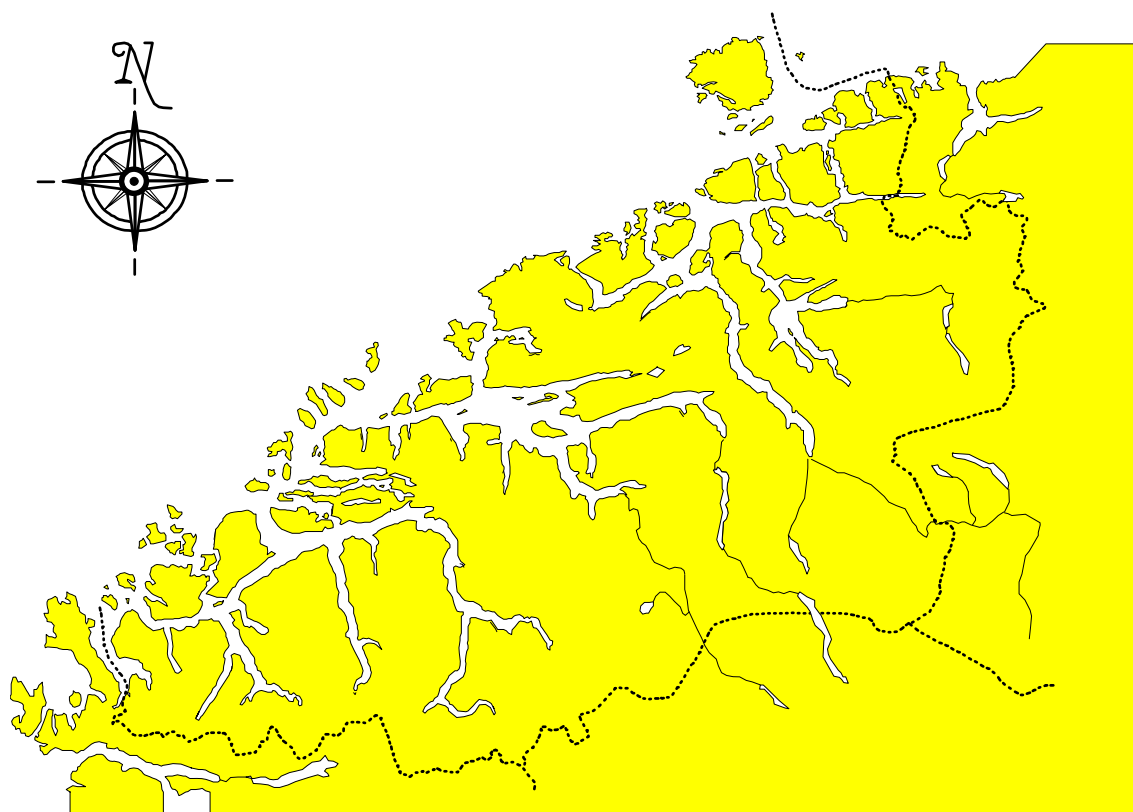


*Hovedrapport*

# **KRAFTSYSTEMUTREDNING**

## **MØRE OG ROMSDAL**

### **2008**



**Mai 2008**

# Kraftsystemutredning

## Møre og Romsdal

2008

Den regionale kraftsystemutredningen er todelt, se figuren nedenfor. Denne delen er kraftsystemutredningens hovedrapport.

	Innhold	Målgruppe	Annet
<b>Kraftsystemutredningens hovedrapport</b>	Skal være et sammendrag av grunnlagsrapporten.	Politikere, journalister og andre interessenter.	Offentlig rapport. Skal offentliggjøres på den utredningsansvarliges nettsider.
<b>Kraftsystemutredningens grunnlagsrapport</b>	Forskriftskrav i henhold til forskrift om energiutredninger. Veileder for kraftsystemutredninger beskriver hva som minimum skal inkluderes i grunnlagsrapporten for å oppfylle forskriftskravene.	Lesere med kraftsystemkompetanse og tjenstlig behov for innholdet. Dette er i hovedsak NVE samt anleggs-, område- og fjernvarmekonsesjonærer.	UNDERLAGT TAUSHETSPLIKT iht BfK § 6-2 jf offvl §5a.

Oppdatert av:  
Kristoffer Sletten  
Tor Rolv Time

*Mai 2008*

## SAMMENDRAG

Kraftsystemutredning for Møre og Romsdal 2008 omfatter 66, 132, 300 kV og 420 kV nettet i Møre og Romsdal med tilhørende nedtransformeringer, og er en oppdatering av tilsvarende utredning fra 2007.

Kraftforbruket i Møre og Romsdal har de siste årene hatt en krafttig vekst, hovedsakling som følge av utvidelser innen kraftintensiv industri (KII). Fra 2002 til 2007 har forbruket innen KII økt med 86 %, og KII utgjorde i 2007 61 % av det samlede forbruket på 10,3 TWh. Trendkurver for kraftforbruket innen alminnelig forsyning for hhv. siste 12 og 6 år viser en vekst på hhv. 0,3 og 1,0 % pr. år.

Total kraftproduksjon i 2007 var på 7,6 TWh mens forventet middelproduksjon var på 6,8 TWh. I løpet av 2007 er produksjonskapasiteten utvidet med ca. 50 GWh pga. nye småkraftverk og ca. 30 GWh som følge av opprutning av Aura kraftverk.

Veksten innen kraftintensiv industri vil fortsette, og det er ventet en økning fra 2007 til hhv. 2010 og 2020 på hhv. 1,6 og 2,2 TWh. Ormen Lange utbyggingen vil gi det største bidraget. For alminnelig forsyning er det lagt inn et basis vekstscenarie på 0,57 % pr. år og et alternativt nedgangsscenario på 0,28 % år. Kraftunderskuddet i hhv. 2008, 2010 og 2020 vil bli på hhv. ca. 4,3 5,5 og 6,5 TWh, forutsatt middelproduksjon, ingen ny produksjon og basis vekstscenarie for alminnelig forsyning. Nedgangscenariet innen alminnelig forsyning vil bedre kraftbalansen i forhold til basis med hhv. 0,06 og 0,38 TWh i hhv. 2010 og 2020.

Utbygging av ny produksjonskapasitet i fylket har vært svært liten de siste årene. Bare ca. 15 % av den totale produksjonskapasiteten er bygget ut siste 20 år. Det foreligger nå omfattende men usikre planer for etablering av ny produksjon. Volumet av aktuelle produksjonsutbygginger er på:

- Vannkraft: 1,1 TWh fordelt på ca. 100 kraftverk, hovedsakelig småkraftverk
- Vindkraft: 4,8 TWh fordelt på 266-586 vindturbiner
- Gasskraft: 2,9 TWh ett kraftverk, netto kapasitet

Ny produksjon i Møre og Romsdal vil redusere nettapene og styrke forsyningssikkerheten. Hvorvidt de aktuelle produksjonsutbyggingene faktisk blir realisert er bl.a. avhengig av konsesjonsvedtak og rammebetingelser som gir tilstrekkelig lønnsomhet for investeringene.

Møre og Romsdal inngår i et større underskuddsområde, Midt-Norge. Økende kraftunderskudd i Midt-Norge medfører økt overføringsbehov både inn til og innenfor området. Statnett arbeider med følgende prosjekter for å bedre forsyningssituasjonen for Midt-Norge:

Tiltak	Økt importkapasitet	Planlagt idriftsettelse
• Reaktive kompenseringer	~ 200 MW	2007/2008
• Ny 420 kV ledning Nea-Järpstrømmen	~ 200 MW	2009
• Ny 420 kV ledning Ørskog-Fardal	~ 700 MW	des. 2012
• Reservekraftverk på Tjeldbergodden/Aurka (150/150 MW)		juni 2008/febr. 2009*

\*) Klargjort for idriftsettelse

For å få tilfredsstillende forsyningssikkerhet både på kort og lang sikt, med en kraftsituasjon som gir utviklingsmuligheter for ny industri- og næringsvirksomhet i Møre og Romsdal, anses det i tillegg til Statnetts ovenfor nevnte tiltak, nødvendig med betydelig etablering av ny produksjon. Utviklingen av kraftbalansen i Trøndelagsfylkene vil til en viss grad kunne påvirke dette behovet.

I tillegg til nye ledninger for å dekke kraftunderskuddet i Midt Norge er det behov for reinvesteringer som følge av gammelt nett, forsterkninger som følge av økt overføringsbehov internt i fylket og nettilknytning av eventuell ny produksjon. Forsterkning av kraftnettet, med bl.a. etablering av nye 420 kV ledninger, kan gi mulighet for omstrukturering av nettet og sanering av eksisterende ledninger.

## INNHALDSFORTEGNELSE

<b>1</b>	<b>INNLEDNING .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>BESKRIVELSE AV UTREDNINGSPROSESSEN .....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>FORUTSETNINGER I UTREDNINGSARBEIDET .....</b>	<b>6</b>
3.1	MÅL FOR DET FRAMTIDIGE KRAFTSYSTEMET .....	6
3.1.1	<i>Overordnet mål.....</i>	6
3.1.2	<i>Miljø .....</i>	6
3.1.3	<i>Beredskap .....</i>	6
3.2	AMBISJONSNIVÅ OG TIDSHORISONT .....	7
3.3	FORUTSETNINGER FOR ØKONOMISKE VURDERINGER .....	7
3.4	FORUTSETNINGER FOR TEKNISKE VURDERINGER .....	7
3.4.1	<i>Forbruksregistreringer.....</i>	7
3.4.2	<i>Last- og forbruksprognoser.....</i>	7
3.4.3	<i>Termisk overføringskapasitet .....</i>	8
3.4.4	<i>Spenningskriterier .....</i>	8
<b>4</b>	<b>BESKRIVELSE AV DAGENS KRAFTSYSTEM .....</b>	<b>8</b>
4.1	STATISTIKK FOR KRAFTPRODUKSJON .....	8
4.2	STATISTIKK FOR ELEKTRISITETSFORBRUK .....	8
4.3	KRAFTBALANSE .....	8
4.4	OVERORDNET BESKRIVELSE AV DAGENS KRAFTNETT.....	9
4.5	ANDRE ENERGIBÆRERE OG PÅVIRKNING PÅ KRAFTSYSTEMET .....	10
<b>5</b>	<b>FRAMTIDIGE OVERFØRINGSFORHOLD .....</b>	<b>10</b>
5.1	UTVIKLING AV ELEKTRISITETSPRODUKSJON .....	10
5.2	UTVIKLING AV ELEKTRISITETSFORBRUK.....	11
5.3	UTVIKLING AV KRAFTBALANSE OG OVERFØRINGSBEHOV .....	11
<b>6</b>	<b>FORVENTEDE TILTAK OG INVESTERINGSBEHOV .....</b>	<b>12</b>
<b>7</b>	<b>OPPSUMMERING .....</b>	<b>13</b>
<b>8</b>	<b>LITTERATURREFERANSER.....</b>	<b>13</b>
<b>9</b>	<b>LYSBILDER.....</b>	<b>15</b>

## 1 INNLEDNING

Kraftsystemutredning for Møre og Romsdal 2008 omfatter 66, 132, 300 kV og 420 kV nettet i Møre og Romsdal med tilhørende nedtransformeringer og er en oppdatering av tilsvarende utredning for 2007. Utarbeidelse av regionale kraftsystemutredninger er hjemlet *Forskrift om energiutredninger* fastsatt av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) 16. desember 2002 (se [www.nve.no](http://www.nve.no)), og utredningene skal iht. forskriften oppdateres årlig. Forskriften omfatter også utarbeidelse av lokale energiutredninger for hver kommune.

NVE har utarbeidet en veileder for kraftsystemutredninger (referanse 25). I kapittel 1.4. Mål for utredningsarbeidet, heter det at:

*”Målet for utredningsarbeidet er å bidra til en samfunnsrasjonell utbygging av regional- og sentralnettet hensyntatt aktuelle energibærere for stasjonær energibruk. Kraftsystemutredningen vil være et grunnlagsdokument i NVEs arbeid ved behandling av meldinger og søknader om konsesjon for nye anlegg.*

*Arbeidet skal gi grunnlag for å løse eventuelle konflikter om utviklingen av nettet på et tidlig tidspunkt, og gi brukerne av nettet muligheter til å påvirke utformingen av de overføringsanlegg de er avhengige av.*

*Utredningsarbeidet skal utføres på et fritt og uavhengig grunnlag. Det utredningsansvarlige selskap skal, basert på objektive vurderinger av den framtidige utviklingen, beskrive en samfunnsøkonomisk lønnsom og miljømessig fornuftig utvikling av kraftsystemet i området.*

*For å sikre at det tas hensyn til økende usikkerhet rundt mulig utvikling for kraftsystemet er det spesifisert at utreksningen skal inkludere alternative utviklingsmuligheter for området.”*

Denne *hovedrapporten* er en del av Regional kraftsystemutredning for Møre og Romsdal 2008. I hovedrapporten refereres det til lysbilder i en egen lysbildepresentasjon, som er gjengitt i kapittel 9. Hovedrapporten fra kraftsystemutredningen er offentlig tilgjengelig på internettssidene til NVE og Istad AS ([www.istad.no](http://www.istad.no)). Annen del av kraftsystemutredningen består av en *grunnlagsrapport*. Denne danner grunnlag for hovedrapporten, er underlagt taushetsplikt og er beregnet på lesere med tjenestelig behov for å lese innholdet, jf. illustrasjon side 2.

