarlig
Beslutte gjennomføring av steg 1	Fellesaktivitet
Definere område og aktører for pilotprosjekt	Fellesaktivitet
Grovdefinere observerbarhetsområde for aktører	Nettselskaper
Definere modelleringsprosess og utgangspunkt for det intakte nettet	Fellesaktivitet
Modellere individuelle deler av nettverk i pilotområde	Nettselskaper
Sette sammen individuelle nettmodeller for pilotområde	Fellesaktivitet
Teste kapasitetsanalyse for tilknytning med mer informasjon	Nettselskaper
Evaluere erfaringer fra pilot	Nettselskaper

Forutsetninger

- Det forutsettes at nettmodell ikke må integreres fullt med fagsystemer
- Det forutsettes at man bare trenger å ta i bruk deler av Equipment profilen og SSH for dette steget
- Det forutsettes at det ikke trengs å etableres noe datadelingsløsning for piloten, men at de individuelle nettmodellene kan utveksles direkte mellom aktørene i piloten

Forslag til involverte aktører

2-3 regionale nettselskap og Statnett

Steg 2 – Det nasjonale intakte nettet

Beskrivelse

Formålet med dette steget er å bredde arbeidet fra steg 1 og operasjonalisere det. Dvs. å etablere områdebaserte nettmodeller for regional- og transmisjonsnettet ved bruk av DIGIN grunnprofil. Det er dermed snakk om å lage en nettmodell av det intakte nettet for hvordan det ser ut i en normalsituasjon.

Hvert nettselskap som eier og drifter deler av regional- eller transmisjonsnettet er nødt til å modellere sin del av nettet i henhold til DIGIN Grunnprofil – det må da besluttes at denne skal brukes. I tillegg bør hvert nettselskap opprette rutine for å oppdatere sin del av nettmodellen på årlig basis.

Fra sentralt hold vil det være behov for å etablere en valideringstjeneste og en datadelingsløsning.

Forventede gevinster

I stor grad mye av de samme gevinstene som for steg 1, men nå vil erfaringer gjøres i større skala og de individuelle nettmodeller må kunne settes sammen til områdebaserte eller én nasjonal nettmodell. Dette vil kunne gi felles innsikt i hvordan det intakte nettet ser ut. Læring og kompetansebygging hos nettselskapene om bruk av CIM, bygge erfaringer om kraftflytanalyse på toppen av CIM, teste hvilke utslag størrelsen på observerbarhetsområde har å si for resultat av kraftflytanalyse osv.

Antatte aktiviteter for å gjennomføre steget

Aktivitet	Ansvarlig
Beslutte gjennomføring av steg 2	Fellesaktivitet
Utrede juridiske rammer for datadeling av nettmodell	Sentral aktivitet
Beslutte DIGIN Grunnprofil	Fellesaktivitet
Modellering av individuelle nettmodeller for hvert nettselskap	Nettselskaper
Etablere sentral valideringsløsning for å verifisere at individuelle nettmodeller er i henhold til spesifikasjon	Sentral aktivitet
Sette sammen individuelle nettmodeller	Fellesaktivitet
Designe og etablere datadelingsløsning for nettmodeller	Sentral aktivitet
Etablere egne prosedyrer for å oppdatere nettmodeller på årlig basis	Nettselskaper
Evaluere erfaringer	Fellesaktivitet

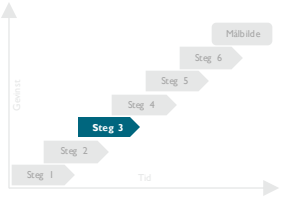
Forutsetninger

- Det forutsettes at nettmodell må tilgjengeliggjøres gjennom definert grensesnitt (API)
- Det forutsettes at man bare trenger å ta i bruk deler av Equipment profilen og SSH for dette steget
- Det forutsettes at det må etableres en validering– og en datadelingsløsning for de uavhengige nettmodellene og løsningen vil måtte ha sterke sikkerhetskrav
- Det forutsettes at hvert nettselskap selv må etablere prosedyrer for en årlig oppdatering av sin del av nettmodellen

Forslag til involverte aktører

Alle nettselskap med regionalnett og Statnett

Steg 3 – Year-ahead metode



Beskrivelse

Formålet med dette steget er å etablere felles prosedyrer, scenarier og løsning for utveksling av data for year-ahead analyser. Year-ahead analyser gjøres for å estimere kapasitetsutnyttelsen i nettet det neste året basert på predefinerte scenarier.

Ved year-ahead analyse utvides bruken av CIM signifikant fra å benyttes som en ren nettmodell for det intakte nettet, til også å beskrive selve kraftflytanalysen (forutsetninger er beskrevet gjennom SSH og topology profilene og output fra kraftflytanalysen er beskrevet gjennom state variables profilen). Videre vil også selve nettmodellen her måtte ivareta en form for versjonering der også utstyr som ennå ikke er idriftssatt er inkludert.

Dette stiller dermed også krav til programvaren som brukes for kraftflytanalyse.

Forventede gevinster

Felles innsikt i hvordan nettet vil se ut det neste året med hvilken kapasitet som forventes å være tilgjengelig og hvordan denne utnyttes basert på predefinerte (sessongbaserte) scenarier. Den norske IGMen for year-ahead analyse vil kunne baseres på denne.

Bruk av felles prosedyrer og scenarier (herunder forutsetninger for kraftflytanalyse) gjør også at nettselskapene kan utfordre hverandres resultater. Dette vil kunne føre til en bedre og felles forståelse av hva kapasiteten i nettet faktisk er, og det vil også kunne være en katalysator for dialog mellom nettselskaper om hvilket risikonivå (grenser for driftssikkerhet / driftspolicy) det i realiteten kan kjøres på. Nettet kan dermed utnyttes bedre samtidig som forsyningssikkerheten ivaretas.

