

Kraftsystemet i Sør-Rogaland,
analyse av behov og tiltak

Underlagsrapport behovsanalyse



Vi må importere strøm til **Sør-Rogaland**
2016

Innhold

BEHOVSANALYSE.....	4
1 Vi må importere strøm til Sør-Rogaland.....	5
2 Feil i transmisjons- og regionalnettet i dag kan gi strømavbrudd	12
3 Kraftnettet i området har stort reinvesteringsbehov.....	19
4 Overføringskapasiteten øker fram mot 2020	23
5 Om handelskapasitet på mellomlandsforbindelsene	25
6 Forbruket i området vil fortsette å øke	28
7 Vindkraft dominerer i planer om økt produksjon	41
8 Vi forventer økende avbruddskostnader over tid	46
9 Interessentene i området har ulike behov	54
10 Økt effektforbruk er prosjektutløsende	56
KILDER	58
VEDLEGG.....	61
Vedlegg 1 Forbruk per kommune 2013.....	62
Vedlegg 2 Metode for å beregne kapasitetsgrenser	63
Vedlegg 3 Kraftstasjoner og transformatorstasjoner i Sør-Rogaland.....	65
Vedlegg 4 Konesjonssøkte og konsesjonsgitte vann- og vindkraftprosjekt i Sør-Rogaland.....	66
Vedlegg 5 Estimering av maksforbruk.....	68

Behovsanalyse

Sør-Rogaland er et område med et stort behov for import av strøm. Transmisjonsnettet må til enhver tid frakte tilstrekkelig med strøm til å dekke gapet mellom forbruk og lokal produksjon. Dette gapet definerer effektbehovet inn til området.

De siste 40 årene har det vært en stor økning i kraftforbruket i Sør-Rogaland, uten at det har blitt bygget ut vesentlig ny produksjonskapasitet. Dette har medført at mengden kraft som må transporteres inn til området har økt. Vi forventer en fortsatt forbruksvekst i området, hovedsakelig drevet av vekst i alminnelig forbruk. Dette gjør at importbehovet og dermed effektbehovet vil fortsette å stige.

Som konsekvens av dette forventer vi økt sannsynlighet for at en feil i transmisjonsnettet medfører avbrudd i strømforsyningen (økt andel av tiden utenfor N-1). Etter hvert kan vi også risikere å komme i en situasjon hvor vi ikke klarer å forsyne alt forbruket selv uten feil i nettet (importbehovet overstiger N-0-kapasiteten). Vi står da i en situasjon der vi ikke klarer å oppfylle tilknytningsplikten for forbruk i Energiloven.

Det er et stort reinvesteringsbehov i både transmisjons- og regionalnett i Sør-Rogaland. Forbruksøkning vil gjøre det mer krevende å håndtere nødvendige utkoblinger for å gjøre reinvesteringer og vedlikehold. Et stort reinvesteringsbehov på flere nettnivå krever god planlegging og koordinering for å finne de mest rasjonelle løsningene.

Nettutviklingen i Sør-Rogaland kan ha betydning for handelskapasiteten på mellomlandsforbindelsene og behovet for flere tiltak i Vestre korridor. Dette utgjør en potensiell tilleggsgevinst for noen av tiltakene som kan være aktuelle for å løse utfordringene i Sør-Rogaland.