## 2 BESKRIVELSE AV UTREDNINGSPROSESSEN

Kraftsystemutredningen dekker Møre og Romsdal fylke. Utredningsområdet med kommuner og områdekonsesjonærer er vist på **Lysbilde 2** og **Lysbilde 3**.

Norges vassdrags- og energidirektorat har utpekt Istad Nett AS til å koordinere arbeidet med kraftsystemutredninger for regionalnettet i Møre og Romsdal. Istad Nett omtales i den forbindelse som utredningsansvarlig selskap. Utredningsansvarlig inviterer alle anleggs-, område- og fjernvarmekonsesjonærer innenfor sitt utredningsområde til et såkalt kraftsystemmøte, som avholdes minst en gang hvert annet år. Kraftsystemmøtet velger representanter til et kraftsystemutvalg. Siste kraftsystemmøte ble avholdt i Molde den 22.5.2007 og valgte representanter framgår av oversikten på baksiden av rapporten. Kraftsystemutvalget bistår utredningsansvarlig ved utarbeidelse av kraftsystemutredningen. I dette inngår behandling av utredningen før offentliggjøring. Kraftsystemutredningen oppdateres årlig.

Utredningsansvarlig foretar hvert år innsamling av belastningsdata og andre opplysninger som inngår i kraftsystemutredningen. Anleggs-, område- og fjernvarmekonsesjonærer er også på eget initiativ pliktig å orientere utredningsansvarlig om forhold som kan påvirke utviklingen av egne og øvrige konsesjonærers anlegg. Anleggs-, område- og fjernvarmekonsesjonærer skal også informere utredningsansvarlig om meldinger og søknader om anleggs- og fjernvarmekonsesjon som er oversendt Norges vassdrags- og energidirektorat til behandling. Anleggs-, område- og fjernvarmekonsesjonærer kan delta i kraftsystemmøtet i utredningsområdet.

Anleggs-, område- og fjernvarmekonsesjonærer får tilsendt møterefertat fra møtene i kraftsystemutvalget, slik at de blir løpende orientert om arbeidet med bl.a. utarbeidelse/oppdatering av kraftsystemutredninger for Møre og Romsdal. Videre er NVE orientert om planarbeidet via tilsendte møterefertat og utarbeidede faglige rapporter fra planarbeidet.

Utredningsarbeidet i Møre og Romsdal koordineres med utredningsansvarlige i Sør-Trøndelag og Sogn og Fjordane. Den vertikale samordningen mot sentralnettet har foregått ved Statnetts deltagelse i kraftsystemutvalget for Møre og Romsdal og ved at utredningsansvarlig og dels også andre representanter i kraftsystemutvalget har deltatt i møter og arbeidsgrupper vedrørende utviklingen av regional og sentralnettet. I tillegg er Statnetts Kraftsystemutredning for sentralnettet og Nettutviklingsplan for sentralnettet (referanse 22) referansedokumenter i planarbeidet.

Planlegging av framtidig utvikling av kraftsystemet koordineres også mot kommunale og fylkeskommunale planer. Dette gjelder bl.a. lokale energiutredninger, reguleringsplaner og ulike verneplaner. Koordineringen er viktig både med hensyn til kartlegging av prognoser for framtidig kraftterspørsel, framtidig overføringsbehov i nettet, planlegging av traseer og plassering av ulike forsterkningstiltak. Oppdekking av kraftbehovet i fylket til konkurransedyktig pris er en av de utfordringene som behandles i gjeldende fylkesplan for Møre og Romsdal, se referanse 13.

## **3 FORUTSETNINGER I UTREDNINGSARBEIDET**

### **3.1 Mål for det framtidige kraftsystemet**

#### **3.1.1 Overordnet mål**

Det overordnede mål for kraftsystemet er å sikre levering av elektrisk kraft til forbrukere i området ved en samfunnsmessig rasjonell utvikling og drift av kraftsystemet. For å oppnå dette er det viktig med en god samordning av utbygginger i sentral-, regional- og distribusjonsnettet. Videre er det ønskelig å samordne nettutviklingen med utbygging av kraftproduksjon og bruk av alternative energibærere for stasjonær energibruk. Disse tiltakene vil i enkelte tilfeller kunne være alternativ eller supplement til hverandre. Det vil imidlertid ofte være en stor utfordring å få til denne samordningen, bl.a. fordi det er ulike aktører som gjør sine investeringer ut fra bedriftsøkonomiske hensyn, og fordi planlegging, konsesjonsbehandling og bygging av ledningsanlegg ofte er mer tidkrevende enn etablering av produksjonsanlegg og forbruksanlegg.

#### **3.1.2 Miljø**

Ved utvikling av kraftsystemet legges det vekt på å finne miljømessig gunstige løsninger. Økt utnyttelse av eksisterende nett vurderes som alternativ til nye utbygginger. Ved behov for nye utbygginger vurderes alternative traseløsninger og ulike avbøtende tiltak. Det vurderes også om det er mulig å sanere eksisterende anlegg i forbindelse med utviklingen av nettet.

#### **3.1.3 Beredskap**

Beredskapsplanene brukes ved feil med store konsekvenser, naturhendelser, samt øvelser. Forskrift om beredskap i kraftforsyningen er utarbeidet og fastsatt av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Forskriften er gjeldende fra 1. januar 2003. Innen hvert enkelt energi-

verk er det utarbeidet en hovedberedskapsplan. I tillegg er det utarbeidet tilhørende delplaner når dette har vært hensiktsmessig.

Med bakgrunn blant annet i den anstrengte kraftforsyningssituasjonen en ser for seg i Midt-Norge framover, vil NVE forvise seg om at de enkelte enheter (nettselskaper) har oppdaterte rasjoneringsplaner. Dette ble gjort gjennom en skriftlig revisjon som NVE gjennomførte hos alle landets nettselskaper i brev datert 21.12.2005 vedrørende ”Revisjon om beredskap og rasjonering”.

### **3.2 Ambisjonsnivå og tidshorison**

Utredningen skal være et referansedokument for søknader om anleggskonsesjon etter lov av 29. juni 1990 om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m. (Energiloven). Utredningen omfatter konsesjonspliktige anlegg som ikke inngår i de meddelte områdekonsesjonene til everk innen planområdet. Den regionale kraftsystemutredningen skal vise sammenhengen mellom de målsettinger og forutsetninger som legges til grunn for utviklingen av regional- og sentralnettet og nødvendige prosjekter med tilhørende investeringsbehov. Videre skal den gi en god oversikt over dagens kraftsystem og planer for den videre utvikling av systemet i form av nye anlegg, samt moderniseringer og oppgraderinger av eksisterende anlegg.

Utredningen har en tidshorison på 10 år fram i tid. I den grad mulige utviklingstiltak lenger fram i tid er kjent, vil disse også være presentert. Det er viktig å påpeke at utredningsarbeidet er en kontinuerlig prosess, og at tiltak som presenteres i utredningen ikke nødvendigvis er vedtatte tiltak som vil bli realisert.

### **3.3 Forutsetninger for økonomiske vurderinger**

Nye anlegg planlegges ut fra samfunnsøkonomiske kriterier. I dette ligger det å minimalisere summen av investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, tapskostnader, flaskehalskostnader og avbruddskostnader. I tillegg vektlegges bl.a. miljøkonsekvenser og forsynings-sikkerhet.

NVEs fører monopolkontroll med nettvirksomheten og legger viktige premisser for hvordan netteierne kan opptre mht. ny- og reinvesteringer i overføringssystemet. I dette inngår en årlig fastsettelse av individuelle *inntektsrammer* for hvert nettselskap. Ved nettilknytninger eller ved forsterkning av nettet til eksisterende kunder, kan nettselskapene fastsette et *anleggsbidrag* for å dekke anleggskostnadene.

### **3.4 Forutsetninger for tekniske vurderinger**

#### **3.4.1 Forbruksregistreringer**

Det foretas årlig innsamling av måleverdier for last under transformatorer med nedtransformering fra sentral og regionalnett til distribusjonsnett. Det skilles mellom prioritert og uprioritert last.

#### **3.4.2 Last- og forbruksprognoser**

Last- og forbruksutviklingen i Møre og Romsdal domineres av veksten innen det som i kraftsystemutredningen benevnes som kraftintensiv industri (KII). Det innhentes årlig oppdaterte verdier for forventet last og forbruksutvikling fra den enkelte industribedrift. Prognoser for alminnelig forsyning baseres bl.a. på forventet vekst oppgitt av det enkelte nettselskap og vurdering av historiske verdier.

### 3.4.3 Termisk overføringskapasitet

Overføring av kraft medfører tap i de ulike komponentene i kraftsystemet (ledninger, kabler, transformatorer etc.) som medfører oppvarming av disse. Tapene og oppvarmingen øker med økende overføring, og overføringen må derfor begrenses for å unngå fare for personsikkerhet og/eller uakseptabel materialdeformasjon eller aldring. Termisk grenselast kan defineres som den maksimale strøm (effekt) på en leder i stasjonær tilstand uten at tillatt ledertemperatur overskrides.

### 3.4.4 Spenningskriterier

Det tillates normalt ikke lavere spenning enn 90 % av aktuell systemspenning (66, 132, 300 og 420 kV). For å unngå lavere spenninger enn dette ved utfall i et masket nett, vil spenningsgrensen ved intakt nett ofte ligge noe høyere. Maksimal overføring må settes slik at spenningskriteriene overholdes og nett- (spennings-) sammenbrudd unngås.

## 4 BESKRIVELSE AV DAGENS KRAFTSYSTEM

### 4.1 Statistikk for kraftproduksjon

I et år med normale tilsig er den totale produksjonskapasiteten i fylket ca. 6,8 TWh/år. Bare ca. 15 % av dette er bygget ut siste 20 år. Sommert maksimaleffekt for alle kraftverk er på ca. 1530 MW. Denne kapasiteten er ikke til en hver tid tilgjengelig bl.a. pga. en andel uregulert produksjon (vindkraftverk og vannkraftverk uten magasin). Nøkkeldata og historisk utvikling for produksjonskapasitet er vist i **Lysbilde 4**.

### 4.2 Statistikk for elektrisitetsforbruk

Totalt kraftforbruk i Møre og Romsdal innen alminnelig forsyning (alt forbruk utenom kraftintensiv industri) har de siste årene vært relativt stabilt på i underkant av **4 TWh**. Innen kraftintensiv industri har det derimot vært en kraftig vekst de siste årene. Fra 2002 til 2007 har forbruket økt fra 3,4 TWh til **6,3 TWh**. I kraftsystemutredningen er benevnelsen kraftintensiv industri benyttet om følgende industribedrifter: Hydro Aluminium på Sunndalsøra, Hustadmarmor i Fræna, Statoil Tjeldbergodden og Ormen Lange på Gossen i Aukra kommune.

Statnett fastsetter såkalte maksimallasttimer for hhv. Sør, Midt og Nord-Norge. Maksimallasttimen for Midt-Norge, hvor Møre og Romsdal inngår, var for vinteren 2007/2008 satt til 10. desember 2007 time 9 (08:00-09:00). Uttaket innen alminnelig forsyning i Møre og Romsdal var da 751 MW ekskl. utkoblbar last. Historisk utvikling for forbruk og last er vist i **Lysbilde 5**.

### 4.3 Kraftbalanse

Fylket hadde for få år siden god balanse mellom forbruk og produksjon. Pga. den kraftige veksten innen kraftintensiv industri og svært begrenset utbygging av ny produksjonskapasitet, har fylket fått et betydelig kraftunderskudd. I 2007 var underskuddet (forutsatt middelproduksjon) på 3,8 TWh. **Lysbilde 6** viser forventet kraftbalanse for 2008 for ulike områder i fylket.

Møre og Romsdal inngår i et større område (Midt-Norge) med stort kraftunderskudd. Kraftbalansen er anstrengt, og fra 20. november 2006 har det vært eget prisområde for Midt-Norge (NO2) for å bidra til høy utnyttelse av importkapasiteten til området. Uten import og tilsig faller magasinfyllingen (%) i NO2 med ca. 1 % pr. dag vintertid. Import kan bremse magasintappingen med inntil ca. 0,4 % pr. dag. Største fall i magasinfyllingen i 2007 var på 4,1 % i løpet av en uke. Magasinfyllingen for NO2 var i 2007 nede i 20 %, og ble først og fremst berget av unormalt høye tilsig i november og desember (på landsbasis de høyeste Statnett har registrert).

#### 4.4 Overordnet beskrivelse av dagens kraftnett

Overføringsnettet på regional- og sentralnettsnivå består av 66, 132, 300 og 420 kV forbindelser. Samtlige 300 og 420 kV ledninger og enkelte 132 kV ledninger inngår i sentralnettet. **Lysbilde 7** viser total lengde og aldersfordeling for 66 og 132 kV ledninger og kabler i Møre og Romsdal. Lysbildet viser at det i hovedsak er benyttet luftledninger for disse spenningsnivåene. Den viser også at en betydelig andel av anleggene har relativ høy alder. Over 50 % av ledningslengden er eldre enn 40 år. Til sammenligning er samfunnsøkonomisk levetid for ledninger hvor det er benyttet *tremaster* anslagsvis 50 år. Det vil derfor være et betydelig reinvesteringsbehov de kommende årene.