Antatte aktiviteter for å gjennomføre steget

Aktivitet	Ansvarlig
Beslutte gjennomføring av steg 3	Fellesaktivitet
Definere scenarier og prosedyrer for year ahead metode	Fellesaktivitet
Definere ansvarsforhold rundt datadelingsløsning og utrede behov for sentral løsning	Fellesaktivitet
Definere teknisk utvekslingsprotokoll	Sentral aktivitet
Utrede juridisk rammer for deling av data for kraftflytanalyse	Sentral aktivitet
Teknisk løsningsdesign for datadelingsløsning	Sentral aktivitet
Implementere egne prosedyrer for year ahead analyse	Nettselskap
Gjennomføre year-ahead modellering for hvert nettselskap	Nettselskap
Bygge sentraliserte deler av datadelingsløsning	Sentral aktivitet
Gjennomføre integrasjonsarbeid hos nettselskaper	Nettselskap
Evaluere erfaringer	Fellesaktivitet

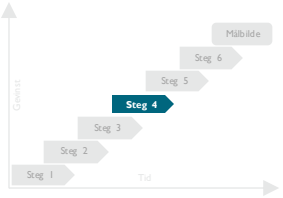
Forutsetninger

- Det forutsettes at nettmodellen som ble utviklet i steg 2 må utvides til også å kunne ta innover seg utstyr som ikke er idriftssatt, men som er planlagt idriftssatt det neste året.
- Det forutsettes at man her vil ta i bruk profilene SSH, topology og state variables fra CGMES
- Det forutsettes at programvare som nettselskapene bruker for kraftflytanalyse kan bruke CIM
- Det forutsettes at hvert nettselskap er ansvarlig for kapasitet innenfor sitt område

Forslag til involverte aktører

Alle nettselskap med regionalnett og Statnett

Steg 4 – Month-ahead metode



Beskrivelse

Formålet med dette steget er å kunne gjøre gode kapasitetsvurderinger ifm. driftsstansplanlegging. Month-ahead analyser er fokusert på å estimere kapasiteten i nettet de neste månedene og må dermed hensynta planlagte endringer i koblingsbilder (bryter- og trafoinnstillinger) ifm. planlagte driftsstanser.

Forventede gevinster

Når resultatet av month-ahead analyser på et utvidet observerbarhetsområde kan deles, så vil det gjøre det enklere for påvirkede nettselskaper å forstå konsekvensen av en planlagt driftsstans for dem. Dette kan gjøre koordineringen i forbindelse med driftsstansplanlegging enklere fordi det er synlig for alle hvilke forutsetninger som ligger til grunn for analysen.

Antatte aktiviteter for å gjennomføre steget

Aktivitet	Ansvarlig
Beslutte gjennomføring av steg 4	Fellesaktivitet
Definere prosedyrer for month ahead analyse	Fellesaktivitet
Implementere egne prosedyrer for month ahead analyse som del av driftsstansplanlegging	Nettselskap
Vurdere teknisk løsningsdesign for datadelingsløsning	Sentral aktivitet
(Evnt) utvide sentraliserte deler av datadelingsløsning	Sentral aktivitet
Evaluere erfaringer	Fellesaktivitet

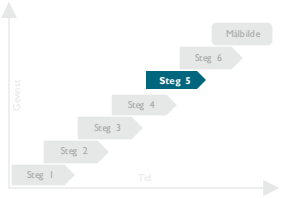
Forutsetninger

- Det forutsettes at den største endringen fra et informasjonsståsted er at man her må ta hensyn til alternative koblingsbilder og at hoveddelen av den tekniske datadelingsløsningen fra steg 3 kan gjenbrukes

Forslag til involverte aktører

Alle nettselskap med regionalnett og Statnett

Steg 5 – Day-ahead metode



Beskrivelse

Formålet med dette steget er å knytte resultatene fra det analytiske kraftflytanalysearbeidet enda tettere på den operative driften av nettet. Day ahead metode er i all hovedsak fokusert på å estimere hvordan kapasiteten i nettet vil være dagen før driftstimen. På dette tidspunktet vil man ha gode prognoser om temperatur og uttatt effekt (forventet forbruk), og man vil i tillegg ha produksjonsdata videreformidlet fra systemansvarlig eller direkte fra produsenter.

Den ene delen av day-ahead metoden er i stor grad knyttet til intern samhandling hos nettselskapene og hvordan man selv kan sørge for at forutsetninger, bryterinnstillinger osv. kjøres automatisk inn i en kraftflytanalysemodell, og at resultatet fra analysen tilgjengeliggjøres for driftsmiljøet ifm. planlegging for neste døgn. Det trenges imidlertid samhandling å utveksle informasjon om planlagte koblingsbilder det neste døgnet på en automatisk måte.

Deler av dette steget kan derfor gjennomføres relativt uavhengig på tvers av nettselskap.

Forventede gevinster

Ansvarlige for drift hos hvert nettselskap vil få et bedre bilde av hvilken kapasitet man forventer er tilgjengelig neste døgn og hvordan denne utnyttes. Dette fordi kraftanalysen gjøres på en større del av nettet og med bedre forutsetninger.

Fra drift vil man også kunne se det planlagte koblingsbildet for det neste døgnet – også utenfor nett man selv er ansvarlig for.