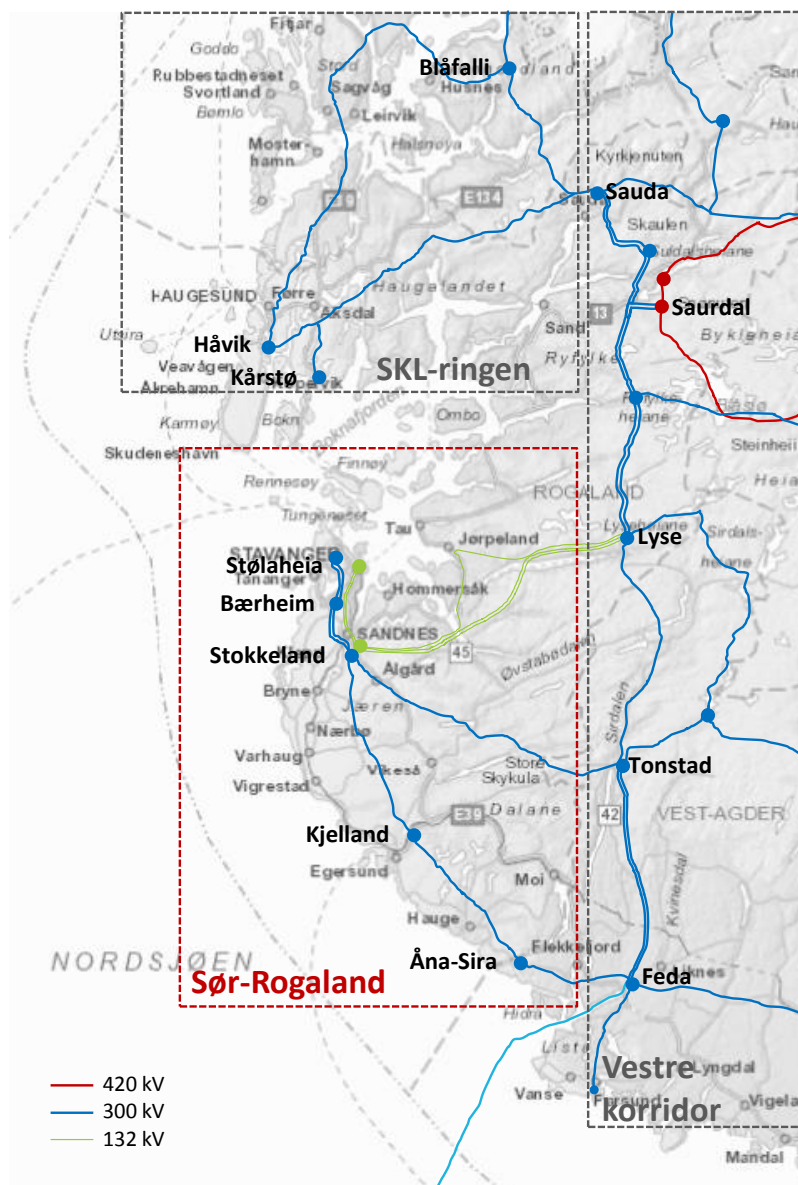
1 Vi må importere strøm til Sør-Rogaland

Sør-Rogaland er et område med mye forbruk og lite produksjon. Dette innebærer at det er et stort importbehov av kraft hele året. Det er to transmisjonsnettledninger og tre regionalnettledninger som i dag utgjør transportveiene inn til området. Disse ledningene sørger for å importere tilstrekkelig med strøm for å dekke kraftunderskuddet.

Forbruket kan i dag bli opp mot 1400 MW en kald vinterdag. Det er kun de regulerbare kraftverkene vi kan regne med som sikker lokal produksjon, og disse utgjør i dag ca. 300 MW. Dette gjør at vi i dag har et maksimalt overføringsbehov i transmisjonsnettet inn til Sør-Rogaland på 1100 MW.

1.1 Sør-Rogaland har et kraftunderskudd

Analyseområdet vi omtaler som Sør-Rogaland strekker seg fra Feda i sør til Stavanger i nord, og fra Lysebotn i øst til kysten i vest. Området er vist i figur 1.



Figur 1 Sør-Rogaland med omkringliggende områder; SKL-ringen og Vestre korridor.

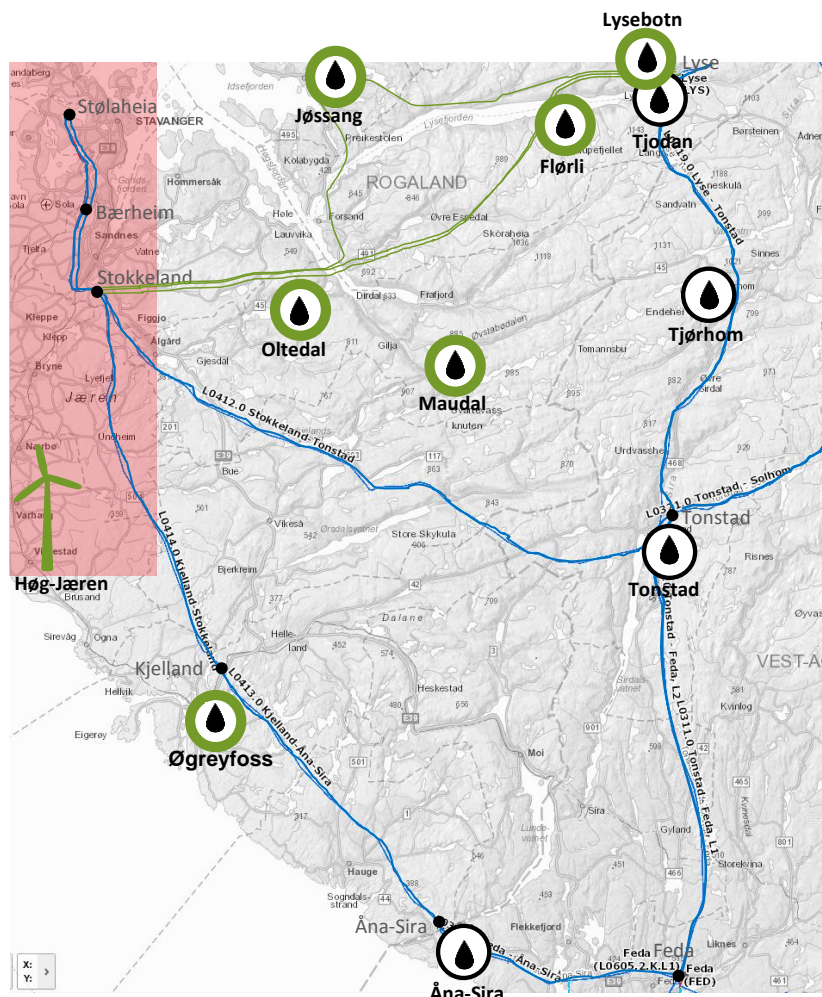
Vi må importere strøm til Sør-Rogaland 2016