I tillegg til uttakspunkt for kraftintensiv industri er det 53 transformatorstasjoner med nedtransformering til distribusjonsnettet (22 og 11 kV) for alminnelig forsyning. **Lysbilde 8** viser total installert kapasitet og aldersfordeling for transformatorer i Møre og Romsdal fordelt på ulike primærspenningsnivå. Figuren inkluderer nedtransformering til 11 og 22 kV, samt transformering mellom spenningsnivåene 66, 132, 300 og 420 kV. Aldersfordelingen viser et betydelig innslag av transformatorer med relativt høy alder, og dermed behov for reinvesteringer de kommende årene.

**Avbruddsforholdene** er sentrale ved kvantifisering av leveringskvalitet og forsyningssikkerhet i kraftsystemet. Avbruddsforholdene kan beskrives ved bl.a antall avbrudd pr. år, varighet på avbrudd og ikke levert energi, dvs. den mengde energi som ville ha blitt levert til sluttbrukerne dersom svikt i leveringen ikke hadde inntruffet.

**Lysbilde 9** viser historiske avbruddsdata for Møre og Romsdal. Fylket hadde i likhet med landet samlet sett fallende prosentandel ikke levert energi fram til 2001. Fra 2001-2003 steg imidlertid prosentandelen kraftig for fylket mens landgjennomsnittet stabiliserte seg. Årsaken til dette var hovedsakelig vekst i antall avbrudd, varighet og ikke levert energi for sentralnettspunktene i fylket. Det oppstod flere feil som medførte nettsammenbrudd i store deler av fylket. Kraftintensiv industri ble også rammet. I 2004 og 2005 var det svært lav ILE/LE for Møre og Romsdal sammenlignet med landsgjennomsnitt. Tiltakene som Statnett iverksatte i 2003 for å bedre forsyningssikkerheten kan ha vært medvirkende til dette. Som følge av bl.a. økt utnyttelse av nettet vil det imidlertid være vanskelig å opprettholde enkelte sentrale tiltak.

Møre og Romsdal og delområder i fylket er underskuddsområde(r) med høy utnyttelse av nettet som fører kraft til fylket/delområdene. Økt uttak gir derfor stor økning av tapene i nettet. Innmating av ny produksjon vil gi tilsvarende stor tapsgevinst, og det vil derfor være tapsmessig gunstig å få etablert ny produksjon i fylket. **Lysbilde 10** viser gjennomsnittelige marginaltapsatser<sup>1</sup> pr. år for uttak i tre utvalgte sentralnettspunkt i Møre og Romsdal for årene 1998-2007. Figuren viser også kraftunderskuddet det aktuelle året. Figuren viser at Møre og Romsdal har hatt svært høye marginaltapsatser. Figuren viser også en viss men ikke entydig sammenheng mellom marginaltapsatsene og kraftunderskuddet. Nedgangen de siste tre årene kan ha flere årsaker, men følgende forhold kan ha bidratt:

- Ny 420 kV ledning Klæbu-Viklandet, idriftssatt desember 2004
- Ny 420 kV ledning Viklandet-Fræna, idriftssatt desember 2006
- Omlegging av rutinene for beregning av marginaltapsatser f.o.m. 2007 (?)
- Kraftbalanse og nettbegrensninger i andre deler av landet og mot utlandet

<sup>1</sup> Satsene brukes for å beregne marginaltapsleddet som inngår i den nettleien de enkelte elverk og andre som er tilknyttet sentralnettet betaler. Marginaltapsleddet beregnes som uttak/innmating x marginaltapsatsen x kraftpris for hver time. Med en kraftpris på 30 øre/kWh utgjør marginaltapsleddet 3 øre/kWh med marginaltapsats på 10 %. Oppløsningen var tidligere dag og natt/helg for perioder på 8 uker. F.o.m. 2007 er beregningsrutinene endret og satsene oppgis på ukenivå. Sats for hhv. uttak og innmating er symmetriske (motsatt fortegn). Det settes en administrativ grense på 10 %. Satsene for innmating og uttak har lik verdi men motsatt fortegn.

Det er ikke gjennomført endringer av vesentlig systemmessig betydning siden forrige utredning fra mai 2007. Oversikt over de viktigste endringene er vist i **Lysbilde 11**.

#### 4.5 Andre energibærere og påvirkning på kraftsystemet

I 2003 var ca. 70 % av den stasjonære energibruken elektrisk kraft. Oversikt over eksisterende og mulige framtidige større anlegg med alternativ til elektrisk kraft er vist på **Lysbilde 12**. Alternativ til elektrisk kraft vil bare kunne påvirke deler av kraftforbruket innen alminnelig forsyning, som i 2007 utgjorde 39 % av totalforbruket i fylket (andelen er fallende). Virkningen på kraftbalansen i Møre og Romsdal / Midt-Norge vil derfor være relativt liten. Lokalt vil imidlertid slike tiltak kunne påvirke behovet for nettførsterkninger.

## 5 FRAMTIDIGE OVERFØRINGSFORHOLD

### 5.1 Utvikling av elektrisitetsproduksjon

**Lysbilde 13**, **Lysbilde 14** og **Lysbilde 15** viser aktuelle produksjonsutbygginger innen hhv. vannkraft, vindkraft og gasskraft. Det er inkludert både forhåndsmeldte og konsesjonssøkte anlegg. En beskjeden andel er også under bygging eller kun under vurdering.

Prosjektene innen vannkraft (1,1 TWh) omfatter ca. 100 kraftverk, der mesteparten er såkalte småkraftverk. Produksjonen fra disse kraftverkene monner lite i forhold til kraftunderskuddet som må dekkes opp.

NVE har utviklet en ny metode for automatisk ressurskartlegging av små kraftverk i vassdrag der tidligere kartlegginger, som Samlet plan for vassdrag, ikke har registrert prosjektmuligheter (referanse 2). Metoden bygger på digitale kart, digitalt tilgjengelig hydrologisk materiale og digitale kostnadsmanualer. Den automatiserte ressurskartleggingen sammen med samlet plan viser et vesentlig større utbyggingspotensial enn de registrerte aktuelle produksjonsprosjektene, jf. **Lysbilde 13**. Merk at enkelte utbyggingsprosjekter allerede er gjennomført etter at ressurskartleggingen ble foretatt i 2004.

Prosjektene innen vindkraft (4,8 TWh) omfatter til sammen ca. 266-586 vindturbiner. Disse vil kunne dekke ca. 74 % av energiunderskuddet i 2020. Den tilgjengelige effekten til å dekke effektunderskuddet vil variere mellom null og full effekt, avhengig av de aktuelle vindforholdene. Full effekt tilsvarer 1,2 ganger dagens totale produksjonskapasitet. Dette gir store utfordringer for dimensjonering og drift av kraftsystemet.

Det er konsesjonssøkt ett gasskraftverk på Tjeldbergodden (TBO) og ett gasskraftverk i Fræna (total netto kapasitet 10 TWh). For *gasskraftverket på Tjeldbergodden*, som har fått konsesjon, har StatoilHydro vurdert CO<sub>2</sub>-rensing med bruk av CO<sub>2</sub> til økt oljeutvinning alternativt lagring i dertil egnet bergstruktur. Kraftverksplanene med de vurderte CO<sub>2</sub>-håndteringsalternativene ble i løpet av 2007 skrinlagt pga. høye kostnader. StatoilHydro vurderer det som svært krevende å bygge et lønnsomt kraftverk selv uten CO<sub>2</sub>-håndtering (jf. [Statoil Hydro nyhetsmelding datert 20.12.2007](#)). *Gasskraftverket i Fræna* fikk avslag på konsesjonssøknaden av NVE mars 2008. Det ble lagt vekt på overordnet myndighetsavklaring av de sist behandlede gasskraftprosjektene, som etter NVEs vurdering innebærer at det ikke skal etableres nye, konvensjonelle gasskraftverk i Norge. NVE mente også at et gasskraftverk med vilkår om fangst og lagring vil bli samfunnsøkonomisk ulønnsomt med dagens inntekter, kostnader og øvrige rammer (jf. [NVE nyhetsmelding datert 5.3.2008](#)). Avslaget ble anket av søker, Industrikraft Møre.

Hvorvidt de aktuelle produksjonsutbyggingene faktisk blir realisert er bl.a. avhengig av konsesjonsvedtak og rammebetingelser som gir tilstrekkelig lønnsomhet for investeringene. Det er derfor betydelig usikkerhet knyttet til den framtidige produksjonskapasiteten.

I tillegg til gasskraftverkene ovenfor er det konsesjonssøkt to reservekraftverk i Møre og Romsdal (på Aukra og Tjeldbergodden, hver på 150 MW). Reservekraftverkene er begrunnet ut fra faren for at det kan oppstå svært anstrengte kraftsituasjoner regionalt og nasjonalt, med svært lave magasinbeholdninger. Midt-Norge er et område hvor sannsynligheten for slike situasjoner er sterkt økende. Anleggene skal bare settes i drift dersom det er stor fare for strømrasjonering, hvilket innebærer at anleggene vil bli brukt svært sjelden.

## 5.2 Utvikling av elektrisitetsforbruk

Den kraftige forbruksveksten som startet rundt 2002 vil vedvare, hovedsakelig som følge av ytterligere utvidelser innen kraftintensiv industri. Ormen Lange vil gi det største bidraget i den videre veksten. Det er planlagt en gradvis oppkjøring fram til 2010. Maksimalt uttak vil da bli på ca. 210 MW inkl. mulig testanlegg på 10-15 MW. Årlig energibehov på ca. 1,3 TWh/år. Forsert oppstart med maksimalt uttak allerede i 2008 er ikke lenger aktuelt. I prognosen er det også inkludert et undersjøisk kompresjonsanlegg som vil kunne komme idrift rundt 2016. Dette er ventet at maksimalbelastningen for dette anlegget vil inntreffe når produksjonen og dermed uttaket på land er på veg ned. Økningen i maksimallast vil derfor bli mindre enn installert effekt på kompresjonsanlegget. Det prognosert en maksimallast på til sammen 220 MW og et maksimalt årsforbruk på 1,5 TWh. I kraftsystemutredningene fra 2002-2005 var det antydnet et mulig tilleggsuttak ved Ormen Lange knyttet til mulig utvidelse fra to til fire salgsprodukt fra 2012, og etablering av gassknutepunkt med utvidet eksportkapasitet fra 2017 (totalt 360 MW, 2,8 TWh/år). Det er p.t. ingen kjente planer om slike utvidelser, og de er derfor ikke inkludert i prognosene.

For alminnelig forsyning er det lagt inn et basis vekstscenarie på 0,57 % pr. år og et alternativt nedgangsscenarie på 0,28 % år. Forskjellen mellom de to scenariene utgjør hhv. 0,06 og 0,38 TWh i hhv. 2010 og 2020.

## 5.3 Utvikling av kraftbalanse og overføringsbehov

**Lysbilde 16** og **Lysbilde 17** viser en sammenstilling av historisk utvikling og prognoser for hhv. kraftforbruk (energi, TWh/år) og maksimallast (effekt, MW) i Møre og Romsdal. I figurene er også gjeldende produksjonskapasitet og aktuelle framtidige produksjonsutvidelser vist. Fylket har gått fra god balanse mellom forbruk og produksjon for få år siden, til et betydelig kraftunderskudd. Kraftunderskuddet vil fortsette å vokse uten omfattende produksjonsutvidelser. Kraftunderskuddet i hhv. 2008, 2010 og 2020 vil bli på hhv. ca. 4,3 5,5 og 6,5 TWh, forutsatt middelproduksjon, ingen ny produksjon og basis vekstscenarie for alminnelig forsyning. Nedgangscenariet innen alminnelig forsyning vil bedre kraftbalansen i forhold til basis med hhv. 0,06 og 0,38 TWh i hhv. 2010 og 2020.

**Lysbilde 18** og **Lysbilde 19** viser energi- og effektbalanse i hhv. 2008, 2015 og 2025 i Møre og Romsdal ved scenarier for utvikling av hhv. last og produksjon (planlagte reservekraftverk er ikke medregnet). Energibalansen er vist for et år med normale tilsig og et tørrår (forutsatt produksjon lik 75 % av normalproduksjon). Effektbalansen er vist ved ulike kombinasjoner av aktuell last og produksjon. Effekt- og energibalansene er sammenlignet med en antydnet import- og eksportkapasitet for fylket. Merk at kapasitetene er avhengig av flere forhold og vil kunne variere en god del. Figurene viser bl.a. at:

- Verken reduksjon i forbruksveksten eller utbygging av aktuelle vannkraftprosjekter og vindkraftprosjekter på land vil alene gi tilfredsstillende effekt- og energibalanse.
- Aktuelle vindkraftprosjekter til havs vil alene gi tilfredsstillende energibalanse, men ikke effektbalanse (mulige problemer med effektunderskudd).
- Aktuelle gasskraftprosjekter vil gi både tilfredsstillende effekt- og energibalanse.