Antatte aktiviteter for å gjennomføre steget

Aktivitet	Ansvarlig
Beslutte gjennomføring av steg 5	Fellesaktivitet
Utrede juridiske rammer for tilgang til produksjonsdata på fingranulert nivå	Sentral aktivitet
Operasjonalisere kraftflytanalyse og resultat til drift internt i nettselskap	Nettselskap
Endre prosedyrer for å planlegge neste driftsdøgn internt i nettselskap	Nettselskap
Teknisk løsningsdesign for datadeling av faktiske koblingsbilder på døgnbasis	Sentral aktivitet
Bygge evnt sentraliserte deler av datadelingsløsning	Sentral aktivitet
Implementere automatisk deling av planlagt koblingsbilde for neste døgn hos nettselskaper	Nettselskap
Evaluerer erfaringer	Fellesaktivitet

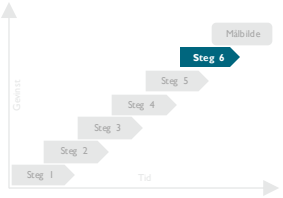
Forutsetninger

- Det forutsettes at nettselskap får tilgang til relevant granularitetsnivå på data fra produsenter eller systemansvarlig

Forslag til involverte aktører

Alle nettselskap med regionalnett og Statnett

Steg 6 – Sanntidsdata om nettet og tilstandsestimering



Beskrivelse

Formålet med dette steget er å knytte det analytiske arbeidet helt inn i driftstimen og overvåkingen av nettet, og bruke estimerte kapasitetsdata for å sammenligne mot de reelle målte sensorverdiene, både for å kunne se om disse stemmer og at den fysiske kraftflyten oppfører seg som modellert.

Etablere løsning som gjør at nettselskaper til enhver tid har tilgang til det aktuelle koblingsbildet og kapasiteten i nettet + tilstandsestimering.

Dette steget kan i all hovedsak gjennomføres av nettselskap uavhengig av hverandre.

Forventede gevinster

Mulighet for å sammenligne faktiske sensorverdier mot estimerte verdier for å kunne identifisere om det er feil ved målingene, og dermed få et varsel om det potensielt er feil i nettet.

Antatte aktiviteter for å gjennomføre steget

Aktivitet	Ansvarlig
Beslutte gjennomføring av steg 6	Fellesaktivitet
Evaluere ytterligere deler av CIM (Analog measurements og digital measurements)	Sentral aktivitet
Integrere SCADA data om målinger til analytisk modell	Nettselskap
Sette opp analytisk modell for tilstandsestimering	Nettselskap
Gjøre resultater fra tilstandsestimering tilgjengelig for drift	Nettselskap
Endre prosedyrer i drift for å ivareta tilstandsestimering	Nettselskap

Forutsetninger

- Gjennomført steg 5

Forslag til involverte aktører

Alle nettselskap med regionalnett og Statnett

Innholdsfortegnelse

SAMMENDRAG

1. INNLEDNING

2. PROBLEMBESKRIVELSE

3. METODE

4. MÅLBILDE OG VEIKART

5. GEVINSTANALYSE

6. STYRINGSMODELL OG VIDERE ANBEFALING

Mer effektiv utnyttelse av nettet kan gi besparelser på mellom 6 og 9 milliarder kroner i reduserte nettinvesteringer frem mot 2032

I Stortingsmelding 36 (2021-2020) *Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiressurser* ble det estimert en total investeringskostnad i kraftnettet på omkring 140 milliarder kroner i perioden 2021 til 2032. Dette inkluderte investeringer til både utenlandskabler, transmisjonsnettet, regionalnett og distribusjonsnettet (høy- og lavspent).

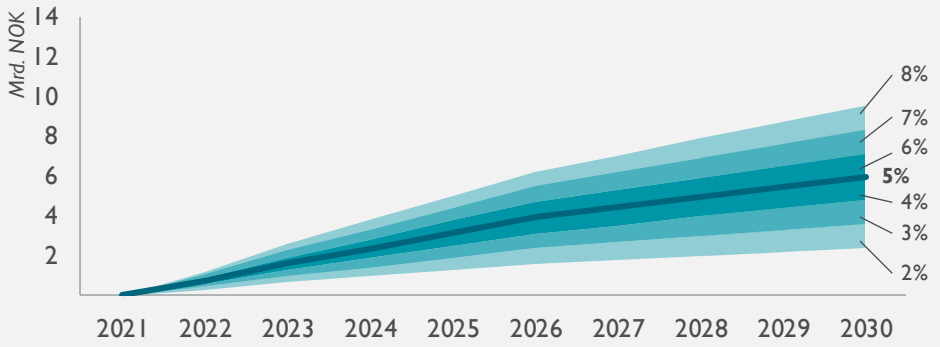
Realisering av anbefalingene i denne rapporten vil, gjennom høyere grad av digitalisering i nettbransjen, gi økt kunnskap om og utnyttelse av eksisterende kraftnett. Videre vil dette, blant annet, muliggjøre tilknytning av flere kunder uten behov for nye investeringer. Besparelsene vil komme gjennom ulike mekanismer:

- *Ikke behov for å bygge kraftnett* – eksisterende kraftnett dekker fremtidig behov gjennom mer effektiv utnyttelse av kraftnettet
- *Utbygging kan utsettes* – eksisterende kraftnett kan dekke det økende behovet lenger enn tidligere antatt gjennom mer effektiv utnyttelse
- *Utbygging kan reduseres* – bedre utnyttelse gjør det mulig å skalere ned planlagt utbygging

Det er krevende å isolere effekt og besparelse av økt digitalisering sammenlignet med andre faktorer som påvirker investeringskostnad i kraftnettet. Det er likevel rimelig å anta at det finnes utbyggingsprosjekter som på marginen ikke blir startet på grunn av økt utnyttelse av eksisterende nett som følge av bedre data- og analysemuligheter.