Forbrukstygdepunktene i regionen er de befolkningstette områdene på Jæren, inkludert Stavanger og Sandnes. Dette området er markert med rødt i figur 2. Kraftforbruket i et normalt år ligger på omlag 6 TWh. Det er lite kraftproduksjon nær forbrukstygdepunktene, og transmisjons- og regionalnettet må derfor transportere strøm fra kraftverkene som ligger lengre sør og øst.

Det er flere kraftverk i og omkring Sør-Rogaland. Disse bidrar til å avlaste transmisjonsnett-ledningene inn til Sør-Rogaland ved at de leverer kraft via regionalnettet. Kraftverkene som blir definert som lokal produksjon er markert med grønt i figur 2. Kraftverkene merket med svart forsyner også Sør-Rogaland med strøm, men de leverer til transmisjonsnettet og blir derfor ikke definert som lokal produksjon.

Den lokale kraftproduksjonen i et normalt år ligger i overkant av 3 TWh. Av dette er 91 prosent vannkraft tilknyttet 132 kV-forbindelsene langs Lysefjorden og småkraft tilknyttet distribusjonsnettet. 7,6 prosent er vindkraft, i hovedsak lokalisert på Jæren. Den resterende produksjonen kommer fra et søppelforbrenningsanlegg på Forus som også leverer fjernvarme (se kapittel 1.4).

Den årlige produksjonen er lavere enn forbruket. Produksjonsunderskuddet medfører et overføringsbehov via transmisjonsnettet inn til Sør-Rogaland på opp mot 3 TWh per år.



Figur 2 Produksjonseenhetene i regionen med mer enn 9 MW installert ytelse.

1.2 Sør-Rogaland forsynes i dag av to transmisjonsnettledninger

Statnett eier transmisjonsnettet i Sør-Rogaland. Det er to transmisjonsnettledninger som transporterer strøm inn til Sør-Rogaland, en 300 kV ledning fra Feda og en 300 kV ledning fra Tonstad (se figur 1). Disse møtes i Stokkeland transformatorstasjon i Sandnes. Herfra går det to 300 kV ledninger på samme masterekke (dobbelkurs) frem til Bærheim transformatorstasjon ved Forus og derfra videre til Stølaheia transformatorstasjon i Stavanger. Dobbelkursen nord for Stokkeland forsyner rundt 180 000 personer, eller omtrent halvparten av innbyggerne i Sør-Rogaland. Regionalnettet under stasjonene Stølaheia, Bærheim og Stokkeland eies og driftes av Lyse Elnett.

300 kV ledningen fra Feda går via to transformatorstasjoner til Stokkeland, Åna-Sira som eies av Sira-Kvina Kraftselskap og Kjelland som eies av Lyse Sentralnett. I Åna-Sira i Flekkefjord kommune, mates produksjon fra Åna-Sira Kraftverk inn på transmisjonsnettet. I tillegg har Dalane Energi og Agder Energi regionalnett tilknyttet Åna-Sira. Kjelland transformatorstasjon i Eigersund kommune forsyner de sørlige delene av Jæren. Både Lyse Elnett og Dalane Energi eier regionalnett under Kjelland.

132 kV ledningene fra Lysebotn sørger for overføring av lokal produksjon

Det går tre regionalnettledninger på 132 kV fra Lysebotn innerst i Lysefjorden og vestover mot Nord-Jæren. Disse forbindelsene frakter i hovedsak strøm fra kraftverkene langs Lysefjorden inn til forbrukstygdepunktene på Nord-Jæren, og er derfor viktige for forsynings sikkerheten i Sør-Rogaland.