- Realisering av alle aktuelle produksjonsutvidelser vil gi betydelig utfordringer mht. effektoverskudd.

**Lysbilde 20** viser kraftbalansen for ulike områder i Møre og Romsdal med hhv. dagens produksjonskapasitet og med alle aktuelle produksjonsutvidelser med unntak av planlagte reservekraftverk.

Møre og Romsdal inngår i **Midt-Norge** hvor samlet kraftunderskudd er enda høyere enn for Møre og Romsdal. Kraftsituasjonen er anstrengt og vil som følge av forventet forbruksvekst bli ytterligere forverret, jf. omtale i kapittel 4.3. Statnett arbeider med følgende prosjekter for å bedre forsyningssituasjonen for Møre og Romsdal / Midt-Norge:

Tiltak	Økt importkapasitet	Planlagt idriftsettelse
• Reaktive kompenseringer	~ 200 MW	2007/2008
• Ny 420 kV ledning Nea-Järpstrømmen	~ 200 MW	2009
• Ny 420 kV ledning Ørskog-Fardal	~ 700 MW	des. 2012
• Reservekraftverk på Tjeldbergodden/Aurka (150/150 MW)		juni 2008/febr. 2009*

\*) Klargjort for idriftsettelse

## 6 FORVENTEDE TILTAK OG INVESTERINGSBEHOV

Prognosene for total last og forbruk i Møre og Romsdal / Midt-Norge viser at det forventes et betydelig kraftunderskudd i regionen dersom det ikke bygges ut ny produksjon. Denne utfordringen kan løses ved overføring av kraft inn til regionen fra områder med kraftoverskudd og/eller ved etablering ny produksjonskapasitet i regionen. Dersom underskuddet skal dekkes ved overføring inn til regionen, vil eksisterende nett ikke ha tilstrekkelig overføringskapasitet. Statnett vil på kort sikt (2007/2008) investere ca. 500 Mkr i reaktive kompenseringer, som vil gi i størrelsesorden ca. 200 MW økt overføringskapasitet. Videre vil Statnett og Svenska Kraftnät i løpet av 2009 idriftsette en ny 420 kV ledning Nea-Järpstrømmen til erstatning for bestående 300 kV ledning. Sammen med spenningsoppgradering av ledningen Klæbu-Nea til 420 kV vil dette gi i størrelsesorden 200 MW økt importkapasitet. I tillegg har Statnett konsesjonssøkt en ny 420 kV ledning fra Ørskog til Fardal, som etter planen skal idriftsettes i desember 2012. Ledningen vil, i tillegg til å sikre forsyningen i Midt-Norge, bidra til å bedre forsyningssikkerheten for industri og husholdninger i Møre og Romsdal og også i Sogn og Fjordane, samtidig som den vil legge til rette for utbygging av planlagt vindkraft og små vannkraftverk i Sogn og Fjordane og på Søre Sunnmøre. I den forbindelse er det også søkt om etablering av transformatorstasjoner med 420/132 kV nedtransformeringer langs ledningen, bl.a. i Ålfoten og Ørsta.

Statnett har også forhåndsmeldt en ny 420 kV forbindelse fra Roan til Trollheim, som vil være en videreføring av konsesjonssøkt 420 kV ledning Namsos-Roan. Hovedbegrunnelsen for ledningen er tilknytning av planlagte vindkraftverk på Fosen og sør for Trondheimsfjorden til sentralnettet og ledningen vil bli realisert tidligst i 2015.

I tillegg til nye ledninger for å dekke kraftunderskudd i Midt Norge er det behov for:

- Reinvesteringer som følge av gammelt nett
- Forsterkninger som følge av økt overføringsbehov internt i fylket
- Nettilknytning av eventuell ny produksjon og ny industri.

**Lysbilde 21 - Lysbilde 24** viser en oversikt over de forsterkningstiltak som er omtalt i *grunnlagsrapporten* av kraftsystemutredningen.

Forsterkningstiltak med bl.a. etablering av nye 420 kV ledninger, kan gi muligheter for omstrukturering av nettet og sanering av ledninger. Flere 132 kV ledninger vil kunne få redusert

nytte ved framtidige forsterkningstiltak, og vil muligens ikke være lønnsomme å reinvestere når levetiden er utløpt. I enkelte tilfeller vil det være behov for andre tiltak som etablering av 420/132 kV transformeringer for å kunne sanere ledninger.

Som en del av konsekvensutredningsarbeidet i forbindelse med konsesjonssøknad på ny 420 kV ledning Ørskog-Fardal er det gjort egne vurderinger av saneringsmuligheter ved ulike transformeringsløsninger. Med bakgrunn i dette utredningsarbeidet har Statnett i tilleggssøknad (februar 2008) konsesjonssøkt etablering av Ørsta transformatorstasjon (ved Haugen) og Ålfoten transformatorstasjon (ved Åskåra) samt sanering av 132 kV ledningen Haugen-Leivdal (29,1 km). I det nevnte utredningsarbeidet ble også sanering av hele eller deler av 132 kV ledningen Ørskog-Sykkylven-Haugen (totalt 61,7 km) vurdert. Vurderte løsninger innebærer økte investeringskostnader på 175-405 MNOK avhengig av omfang av sanering. Statnett har valgt å ikke omsøke sanering på denne strekningen.

## 7 OPPSUMMERING

Se sammendrag side 3 og **Lysbilde 26**.

## 8 LITTERATURREFERANSER

1. Istad Nett AS, Kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2006, mai 2006.
2. [NVE rapport 19/2004: Beregning av potensial for små kraftverk i Norge. Forutsetninger, metodebeskrivelse og resultater.](#)
3. [Statnett SF. Vedlegg til tariffhefte 2005 – Nettbegrunnet innfasingstariff.](#)
4. Tafjord Kraftnett AS, januar 2005. Konsesjonssøknad 132 kV ledning Valldal-Stordal.
5. TrønderEnergi Nett AS, November 2004. Nettilknytning Frøya Vindmøllepark. Konsesjonssøknad og konsekvensutredning.
6. [Statkraft, januar 2005. Konsesjonssøknad Fræna vindpark – Fræna kommune.](#)
7. [Haram Kraft AS, november 2004. Haram Vindkraftverk - Konsesjonssøknad og konsekvensutredning.](#)
8. [Statoil, juni 2004. Gasskraftverk på Tjeldbergodden. Konsesjonssøknad.](#)
9. [Statnett, juni 2004. Konsesjonssøknad 420 kV forbindelse Tjeldbergodden-Trollheim.](#)
10. [Statnett, april 2005, 420 kV forbindelse Tjeldbergodden-Trollheim, tilleggssøknad med konsekvensutredning.](#)
11. [Havgul AS, desember 2004. Melding vindkraftanleggene Havsul I, II, III og IV.](#)
12. [Havgul AS, februar 2005. Tilleggsmelding vindkraftanleggene Havsul I-IV.](#)
13. [Framover – Fylkesplanen for Møre og Romsdal 2005-2010](#)
14. [Lokale energiutredninger 2006 for kommunene Sykkylven, Ålesund, Averøy, Molde, Fræna, Aukra og Sunndal.](#)
15. [NVEs energifolder "Energi i Norge" for 2005 og 2006. Utgitt av NVE.](#)
16. [SSB oversikt over kommunefordelt energibruk fra 2000 til 2004.](#)
17. [Havsul I AS, Havsul II AS, Havsul IV AS. Februar 2006. Konsesjonssøknad og konsekvensutredning for nettilknytning Havsul I, Havsul II, Havsul IV.](#)
18. [Hydro Olje og Energi AS, Tussa Energi. Haugshornet vindkraftverk - Søknad.](#)
19. [Statnett, mars 2006. Melding med forslag til utredningsprogram 420 kV ledning Ørskog-Fardal.](#)

20. [Statnett, april 2006: 420 kV ledning Namsos-Roan. Melding med forslag til konsekvensutredningsprogram.](#)
21. [Statkraft, juni 2006: Fræna vindpark Fræna kommune, tillegg til konsesjonssøknad Versjon C – nytt forslag til utbyggingsløsning.](#)
22. [Statnett SF, august 2007. Nettutviklingsplan for sentralnettet 2007-2025](#)
23. Industrikraft Møre AS, desember 2006. Industrikraftanlegg i Elnesvågen i Fræna kommune, gassrørledning Nyhamna-Elnesvågen-Vestavika, Nettilknytning industrikraftverket-Fræna trafo. [Konsesjonssøknad.](#) [Konsekvensutredning.](#)
24. [Statnett, februar 2007. 420 kV ledning Fardal-Ørskog. Søknad om konsesjon, ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse.](#)
25. [NVE-rapport 2/2007: Veileder for kraftsystemutredninger.](#)
26. [Statnett, februar 2007: Søknad om konsesjon for reservekraftanlegg på Tjeldbergodden.](#)
27. [Statnett, mai 2007: Søknad om konsesjon for reservekraftverk på Nyhamna.](#)
28. [St.meld. nr. 11 \(2006-2007\): Om støtteordningen for elektrisitetsproduksjon fra fornybare energikilder \(fornybar elektrisitet\).](#)
29. [Agder Energi Produksjon AS, august 2006: Melding med forslag til utredningsprogram for Vindkraftanlegg Ertvågøy Øst og Vest i Aure kommune.](#)
30. [Agder Energi Produksjon AS, oktober 2006: Melding Rognskog vindkraftanlegg i Halså og Surnadal kommuner.](#)
31. [Statnett, november 2007. Konsesjonssøknad 300 \(420 kV\) ledning Namsos-Roan.](#)
32. [Statnett, januar 2008: 420 kV-ledning Roan-Trollheim, melding med forslag til utredningsprogram.](#)
33. [Agder Energi Produksjon AS, Zephyr AS og Statkraft Development AS februar 2008: Melding, samordnet nettløsning for planlagte vindkraftverk i Snillfjordområdet](#)
34. [NVE. Vindkraft- og kraftledningsprosjekter sør og nord for Trondheimsfjorden - felles høring vår 2008](#)
35. [Statnett, februar 2008: 420 kV Ørskog-Fardal, tilleggsutredninger og søknad om konsesjon.](#)

## 9 LYSBILDER

2. Utredningsprosessen

### Rapporter

	Innhold	Målgruppe	Annet
<p>Kraftsystemutredningens <b>hovedrapport</b></p>	Skal være et sammendrag av grunnlagsrapporten.	Politikere, journalister og andre interessenter.	Offentlig rapport. Skal offentliggjøres på den utredningsansvarliges nettsider.
<p>Kraftsystemutredningens <b>grunnlagsrapport</b></p>	Forskriftskrav i henhold til forskrift om energiutredninger. Veileder for kraftsystemutredninger beskriver hva som minimum skal inkluderes i grunnlagsrapporten for å oppfylle forskriftskravene.	Lesere med kraftsystemkompetanse og tjenstlig behov for innholdet. Dette er i hovedsak NVE samt anleggs-, område- og fjernvarmekonsesjonærer.	UNDERLAGT TAUSHETSPLIKT iht BfK § 6-2 jf offvl § 5a.

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2008  
Istad Nett / TRT / 26.05.2008

1

Lysbilde 1: Rapporter

2. Utredningsprosessen

### Utredningsområdet med kommuneoversikt

1 Aukra	14 Midsund	27 Surnadal
2 Aure	15 Molde	28 Sunndal
3 Averøy	16 Nesset	29 Sykkylven
4 Eide	17 Norddal	30 Tingvoll
5 Frei	18 Rauma	31 Tustna
6 Fræna	19 Rindal	32 Ulstein
7 Giske	20 Sande	33 Vanylven
8 Gjemnes	21 Sandøy	34 Vestnes
9 Halså	22 Skodje	35 Volda
10 Haram	23 Smøla	36 Ørskog
11 Hareid	24 Stordal	37 Ørsta
12 Herøy	25 Stranda	38 Ålesund
13 Kristiansund	26 Sula	

1. januar 2006 ble kommunene Aure og Tustna slått sammen til Aure kommune

1. januar 2008 ble kommunene Kristiansund og Frei slått sammen til Kristiansund kommune

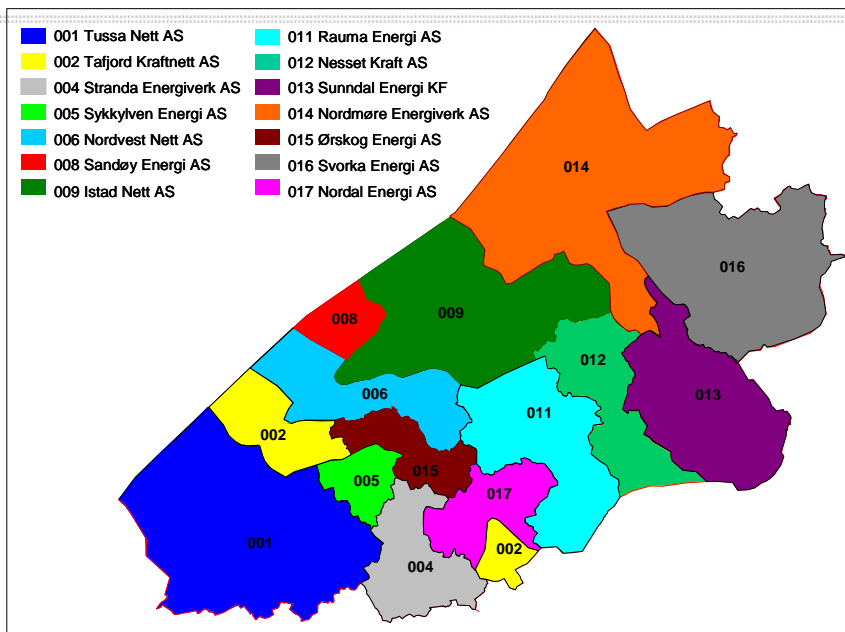
Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2008  
Istad Nett / TRT / 26.05.2008