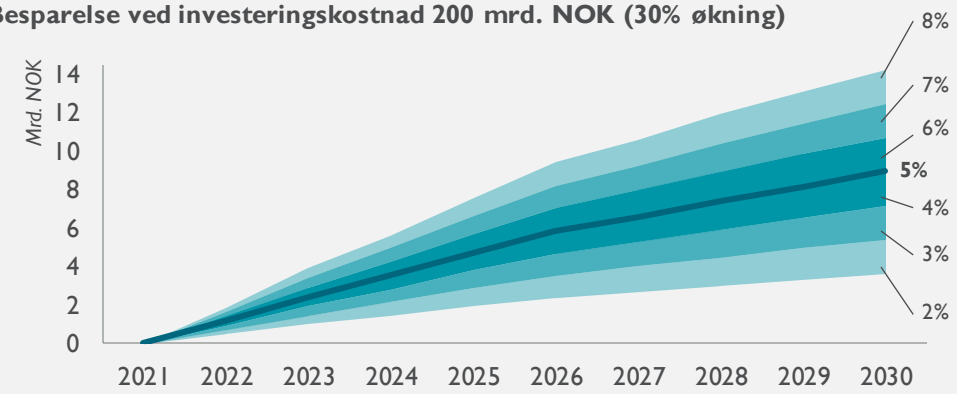
Økt digitalisering av nettbransjen vil medføre betydelige kostnader. Men selv moderat mer effektiv utnyttelse av nettet, som vist her, vil gi betydelig besparelser for samfunnet dersom det realiseres gjennom reduserte nettinvesteringer og økt tilknytning.

Besparelse ved investeringskostnad 140 mrd. NOK (forventet)



Ved å legge til grunn til en moderat besparelse på 5% vil den totale besparelsen i perioden bli nærmere ***6 mrd. NOK*** frem til 2030. Selv med 2% besparelse vil beløpet være nærmere 2.5 mrd. NOK Et positivt scenario på 8% vil gi en besparelse på 9.5 mrd. NOK.

Besparelse ved investeringskostnad 200 mrd. NOK (30% økning)



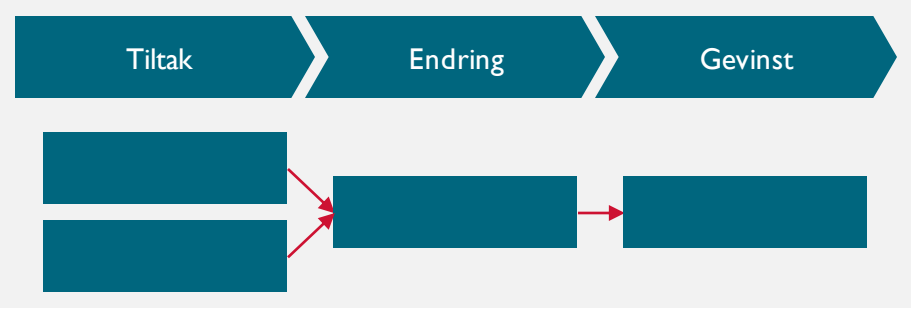
Ved en 30% økning i forventede fremtidige nettinvesteringer sammenlignet med de estimerte investeringsbeløpene, vil en 5% besparelse frem mot 2030 gi en besparelse på nærmere ***9 mrd. NOK***. En 2% besparelse vil da gi 3.5 mrd. NOK, mens et positivt anslag på 8% vil gi hele 14 mrd. NOK i potensiell besparelse.

Det er også kartlagt en rekke ikke-tallfestede gevinster knyttet til realiseringen av den foreslåtte veiplanen

I tillegg til de estimerte gevinstene knyttet til reduserte nettinvesteringer, er det kartlagt en rekke gevinster som ikke er tallfestet på nåværende tidspunkt. For å indikere et potensial er de derimot vurdert ved bruk av plussminus-metoden beskrevet i metodekapittelet.

Tallfestingen av gevinstene må gjennomføres på et senere tidspunkt når det er nærmere beskrevet og besluttet hva som omfattes av et digitalt målbilde og hvordan dette skal realiseres. Dette arbeidet må gjennomføres i samarbeid med nettselskapene og andre aktører som sitter med innsikt og tall knyttet til dagens prosesser.

For å illustrere sammenhengene mellom tiltaket og gevinstene er det utarbeidet gevinstkart for det foreslåtte veikartet (se vedlegg). Et gevinstkart er en visuell fremstilling av hvordan tiltaket klarer å oppnå gevinstene man har identifisert. Det utarbeides for å illustrere årsakssammenhengene fra tiltakene som gjennomføres via nødvendige endringer til gevinstene som forventes.



De identifiserte gevinstene av veikartet kan oppsummeres følgende:

- (Fortsatt) stabil og pålitelig drift av kraftnett
- Raskere utvikling av nye løsninger
- Reduserte drifts- og forvaltningskostnader
- Raskere tilknytninger
- Lavere lisenskostnader

Det er ikke identifisert gevinster for gjennomføring av steg 1. For steg 2 – 6 er de samme gevinstene identifisert, men for hvert steg som gjennomføres vil gevinstene forsterkes som følge av mer detaljerte data og hyppigere oppdateringer. Noen av gevinstene vil først oppstå på et senere tidspunkt.

Det er rimelig å anta flere virksomhetsspesifikke gevinster som følge av arbeidet med etablering av digital samhandling i nettbransjen, blant annet økt intern effektivitet som følge av bedre data og analyse. I og med at disse gevinstene vil kreve egne tiltak med tilhørende kostnader for den spesifikke virksomheten er de ikke inkludert i denne analysen. Det er noe som må identifiseres i den enkelte virksomheten som en del av deres gevinstidentifisering og –realisering.

Et eksempel er dersom NVE kan ha raskere konsesjonsbehandlinger som følge av mindre tidsbruk knyttet til vurdering av søknader med tilhørende lavere kostnader til arbeidet.

Gevinstrealisering er en kontinuerlig prosess og det er derfor viktig å ha fokus på gevinster underveis i gjennomføringen av tiltakene.

(Fortsatt) Stabil og pålitelig drift av kraftnettet

Nettselskap | Systemansvarlig | Myndigheter | Sluttbrukere | Kraftprodusenter | Kraft- og tjenesteleverandør | Industri og storforbrukere

Beskrivelse

I dag er driften av kraftnettet i Norge stabil og pålitelig med en høy oppetid. I problembeskrivelsen ble det imidlertid trukket frem at kraftsystemet er i endring og at det vil være et økt behov for kunnskap og forståelse om kapasiteten i nettet for å opprettholde forsyningssikkerheten i årene fremover Gevinsten omfatter derfor at kraftnettet opprettholder den stabile og pålitelig driften, samtidig som kraftsystemet blir mer krevende og risikomarginene i driften reduseres. Dette kan forklares gjennom både mer effektiv samhandling på tvers av nettselskapene gjennom økt gjenbruk av datamodeller, at samme informasjon er tilgjengelig på tvers av alle selskap, samt mer konsistente analyser og vurderinger på tvers av nettselskapene.

Mulige indikatorer

- Hyppighet og lengde på avbrudd
- KILE-beløp

Mulige målinger

- Tall fra KILE-ordning
- Avbruddsstatistikk
- Bruk av reserver/fleksibilitet

Vurdering – Betydning

I denne sammenhengen omfatter gevinsten alle involverte aktører i nettbransjen fra produsent til sluttbruker, dermed hele samfunnet. Gevinsten er derfor vurdert til å ha ***stor betydning***.

Vurdering – Omfang

Gevinsten vil ha et gradvis positivt omfang sammenlignet med dagens situasjon, gjennom mer digital samhandling på tvers av nettselskapene og mer konsistente analyser av kraftnettet. Dette vil gjøre kraftnettet rustet til den forventede utviklingen. Omfanget av gevinsten er vurdert til ***litt positivt,*** som vil være gevinsten størrelse når steg 5 av den digitale samhandlingen er gjennomført.

KONKLUSJON

Sammenstilt gir dette vurdering ***middels positiv konsekvens.***

		Betydning		
		Liten	**Middels**	**Stor**
Omfang	**Stort positivt**	++ Middels positiv	+++ Stor positiv	++++ Meget stor positiv konsekvens
	Middels positivt	+ Liten positiv konsekvens	++ Middels positiv konsekvens	+++ Stor positiv konsekvens
	Litt positivt	0 Ubetydelig konsekvens	+ Liten positiv konsekvens	**++ Middels positiv konsekvens**
	Intet	0 Ingen konsekvens	0 Ingen konsekvens	0 Ingen konsekvens
	Litt negativt	0 Ubetydelig konsekvens	÷ Liten negativ konsekvens	÷÷ Middels negativ konsekvens
	Middels negativt	÷ Liten negativ konsekvens	÷÷ Middels negativ konsekvens	÷÷÷ Stor negativ konsekvens
	Stort negativt	÷÷ Middels negativ konsekvens	÷÷÷ Stor negativ konsekvens	÷÷÷÷ Meget stor negativ konsekvens

Strategisk viktighet	Lav	Middels	**Høy**
Målbarhet	Lav	Middels	**Høy**
Kausalitet / Sammenheng	**Lav**	Middels	Høy
Risiko	Lav	**Middels**	Høy

Raskere utvikling av nye løsninger

Nettselskap | Systemansvarlig | Myndigheter | Sluttbrukere | Kraftprodusenter | Kraft- og tjenesteleverandør | Industri og storforbrukere

Beskrivelse

En raskere utvikling av nye løsninger innebærer at nettselskapene raskere og i større omfang, kan kjøpe eller utvikle nye verktøy til eget bruk eller tilby nye og bedre tjenester til sine kunder. Det er også rimeligere å anta at det enkelte nettselskap også vil ha lavere integrasjonskostnader for å ta i bruk disse nye løsningene.

Gevinsten kan både begrunnes gjennom økt gjenbruk av data og tekniske API-er, samt større muligheter for nettselskapene å bytte IT-systemer. På sikt gir gevinsten mulighet for et digitalt økosystem i nettbransjen med gjenbruk av data på tvers av aktører og løsninger, der data kan inngå i flere verdikjeder hos ulike aktører.