2

Lysbilde 2: Utredningsområde med kommuneoversikt

## 2. Utredningsprosessen

## Områdekonsesjonærer i utredningsområdet



Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2008  
Istad Nett / TRT / 26.05.2008

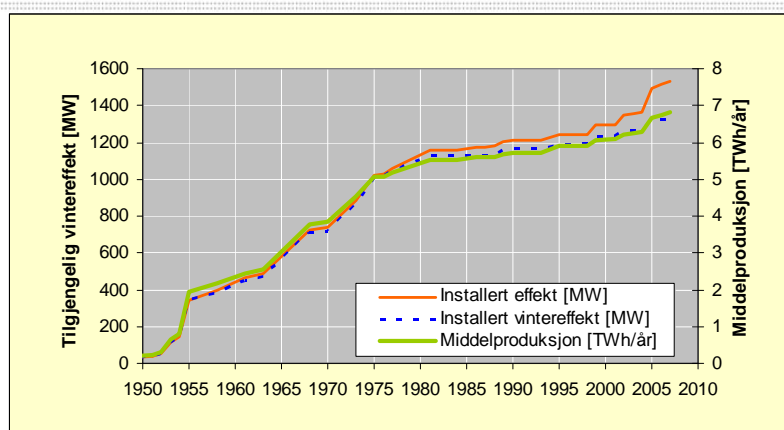
3



Lysbilde 3: Områdekonsesjonærer i utredningsområdet

## 4. Dagens kraftsystem

## Kraftproduksjon, historisk utvikling



	Tilgjengelig vintereffekt [MW]	Installert effekt [MW]	Middelproduksjon [TWh]
Vannkraft	1226	1352	6.2
Vindkraft	77	154	0.46
Varmekraft	25	25	0.16
Total	1330	1530	6.8

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2008  
Istad Nett / TRT / 26.05.2008

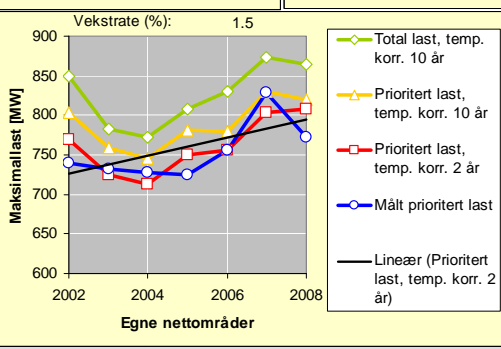
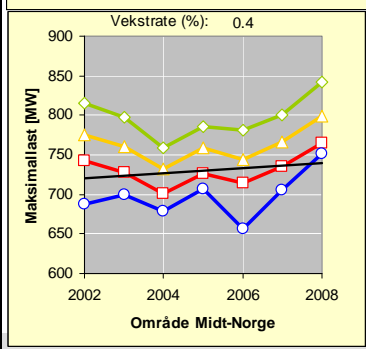
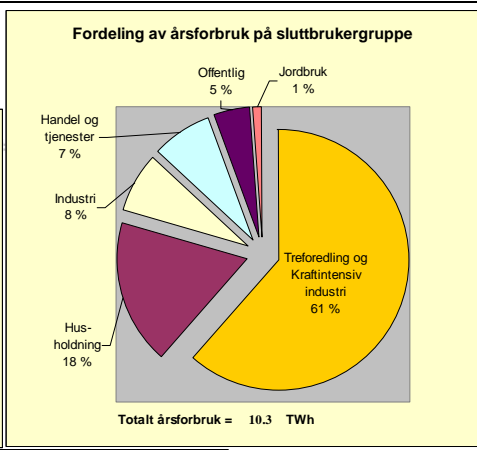
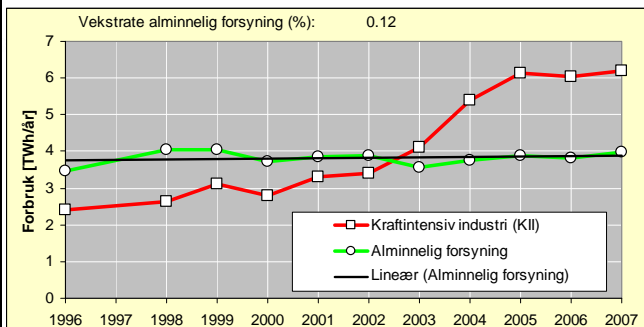
4



Lysbilde 4: Produksjonskapasitet med historisk utvikling fram til dagens nivå

4. Dagens kraftsystem

### Elektrisitetsforbruk



Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2008  
Istad Nett / TRT / 26.05.2008

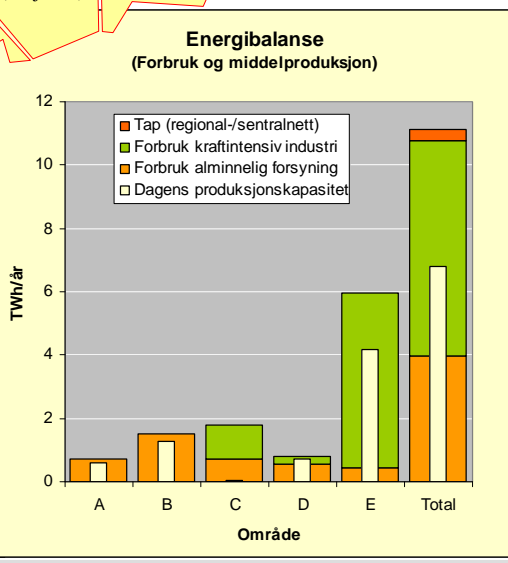
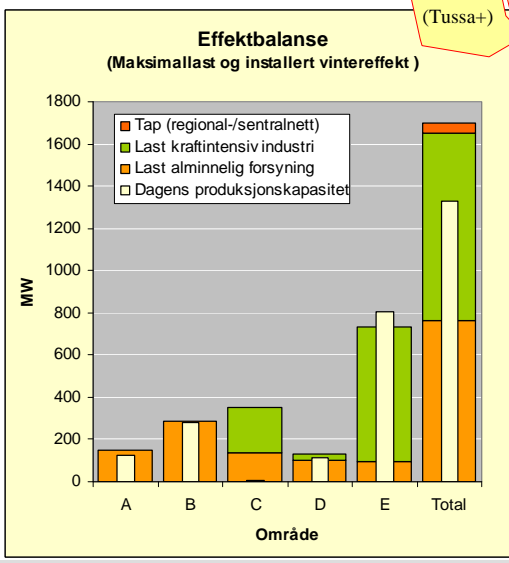
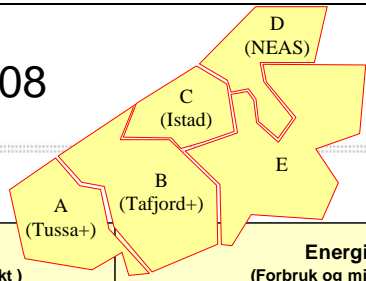
5



Lysbilde 5: Elektrisitetsforbruk og maksimallast.

4. Dagens kraftsystem

### Kraftbalanse for 2008



Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2008  
Istad Nett / TRT / 26.05.2008

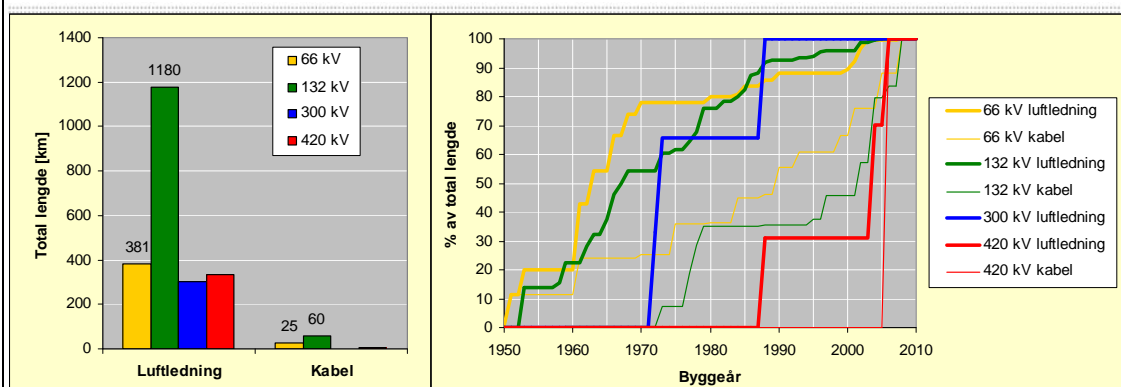
6



Lysbilde 6: Kraftbalanse 2008, fordelt på områder.

## 4. Dagens kraftsystem

## Ledninger og kabler

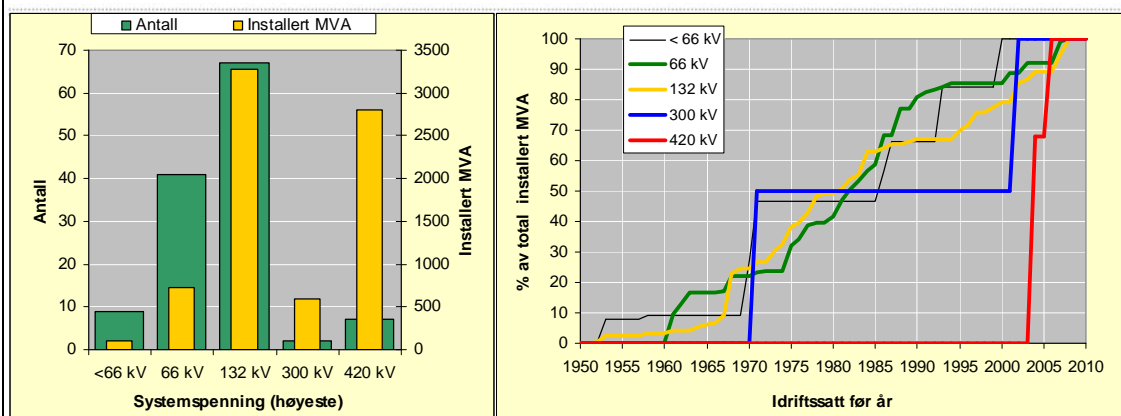


- Mer enn 50% av total ledningslengde på 66 og 132 kV nivå er eldre enn 40 år
- Samfunnsøkonomisk levetid for luftledning med tremaster er 50 år
- Betydelig reinvesteringsbehov de kommende årene.

Lysbilde 7: Lengde og alderssammensetning for ledninger og kabler i 66-420 kV nettet

## 4. Dagens kraftsystem

## Transformatorer

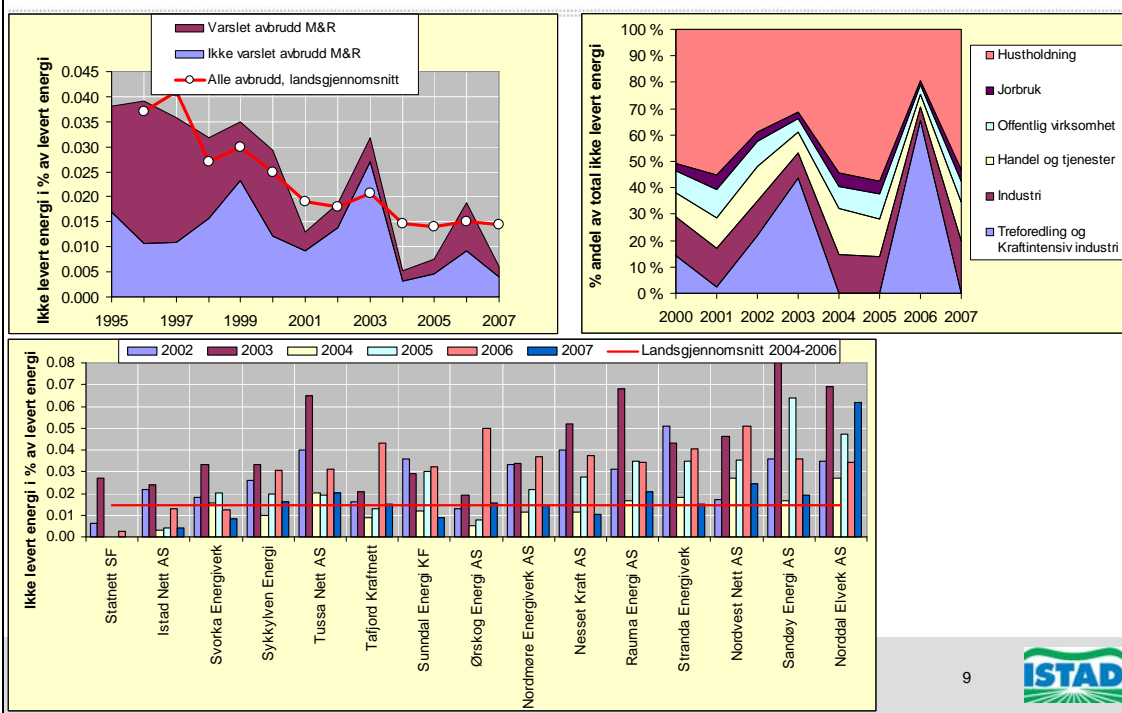


- Ca. 25 % av transformatorytelsen med høyeste systemspenning på 132 kV eller lavere er eldre enn 40 år
- Samfunnsøkonomisk levetid for transformatorer er 50 år
- Betydelig reinvesteringsbehov kommende år