Mulige indikatorer

- Antall grensesnitt/API-er i en felles API-katalog
- Antall aktører som bruker API-ene

Mulige målinger

- Statistikk fra API-management

Vurdering – Betydning

Gevinsten omfatter nettselskap og systemansvarlig sine prosesser. Sammenlignet med hele kraftbransjen og samfunnet for øvrig, er derfor gevinsten vurdert til ***middels betydning.***

Vurdering – Omfang

Tiltakene som gjennomføres er en sentral forutsetning for å få til digitalisering på tvers av nettbransjen. Endringen som følge av stegene vil være en betydelig forbedring sammenlignet med dagens situasjon. Det er likevel usikkerhet knyttet til i hvilken grad nettbransjen vil digitaliseres uten det foreslåtte tiltaket (i et nullalternativ) og omfanget er derfor vurdert til ***middels positivt.***

KONKLUSJON

Sammenstilt gir dette vurderingen ***middels positiv konsekvens.***

		Betydning		
		Liten	**Middels**	**Stor**
Omfang	**Stort positivt**	++ Middels positiv	+++ Stor positiv	++++ Meget stor positiv konsekvens
	Middels positivt	+ Liten positiv konsekvens	**++ Middels positiv konsekvens**	+++ Stor positiv konsekvens
	Litt positivt	0 Ubetydelig konsekvens	+ Liten positiv konsekvens	++ Middels positiv konsekvens
	Intet	0 Ingen konsekvens	0 Ingen konsekvens	0 Ingen konsekvens
	Litt negativt	0 Ubetydelig konsekvens	÷ Liten negativ konsekvens	÷÷ Middels negativ konsekvens
	Middels negativt	÷ Liten negativ konsekvens	÷÷ Middels negativ konsekvens	÷÷÷ Stor negativ konsekvens
	Stort negativt	÷÷ Middels negativ konsekvens	÷÷÷ Stor negativ konsekvens	÷÷÷÷ Meget stor negativ konsekvens

Strategisk viktighet	Lav	Middels	**Høy**
Målbarhet	Lav	Middels	**Høy**
Kausalitet / Sammenheng	Lav	Middels	**Høy**
Risiko	Lav	**Middels**	Høy

Reduserte drifts- og forvaltningskostnader

Nettselskap | Systemansvarlig | Myndigheter | Sluttbrukere | Kraftprodusenter | Kraft- og tjenesteleverandør | Industri og storforbrukere

Beskrivelse

I denne sammenhengen omfatter reduserte drifts- og forvaltningskostnader den økte effektiviteten som følge blant annet en mer effektiv samhandling på tvers nettselskapene, færre manuelle prosesser, samt mindre tidsbruk knyttet til blant annet samstilling, kvalitetssikring og leting etter data. Videre vil tiltakene gi redusert tidsbruk til modellering av kraftnettet, samt mer konsistente analyser på tvers av nettselskapene. I tillegg kan tiltakene gi raskere avklaringer fra nettselskapene om ledig kapasitet.

Bedre evne til å drifte nettet kan også føre til at nettselskapene oftere løser kapasitetsutfordringer i driften i stedet for å investere i nytt nett. Dette vil isolert sett øke driftskostnadene. Denne effekten er ikke tatt med her.

Mulige indikatorer

- Tidsbesparelse på definerte prosesser
- Kostnader til driftsprosesser

Mulige målinger

- Tidsbruk på definerte prosesser (f.eks. tidsbruk tilknytning)
- Antall årsverk

Vurdering – Betydning

Uten detaljkunnskap om den enkelte prosess som blir påvirket er det krevende å vurdere betydningen til gevinsten. Det er foreløpig antatt flere aktører som kan påvirkes og den er derfor vurdert til ***middels betydning.***

Vurdering – Omfang

Gevinsten vurdert til ***middels positivt.*** I og med at denne gevinsten etter all sannsynlighet vil kreve tiltak og prosessendringer hos de ulike aktørene i nettbransjen, kan tiltaket i større grad vurderes å muliggjøre interne gevinster i det enkelte nettselskapet og i samhandlingen mellom selskaper. Det vil derfor kreves ytterligere arbeid for å detaljere og vurdere denne gevinsten på et bedre grunnlag.

KONKLUSJON

Sammenstilt gir dette vurderingen ***middels positiv konsekvens.***

		Betydning		
		Liten	**Middels**	**Stor**
Omfang	**Stort positivt**	++ Middels positiv	+++ Stor positiv	++++ Meget stor positiv konsekvens
	Middels positivt	+ Liten positiv konsekvens	**++ Middels positiv konsekvens**	+++ Stor positiv konsekvens
	Litt positivt	0 Ubetydelig konsekvens	+ Liten positiv konsekvens	++ Middels positiv konsekvens
	Intet	0 Ingen konsekvens	0 Ingen konsekvens	0 Ingen konsekvens
	Litt negativt	0 Ubetydelig konsekvens	÷ Liten negativ konsekvens	÷÷ Middels negativ konsekvens
	Middels negativt	÷ Liten negativ konsekvens	÷÷ Middels negativ konsekvens	÷÷÷ Stor negativ konsekvens
	Stort negativt	÷÷ Middels negativ konsekvens	÷÷÷ Stor negativ konsekvens	÷÷÷÷ Meget stor negativ konsekvens

Strategisk viktighet	Lav	Middels	**Høy**
Målbarhet	Lav	**Middels**	Høy
Kausalitet / Sammenheng	**Lav**	Middels	Høy
Risiko	Lav	**Middels**	Høy

Raskere tilknytninger

Nettselskap | Systemansvarlig | Myndigheter | Sluttbrukere | Kraftprodusenter | Kraft- og tjenesteleverandør | Industri og storforbrukere

Beskrivelse

Gevinsten innebærer at tilknytningssaker behandles raskere enn i dag. Dette er underbygget av at tiltakene som gjennomføres gir bedre kunnskap for nettselskapene og systemansvarlig om nåværende og fremtidig kapasitet i eget kraftnett. Gevinsten vil gjelde fra steg 3, og bli forsterket i steg 4 og 5.