Lysbilde 8: Installert ytelse og alderssammensetning for transformatorer

4. Dagens kraftsystem

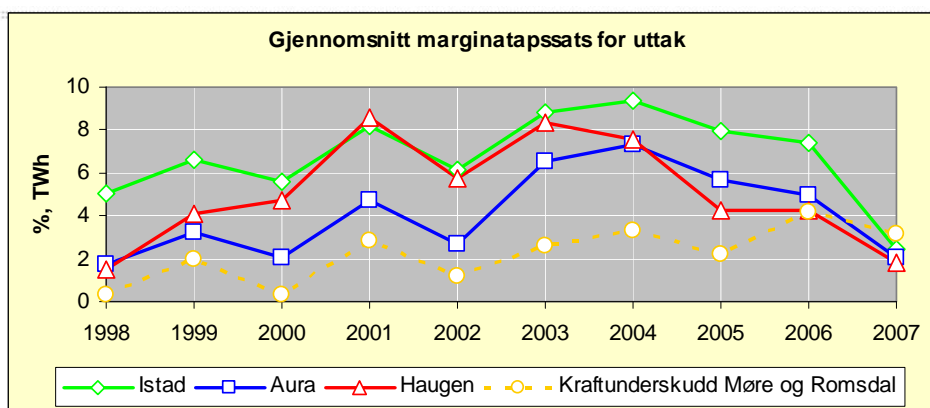
## Leveringskvalitet og forsyningsikkerhet



Lysbilde 9: Leveringskvalitet og forsyningsikkerhet (1)

4. Dagens kraftsystem

## Tapsforhold



- Ny 420 kV ledning Klæbu-Viklandet, idriftsatt desember 2004
- Ny 420 kV ledning Viklandet-Fræna, idriftsatt desember 2006
- Omlegging av rutinene for beregning av marginaltapssatser f.o.m. 2007 (?)

Lysbilde 10: Tapsforhold

## 4. Dagens kraftsystem

## Gjennomførte endringer fra forrige utredning

- Nye anlegg
  - Ny sentrum transformatorstasjon i Ålesund
  - Økt transformatorkapasitet i Bondal, Åmela og Tussa
  - Reinvestering koblings- og kontrollanlegg i Grytten transformatorst.
  - Ny 132/66/22 kV transformator i Ranæs (ertattet to gamle)
- Sanering/omlegging
  - 12 kV ledninger mellom Aura kraftverk og Hydro ASU revet
- Ny produksjon

Plassering	Inst. effekt	Middelproduksjon	Innmating regional-/sentralnett		Nettområde	Eier
	MW	GWh/år	spg.	Navn		
Bele kraftverk	0.83		22	Svorka	Svorka Energi AS	Bele Kraft D/S
Engeset	5.00	18.7	22	Stranda	Stranda Energiverk AS	Privat/Hydropool
Furset	4.80	18.2	22	Stranda	Stranda Energiverk AS	Stranda Energiverk AS
Nordsvorka	2.25	12.0	22	Svorka	Svorka	Statkraft SF/Svorka Energi AS
Vågen	5.22	20.0	22	Haugen	Tussa Nett AS	Privat
<b>Total</b>	<b>18.1</b>	<b>50.7</b>				

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2008  
Istad Nett / TRT / 26.05.2008

11



Lysbilde 11: Gjennomførte endringer fra forrige utredning

## 4. Dagens kraftsystem

## Andre energibærere

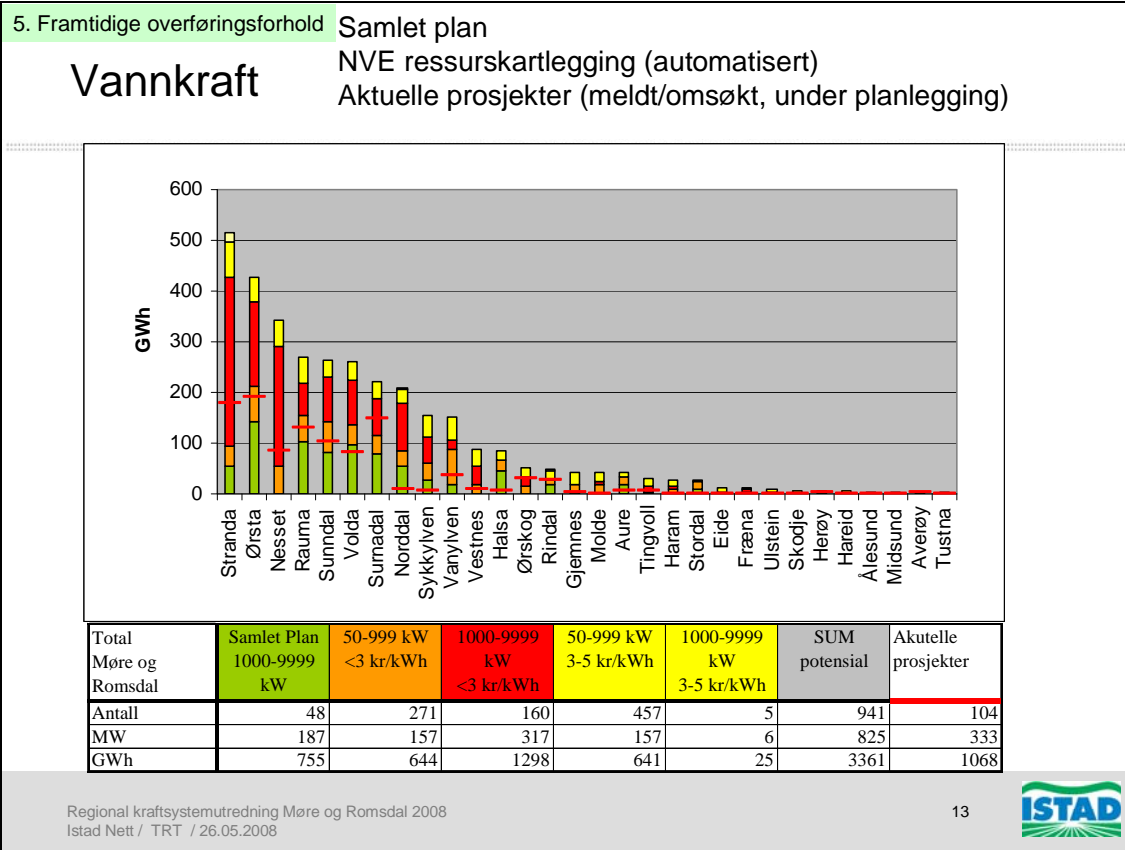
- Etablerte anlegg
  - Fjernvarme på Sunndalsøra med spillvarme fra Hydro ASU
  - Avfallsforbrenningsanlegg på Averøy
  - Pelletsproduksjon i Sykkylven
  - Fjernvarmenett i Ålesund med avfallsforbrenning og varmepumpe
  - Lagrings- og distribusjonsanlegg for LNG ved Hydro ASU
  - Mottaksanlegg for LNG hos Tine (Fræna, Tresfjord, Ålesund)
  - Mottaksanlegg for LNG på Årø industriområde og på Sula
  - Lavtrykk gassledningsnett etableres på Gossen
  - Gassledningsnett i Fræna
- Framtidige anlegg under bygging / planlegging / vurdering
  - Flisfyrt fjernvarmeanlegg med LNG til spisslast for industri- og boligfelt i Molde (b, 2008)
  - Utvidelse av søppelforbrenningsanlegget i Ålesund, inkl. en 4 MW damp turbin (b, 2008)
  - Etablering av nærvarmenett i Ørsta (2009)
  - Videre utbygging av fjernvarmenett i Molde (p)
  - Bruk av gass fra Nyhamna ved Hustadmarmor
  - Bygging av pelletsfabrikk på Averøya

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2008  
Istad Nett / TRT / 26.05.2008

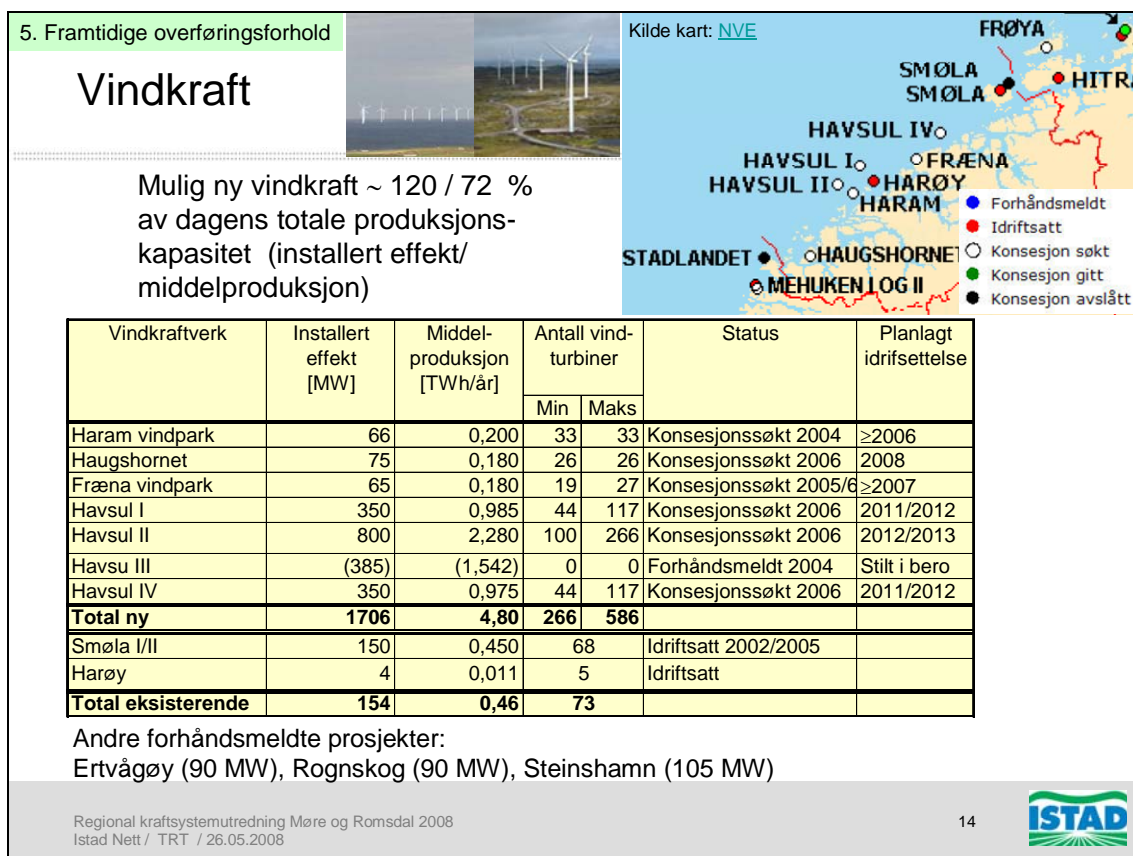
12



Lysbilde 12: Alternativ til elektrisk forbruk



Lysbilde 13: Mulig ny vannkraftproduksjon



Lysbilde 14: Mulige produksjonsutvidelser, vindkraft.

## 5. Framtidige overføringsforhold

## Gasskraft



- Konesjonsøkt
- Konesjon gitt

Kilde kart: [NVE](#)

- Tjeldbergodden
    - Konesjon gitt 2006 (NVE)
    - Skrinlagt i 2007 pga. høye kostnader forbundet med CO2 håndtering, krevende mht. lønnsomhet selv uten CO2 håndtering.
  - Elnesvågen
    - Konesjonsøknad avslått i 2008 (NVE)
    - Avslag anket
- 
- Reservekraftverk Tjeldbergodden
    - Klargjort mai/juni 2008
  - Reservekraftverk Nyhamna
    - Klargjort februar 2009

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2008  
Istad Nett / TRT / 26.05.2008

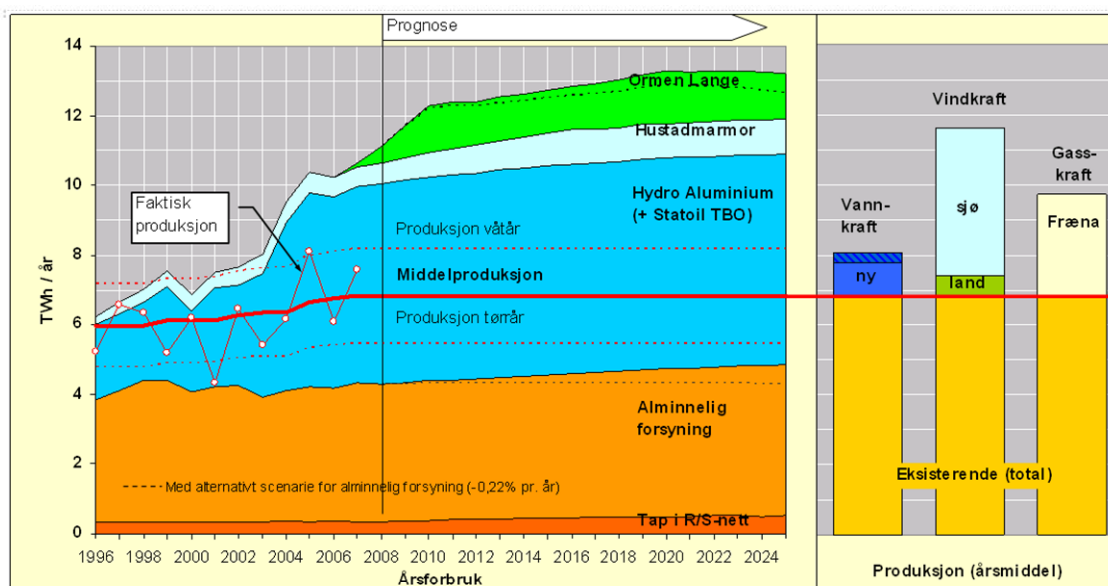
15



Lysbilde 15: Mulige produksjonsutvidelser, gasskraft.

## 5. Framtidige overføringsforhold

## Prognoser forbruk (energi)

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2008  
Istad Nett / TRT / 26.05.2008

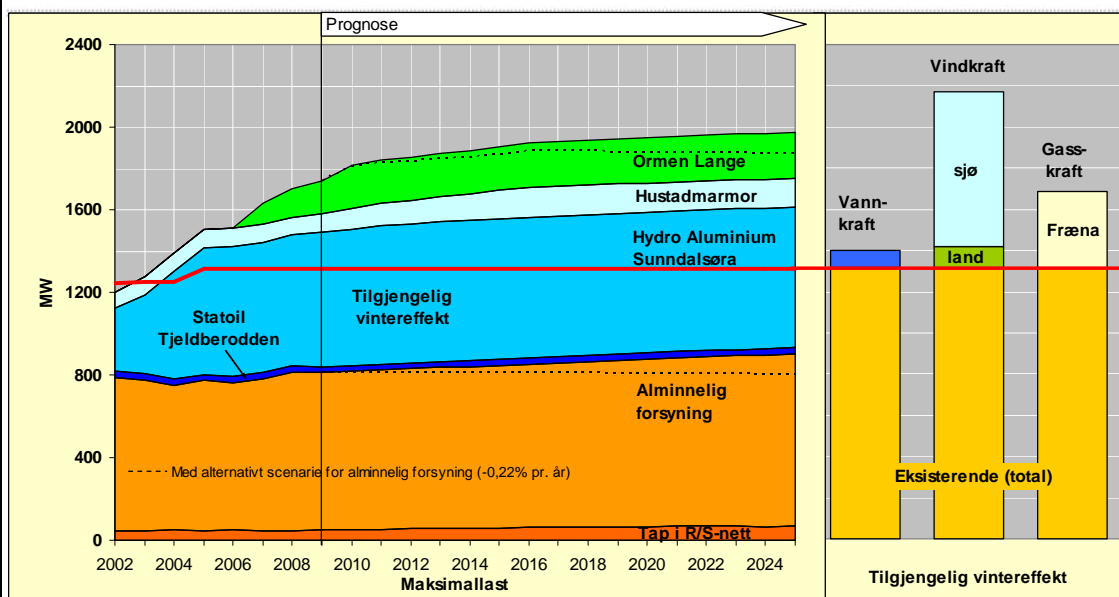
16



Lysbilde 16: Prognoser forbruk (energi)

5. Framtidige overføringsforhold

### Prognoser maksimallast (effekt)



Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2008  
Istad Nett / TRT / 26.05.2008

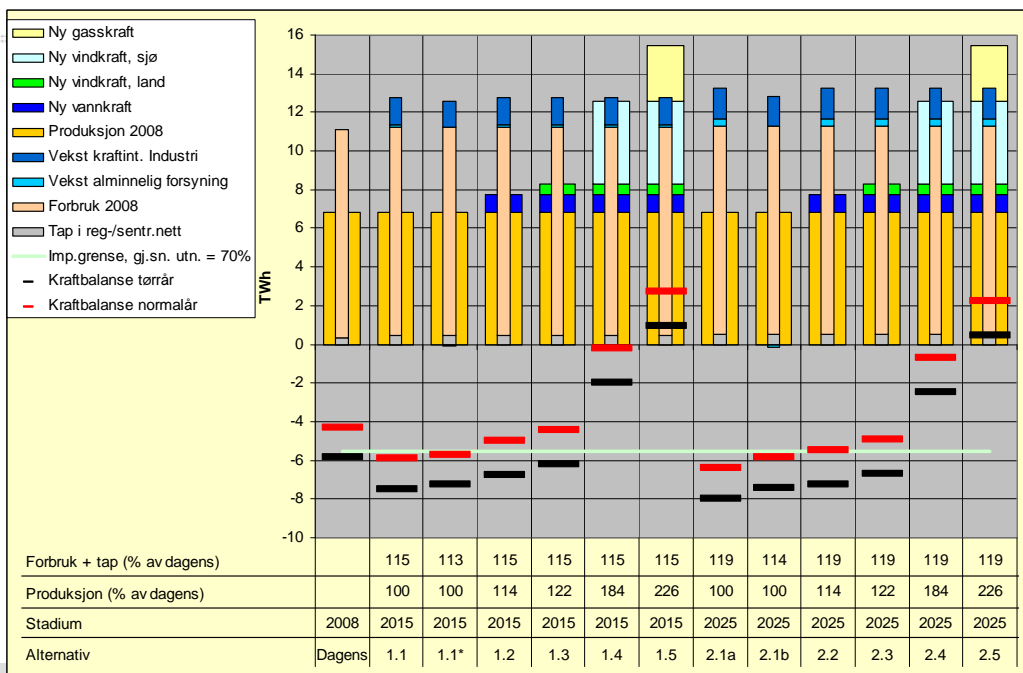
17



Lysbilde 17: Prognoser maksimallast (effekt), ekskl. uprioritert.

5. Framtidige overføringsforhold

### Scenarier kraftbalanse, energi

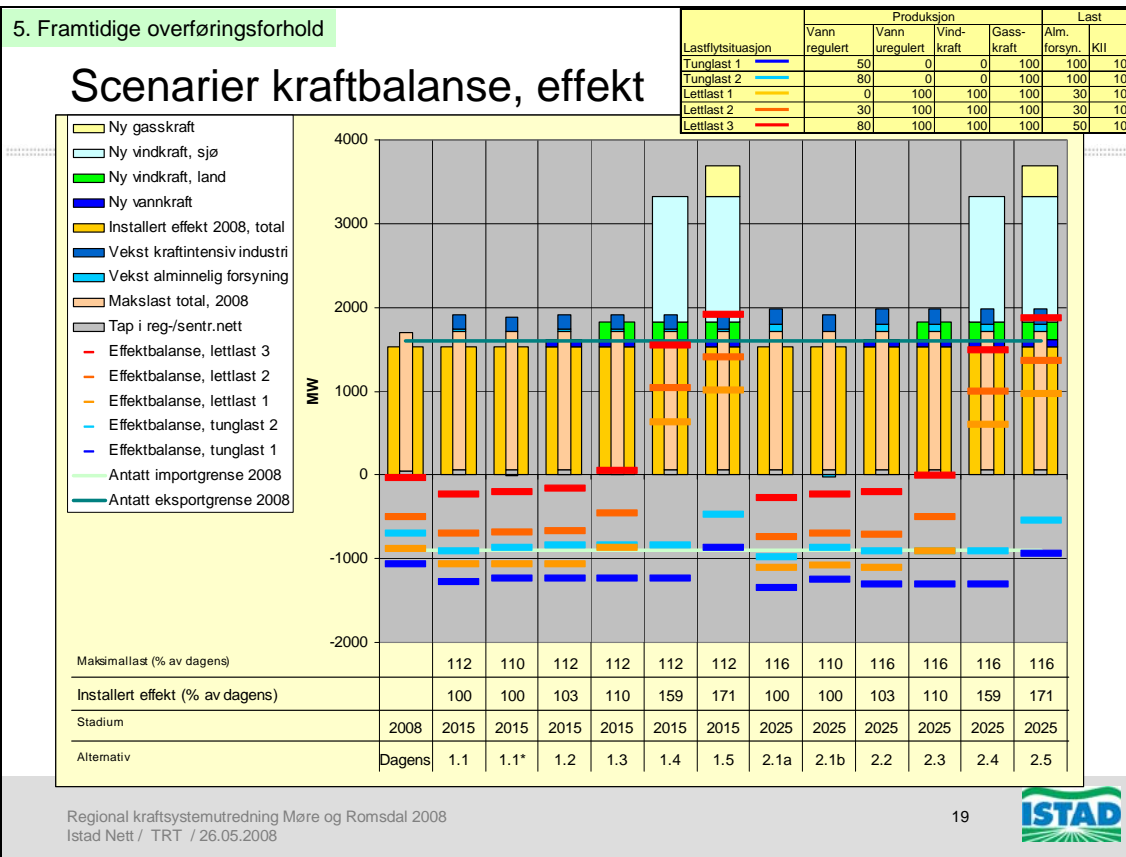


Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2008  
Istad Nett / TRT / 26.05.2008

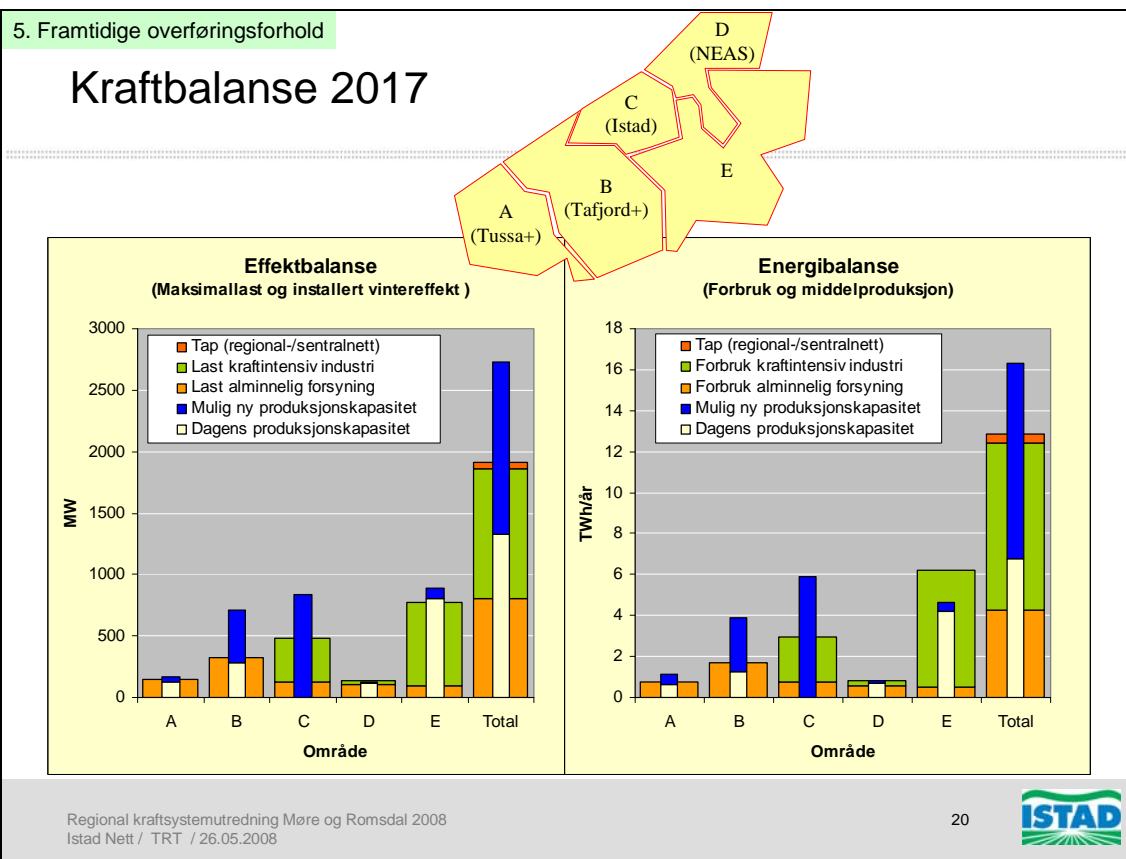
18



Lysbilde 18: Scenarier for utvikling av kraftbalanse (energi). Antydnet importgrense er med dagens nett. Grensen avhenger av flere forhold og vil kunne variere en del.



Lysbilde 19: Scenarier for utvikling av kraftbalanse (effekt). Antydnet import/eksportgrense er med dagens nett. Grensene avhenger av flere forhold og vil kunne variere en del.