I dag er mye av ventetiden forårsaket av usikkerhet knyttet til gjennomførte analyser og data som er benyttet. Vurderingene tar spesielt lang tid dersom det er usikkerhet knyttet til tilgjengelig på kapasitet. Gjennom mer informasjon om kraftnettet vil aktørene forstå kapasiteten bedre og dermed gi raskere svar. Over tid kan dette potensielt gi kortere ledetid, som igjen kan gi lokal verdiskaping gjennom økt næringsutvikling, utbygging mm.

Mulige indikatorer

- Antall henvendelser om tilknytning
- Tid brukt på å svare henvendelse
- Antall tilknytninger

Mulige målinger

- Tidsbruk tilknytning

Vurdering – Betydning

Gevinsten treffer kjerneoppgaven til både nettselskapene og systemansvarlig og påvirker alle aktørene i nettbransjen. Gevinsten er derfor vurdert til ***stor betydning***.

Vurdering – Omfang

I dag er ventetiden for en søknad lang; opp mot 6 år i regional- og transmisjonsnettet. Nettselskapene og/eller Statnett bruker mye tid på å innhente nødvendig informasjon for å vurdere en forespørsel. Gjennom tiltakene vil samme informasjon bli tilgjengelig på tvers av nettselskapene og tilliten til analysene som gjennomføres vil øke. Det antas da at behandlingstiden vil reduseres. Dette vil påvirke alle aktører som er avhengig av kraftnettet. Gevinsten er derfor vurdert til å ha et ***stort positivt omfang***.

KONKLUSJON

Sammenstilt gir dette vurderingen ***meget stor positiv konsekvens***.

		Betydning		
		Liten	**Middels**	**Stor**
Omfang	**Stort positivt**	++ Middels positiv	+++ Stor positiv	**++++ Meget stor positiv konsekvens**
	Middels positivt	+ Liten positiv konsekvens	++ Middels positiv konsekvens	+++ Stor positiv konsekvens
	Litt positivt	0 Ubetydelig konsekvens	+ Liten positiv konsekvens	++ Middels positiv konsekvens
	Intet	0 Ingen konsekvens	0 Ingen konsekvens	0 Ingen konsekvens
	Litt negativt	0 Ubetydelig konsekvens	÷ Liten negativ konsekvens	÷÷ Middels negativ konsekvens
	Middels negativt	÷ Liten negativ konsekvens	÷÷ Middels negativ konsekvens	÷÷÷ Stor negativ konsekvens
	Stort negativt	÷÷ Middels negativ konsekvens	÷÷÷ Stor negativ konsekvens	÷÷÷÷ Meget stor negativ konsekvens

Strategisk viktighet	Lav	Middels	**Høy**
Målbarhet	Lav	**Middels**	Høy
Kausalitet / Sammenheng	Lav	**Middels**	Høy
Risiko	Lav	**Middels**	Høy

Lavere lisenskostnad

Nettselskap | Systemansvarlig | Myndigheter | Sluttbrukere | Kraftprodusenter | Kraft- og tjenesteleverandør | Industri og storforbrukere

Beskrivelse

Ved at alle nettleverandører har samme informasjonsmodell for utveksling av data vil det være enklere for det enkelte nettselskap å bytte IT-system, i tillegg til at det vil være enklere for den enkelte software-leverandør å komme inn på markedet. Dette vil igjen medføre økt konkurranse i markedet for IT-løsninger som tilbys i markedet for nettleverandørene, som igjen kan medføre lavere lisenskostnader for det enkelte nettselskap.

Mulige indikatorer

- Pris per brukerlisens
- Størrelse marked for software

Mulige målinger

- Regnskapstall nettleverandører
- Innrapportering til NVE-RME

Vurdering – Betydning

I denne sammenhengen omfatter gevinsten nettleverandørens driftskostnader. Sammenlignet med nettleverandørenes og samfunnets totale kostnader, er gevinsten vurdert til å ha ***liten betydning***.

Vurdering – Omfang

Endringen er åpenbart positiv for konkurransen i markedet og dermed muligheten for å få lavere lisenskostnader. Konkurransen for software-løsninger og den enkelte nettleverandørens mulighet for å bytte påvirkes dog av mye mer enn kun informasjonsmodellen for utveksling av data. Omfanget av endringen er derfor vurdert til å være ***litt positivt***.

KONKLUSJON

Sammenstilt gir dette vurderingen ***Ubetydelig konsekvens (0)***

		Betydning		
		Liten	**Middels**	**Stor**
Omfang	**Stort positivt**	++ Middels positiv	+++ Stor positiv	++++ Meget stor positiv konsekvens
	Middels positivt	+ Liten positiv konsekvens	++ Middels positiv konsekvens	+++ Stor positiv konsekvens
	Litt positivt	**0 Ubetydelig konsekvens**	+ Liten positiv konsekvens	++ Middels positiv konsekvens
	Intet	0 Ingen konsekvens	0 Ingen konsekvens	0 Ingen konsekvens
	Litt negativt	0 Ubetydelig konsekvens	÷ Liten negativ konsekvens	÷÷ Middels negativ konsekvens
	Middels negativt	÷ Liten negativ konsekvens	÷÷ Middels negativ konsekvens	÷÷÷ Stor negativ konsekvens
	Stort negativt	÷÷ Middels negativ konsekvens	÷÷÷ Stor negativ konsekvens	÷÷÷÷ Meget stor negativ konsekvens

Strategisk viktighet	Lav	**Middels**	Høy
Målbarhet	**Lav**	Middels	Høy
Kausalitet / Sammenheng	**Lav**	Middels	Høy
Risiko	Lav	**Middels**	Høy

Innholdsfortegnelse

SAMMENDRAG

1. INNLEDNING

2. PROBLEMBESKRIVELSE

3. METODE

4. MÅLBILDE OG VEIKART

5. GEVINSTANALYSE

6. STYRINGSMODELL OG VIDERE ANBEFALING

Det er flere dimensjoner som må beskrives for en felles styringsmodell

Styringsmodellens ansvarsområde
Beskriver ansvarsområdet og omfanget av hvilke funksjoner og oppgaver som burde inngå i en sentral styring av samarbeidet om digitalisering i bransjen.