Lysbilde 20: Kraftbalanse 2017 fordelt på områder

## 6. Forventede tiltak og investeringsbehov

## Tiltaksoversikt (1/4)

Kap.	Tiltak	Invest. kostn. [Mkr]	Tiltaks-haver	Status mai 2008	Planlagt idrift-settelse
6.2.1	Ny 420 kV ledning Ørskog-Fardal	1160 <sup>30</sup> 1350 <sup>31</sup>	Statnett	Forhånds meldt	2011
6.2.2	Ombygging/utvidelse av 420 kV anlegg i Ørskog transformatorstasjon	--- <sup>32</sup>	Statnett	Konsesjonssøkt	2011
6.2.3	Ny 420 kV ledning Roan-Trollheim	1700	Statnett	Forhånds meldt januar 2008	2015
6.2.4	Ny 420 kV ledning/sjøkabel Nyhamna-Ørskog	620	Statnett	Konsesjon gitt	Oppr. 2007, nå utsatt
6.2.5	Reaktive kompenseringanlegg i sentralnettet	500	Statnett	Under etablering	2007/2008
6.2.6	Reservekraftverk på Tjeldbergodden og Nyhamna	2300	Statnett	TBO klargjort NMA: pågår	Nyhamna febr. 2009
6.2.7	Riving/nybygging på delstrekning av 132 kV ledningen Tafjord – Giskemo	32	Tafjord Kraftnett	Konsesjonssøkt	2009
6.2.8	Oppgradering/reinvestering av 132 kV ledningen Giskemo-Holen-Nørve	60	Tafjord Kraftnett	Under utredning	2010-2020

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2008  
Istad Nett / TRT / 26.05.2008

21



Lysbilde 21: Oversikt nett-tiltak (1/4)

## 6. Forventede tiltak og investeringsbehov

## Tiltaksoversikt (2/4)

Kap.	Tiltak	Invest. kostn. [Mkr]	Tiltaks-haver	Status mai 2008	Planlagt idrift-settelse
6.2.9	Reinvestering og spenningsoppgradering av Nørve transformatorstasjon	---	Tafjord Kraftnett	Tilstandsrapport	2010-2015
6.2.10	Ny transformering mot 22 kV i Aura	---	Statnett, Sunndel E.	Pågår	Hosten 2008
6.2.11	Ny transformering og ombygging av 12 kV ved Aura kraftverk.	65	Statkraft	Pågår	Hosten 2008
6.2.12	Reinvestering Giskemo transformatorstasjon	---	Tafjord Kraftnett	Tilstandsrapport	2010-2015
6.2.13	Ny 132 kV forbindelse Sula-Hareidsberget-Håheim	80	Tussa Nett, Tafjord Kraftnett	Konsesjon gitt	sept. 2009
6.2.14	Forsterkningstiltak for Moltu, Elsebø og Gursken	---	Tussa Nett	Konsesjonssøkes 2008	Tidligst 2010/2011
6.2.15	Ny 66/22 kV transformatorstasjon i Ørsta	---	Tussa Nett	Under vurdering	2011
6.2.16	Oppgradering av transformator Haugen	---	Tussa Nett	Under vurdering	Uavklart

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2008  
Istad Nett / TRT / 26.05.2008

22



Lysbilde 22: Oversikt nett-tiltak (2/4)

## 6. Forventede tiltak og investeringsbehov

## Tiltaksoversikt (3/4)

Kap.	Tiltak	Invest. kostn. [Mkr]	Tiltaks-haver	Status mai 2008	Planlagt idrift-settelse
6.2.17	Reinvestering/omstrukturering av regionalnettet i Kristiansund, Frei og Averøy.	155	Nordmøre Energi	Under vurdering	2010-2012
6.2.18	Ny transformering i Tafjord for forsyning av Norddal kommune	10	Tafjord Kraftnett	Under planlegging	2009/2010
6.2.19	Nettilknytning av småkraftverk i Hjørundfjorden	---	Tussa Nett	Under vurdering	Uavklart
6.2.20	Nettilknytning for Verma kraftverk	31	Rauma Energi AS	Konsesjonssøkt 2007	2009
6.2.21	Nettilknytning for Dokkelva og Kannalen kraftverk		Neset Krat	Søknad til Statnett	---
6.2.22	Nettilknytning for gasskraftverk på Tjeldbergodden	400	Statnett SF	Konsesjon gitt	For oppstart av kraftverket
6.2.23	Nettilknytning for Elnesvågen gasskraftverk i Fræna	120-170	Industri-kraft Møre	Forhåndsmeldt	2011
6.2.24	Nettilknytning vindkraftpark Frøya	293	Trønder-Energi	Konsesjonssøkt	2010
6.2.25	Nettilknytning for Fræna vindpark	40	Statkraft Istad Nett	Konsesjonssøkt	tidligst 2009

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2008  
Istad Nett / TRT / 26.05.2008

23



Lysbilde 23: Oversikt nett-tiltak (3/4)

## 6. Forventede tiltak og investeringsbehov

## Tiltaksoversikt (4/4)

Kap.	Tiltak	Invest. kostn. [Mkr]	Tiltaks-haver	Status mai 2008	Planlagt idrift-settelse
6.2.25	Nettilknytning for Fræna vindpark	40	Statkraft Istad Nett	Konsesjonssøkt	tidligst 2009
6.2.26	Nettilknytning av vindkraftpark på Haramsøya og Flemssøya	40	Tafjord Kraftnett	Konsesjonssøkt	2009
6.2.27	Nettilknytning for Haugshornet vindkraftpark	---	Tussa Nett/Hydro	Konsesjonssøkt	2011/2012
6.2.28	Nettilknytning for Havsul I	490 - 530	Havsul I AS	Konsesjonssøkt	2011
6.2.29	Nettilknytning for Havsul II	1.120 - 1.160	Havsul II AS	Konsesjonssøkt	2012
6.2.30	Nettilknytning for Havsul III		Havgul AS	Konsesjonssøkt	Stilt i bero
6.2.31	Nettilknytning for Havsul IV	412	Havsul IV AS	Konsesjonssøkt	2011
<b>Total</b>		<b>~12.000</b>	<b>+ ikke kostnadsberegnet</b>		

Regional kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2008  
Istad Nett / TRT / 26.05.2008

24



Lysbilde 24: Oversikt nett-tiltak (3/4)

## 6. Forventede tiltak og investeringsbehov

## Saneringsmuligheter

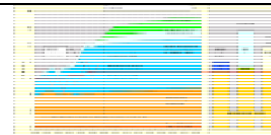
*Etablering av nye 420 kV ledninger gir redusert nytte for enkelte av eksisterende 132 kV ledninger.*

- Manglende lønnsomhet ved reinvestering kan medføre sanering når ledningenes levetid er utgått.
- Sanering vil medføre andre investeringsbehov (transformering etc.)
- Ledninger som vurderes i denne sammenheng er bl.a:
  - En eller flere 132 kV ledninger Istad-Eidseter
  - En eller flere av ledningene Brandhol-Istad, Brandhol-Grytten og Istad-Grytten

Lysbilde 25: Saneringsmuligheter

## 7. Oppsummering

## Oppsummering



- Kraftig vekst i kraftforbruk pga. utvidelser innen kraftintensiv industri
- Kraftbalanse i 2020 uten etablering av ny produksjon
  - Maks last = **1,5 x** maksimal produksjon (faktor **1,4** allerede i 2010)
  - Årsforbruk = **2,0 x** midlere årsproduksjon (faktor **1,8** allerede i 2010)
  - Energiunderskudd **6,5 TWh (5,5 TWh i 2010), enda høyere totalt for Midt-Norge**
- Omfattende men usikre planer for ny produksjon
  - Vannkraft: **1,1 TWh** fordelt på ca. 100 enheter
  - Vindkraft: **4,8 TWh** fordelt på 266-586 enheter
  - Gasskraft **2,9 TWh** fordelt på 1 enhet (netto kapasitet)
- Tiltak for å dekke kraftunderskudd
  - Ny/oppgradert 420 kV ledning Klæbu-Nea-Järpstrømmen (2009)
  - Ny 420 kV ledning Ørskog-Fardal (des 2012)
  - Reaktive kompenseringer (2007/2008)
  - Reservekraftverk Aukra/Tjeldbergodden, 150/150 MW (juni 2008/febr. 2009)
- Ny produksjon ønskelig i Møre og Romsdal
  - For å redusere **forsterkningsbehov** og **nett-tap**
  - Behov for **samordning** mellom nett- og produksjonsutbygging

Lysbilde 26: Oppsummering

Denne *hovedrapporten* er et offentlig sammendrag av *grunnlagsrapporten* til regional kraftsystemutredning for Møre og Romsdal. Grunnlagsrapporten er underlagt taushetsplikt. Hovedrapporten og en egen lysbildepresentasjon med figurene fra denne rapporten er tilgjengelig på internett under [www.istad.no](http://www.istad.no).

Oversikt medlemmer i gjeldende kraftsystemutvalg samt kontaktpersoner i utredningsansvarlig selskap og hos NVE vedrørende kraftsystemutredninger for Møre og Romsdal er vist i tabellen nedenfor.

	Navn	Selskap	Mailadresse	Telefon
Kraftsystemutvalg, valgt 22. mai 2007	Gerhard Eidså	Istad Nett AS	<a href="mailto:gerhard.eidsa@istad.no">gerhard.eidsa@istad.no</a>	907 92 666
	Tormod Stene	Nordmøre Energiverk AS	<a href="mailto:tormods@neas.mr.no">tormods@neas.mr.no</a>	71 56 55 56
	Bjørn Dybhavn	Rauma Energi AS	<a href="mailto:bjornd@rauma-energi.no">bjornd@rauma-energi.no</a>	71 22 67 00
	Jørund Kvande	Sunddal Energi KF	<a href="mailto:jk@sunddalenergi.no">jk@sunddalenergi.no</a>	71 68 95 52
	Terje Årdal	Stranda Energiverk AS	<a href="mailto:terje.aardal@strandaenergi.no">terje.aardal@strandaenergi.no</a>	976 58 419
	Jan Egil Torvnes	Tafjord Kraftnett AS	<a href="mailto:jan-egil.torvnes@tafjord-kraft.no">jan-egil.torvnes@tafjord-kraft.no</a>	70 17 55 35
	Thore Gagnat	Tafjord Kraftnett AS	<a href="mailto:thore.gagnat@tafjord-kraft.no">thore.gagnat@tafjord-kraft.no</a>	70 17 55 47
	Tone Sundklakk	Tussa Nett AS	<a href="mailto:tone.sundklakk@tussa.no">tone.sundklakk@tussa.no</a>	70 04 61 54
	Knut Arve Tafjord	Tafjord Kraftvarme AS	<a href="mailto:knut.tafjord@tafjord-kraft.no">knut.tafjord@tafjord-kraft.no</a>	70 10 07 31
	Hallgeir Øyen	Hustadmarmor AS	<a href="mailto:hallgeir.oeyen@omya.com">hallgeir.oeyen@omya.com</a>	71 26 77 52
	Bengt Øverli	Statnett, Region Midt-Norge	<a href="mailto:bengt.overli@statnett.no">bengt.overli@statnett.no</a>	71 69 72 28
	Hanne Stensen	Statnett, U/I divisjonen, Oslo	<a href="mailto:hanne.stensen@statnett.no">hanne.stensen@statnett.no</a>	22 52 79 05
	Bengt Endreseth	Møre og Romsdal Fylke	<a href="mailto:bengt.endreseth@mrfylke.no">bengt.endreseth@mrfylke.no</a>	95 87 88 83
Utredningsansvarlig	Svein Ivar Morsund	Istad Nett AS	<a href="mailto:svein.morsund@istad.no">svein.morsund@istad.no</a>	71 21 35 13
	Kristoffer Sletten	Istad Nett AS	<a href="mailto:kristoffer.sletten@istad.no">kristoffer.sletten@istad.no</a>	71 21 36 98
	Tor Rolv Time	Istad Nett AS	<a href="mailto:tor.time@istad.no">tor.time@istad.no</a>	71 21 35 10
Kontaktperson NVE	Skule Nilsen	NVE, seksjon for nett (EMN)	<a href="mailto:sni@nve.no">sni@nve.no</a>	22 95 98 79

## KRAFTUTTRYKK OG ENHETER

### Effekt:

- Forbruk/produksjon/overføring av elektrisk energi pr. tidsenhet. Brukes bl.a. til å angi maksimal last innenfor ett år (som normalt inntreer vinterstid etter noen dager med lave temperaturer), maksimal produksjonskapasitet ved kraftverk samt høyeste overføringskapasitet og overføringsbehov for en kraftledning.
- Enheter: W, kW (kilowatt) = 1.000 W, MW (megawatt) = 1.000 kW

### Energi:

- Forbruk eller produksjon av elektrisk kraft over tid. Brukes bl.a. til å angi årsforbruk (som for eksempel er ca. 25.000 kWh for en husstand) og midlere årsproduksjon for et kraftverk.
- Enheter: kWh (kilowattime), MWh (megawattime) = 1.000 kWh, GWh (Gigawattime) = 1 million kWh, TWh (terawattime) = 1 milliard kWh.

### Spenning

- Enheter: V(volt), kV (kilovolt) = 1.000 V