Roller i styringsmodellen
Beskriver hvilke roller som burde være på plass i en styringsmodell for å sikre tilstrekkelig gjennomføringsevne og kapasitet til de oppgaver og funksjoner beskrevet under ansvarsområdet.

Arbeidsprosesser i styringsmodellen
Beskriver arbeidsprosessene som burde implementeres i bransjen for å sikre gjennomføringen av de oppgaver og funksjoner som er beskrevet under ansvarsområdet.

Eierskap av styringsmodellen
Beskriver alternativer og anbefaling til hvor eierskapet av sentral enhet for styring og forvaltning burde ligge. Dette setter også føringer for organisasjonsform

Myndighetenes rolle
Beskriver hvilken rolle myndighetene skal ta i den fremtidige styringen av digitaliseringsarbeidet i bransjen, og deres deltakelse i det aktive arbeidet.

Finansiering av styringsmodellen
Beskriver ulike modeller for hvordan utviklingen og forvaltningen av en slik styringsmodell kan finansieres, og hvordan dette vil utvikle seg over tid. Denne delen inkluderer også et kostnadsestimat for styringsmodellen.

Det er vesentlig at det etableres en varig enhet som tar et helhetlig ansvar for bransjens digitaliseringsarbeid

Dagens utfordring

Prosjektets inntrykk er at nettselskapene både har et klart bilde av hvilke utfordringer de står overfor i dag, og hvordan standardisering, digitalisering og automatisering kan svare på flere av disse. Dette fremkommer også tydelig gjennom alle eksisterende initiativ og prosjekter som bransjen selv har initiert på området. En hovedutfordring med dagens digitaliseringsarbeid er likevel mangel på gjensidig og varig forpliktelse mellom de ulike aktørene i bransjen.

Kartleggingene som har vært utført i løpet av dette prosjektet viser betydelige utfordringer knyttet til gjennomføringsevne og fart i det felles digitaliseringsarbeidet. Det mangler en sentral varig enhet som forankrer visjon og målbilde bredt i bransjen, og som prioriterer aktivitetene og koordinere ressursene for å nå målene bransjen har blitt enige om.

En annen vesentlig utfordring er å få nok selskaper til å ta i bruk resultatene og løsningene fra prosjektene for å oppnå det nødvendige løftet bransjen som helhet ønsker og trenger.

Prosjektets anbefaling

Prosjektet anbefaler at det bør etableres en ny struktur som tar et helhetlig ansvar for bransjens digitaliseringsarbeid, både strategisk og prosessuelt. Dette bør etableres i en hensiktsmessig organisering basert på de oppgavene og tjenestene som skal gjennomføres. Denne strukturen bør også ta et helhetlig ansvar for å utvikle og forvalte fellestjenester for bransjen og sørge for gjennomføringskraft bak tiltakene.

Det er vesentlig at bransjen også tar eierskap til dette og kommer frem til hensiktsmessige strukturer og fellestjenester i fellesskap, slik at de gir gevinst hos det enkelte selskapet og for samfunnet. Myndighetene vil både bidra til og legge til rette for en slik utvikling. Det gjenstår imidlertid mer arbeid for å beskrive eierskap, forretningsplan, kostnadsfordeling, finansiering, m.m. av styringsmodellen for samarbeidet godt nok. Dette arbeidet anbefales videreført i fase 2 av prosjektet.

Prosjektet videreføres for å utrede et overordnet målbilde for digitalisering av bransjen og en egnet styringsmodell

Som en direkte konsekvens av prosjektets anbefaling og engasjement i den eksterne styringsgruppen, har det blitt besluttet at ***prosjektet videreføres høsten***.

Fokuset vil da ligge på å utrede en langsiktige visjon og ambisjoner bransjen bør ha knyttet til digitalisering, og en egnet styringsmodell for bransjens digitale samhandling. Herunder må en rekke formelle punkter knyttet til eierskap, forretningsplan, kostnadsfordeling, finansiering med mer avklares.

Prosjektet vil fortsette med tett involvering av nettselskapene i dagens eksterne styringsgruppe (se figur til høyre) gjennom en serie arbeidsmøter. Fase 2 av prosjektet vil bygge videre på kartleggingsarbeidet fra denne fase av prosjektet, samt annet arbeid utført av nettselskapene, DIGIN og andre relevante aktører.

RME ønsker å videre støtte opp under arbeidet. Da prosjektet videreføres i tilsvarende format som det nåværende prosjektet, tar RME en aktiv rolle som pådriver og fasilitator. NVE vil også fortsette sitt engasjement og bidrag i prosjektet. RME fortsetter å stille interne og eksterne ressurser til rådighet for å drive prosessen og prosjektet frem. Men selv om myndighetene fortsetter sitt engasjement på området, er RME opptatt av å legge til rette for at aktørene selv skal være med å styre digitaliseringen av kraftbransjen i fremtiden. Prosjektet mener at problembeskrivelsen, målbilde og veiplanen er et godt fundament for videre arbeid.