Kartet under viser 132 kV-nettet i området, som strekker seg fra Stokkeland til Ullandhaug i nord og Lysebotn i øst.



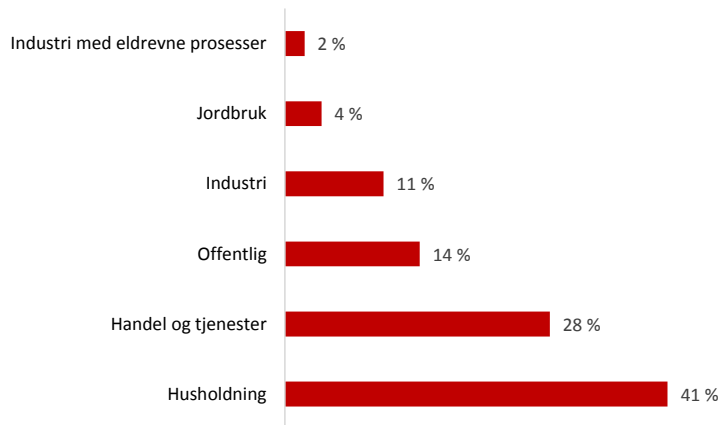
Figur 3 Dagens 132 kV-nett (grønt) og 300 kV nett (blått) i Sør-Rogaland. Kilde: Statnett

1.3 Kraftnettet må tåle timen med høyest overføringsbehov

Kraftunderunderskuddet medfører et overføringsbehov inn til Sør-Rogaland på opp mot 3 TWh elektrisitet i året. Overføringsbehovet varierer fra time til time som følge av at forbruket og den lokale produksjonen varierer over døgnet og året. Nettet må klare å overføre tilstrekkelig mengde kraft selv i de timene når overføringsbehovet er på sitt høyeste. Dette vil typisk inntreffe når forbruket er på sitt høyeste, men tilgjengeligheten av lokal produksjon har også betydning for hvor høy effektflyten inn mot området blir. Konsekvensen av dette er at effekten (MW) er viktigere enn energi (MWh) i planleggingen og dimensjoneringen av kraftnettet.

Alminnelig forbruk er største kundegruppe

Figur 4 viser fordelingen av effektforbruket i Sør-Rogaland mellom ulike kundegrupper. Alminnelig forsyning utgjør husholdninger, offentlig forvaltning og næringsliv utenom industri. Denne gruppen utgjør hele 87 prosent av det totale forbruket i Sør-Rogaland, hvorav 40 prosent er knyttet til forbruk i husholdninger.

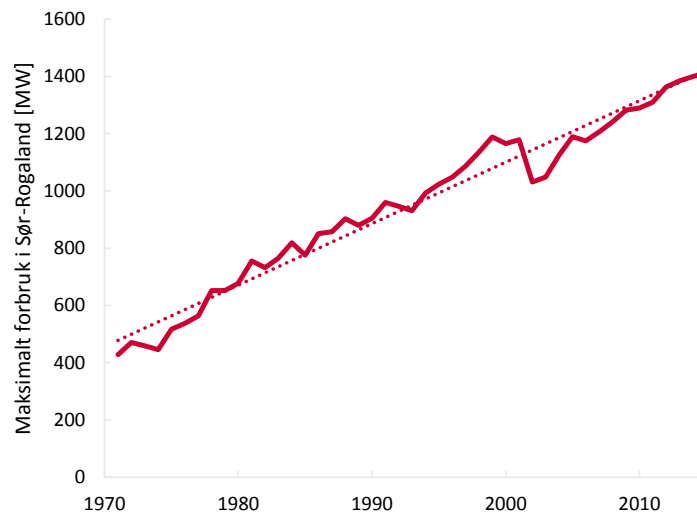


Figur 4 Fordeling av effektforbruk på forbruksgruppe, Sør-Rogaland (1). Kilde: Lyse Elnett

Maksimalt forbruk inntreffer på kalde vinterdager

Kraftforbruket vil variere over døgnet og over året. Av elforbruket i alminnelig forsyning går en stor del til oppvarming. Siden alminnelig forsyning utgjør størstedelen av forbruket, betyr dette at forbruket i Sør-Rogaland er høyere om vinteren enn om sommeren ettersom behovet for oppvarming er større. Spesielt for husholdninger er at de har sitt høyeste forbruk på ettermiddagen og kveld (2). Næringsrelatert forbruk har naturlig nok en døgnprofil som i stor grad samsvarer med en normal arbeidsdag.

Figur 5 viser utviklingen i makslast fra 1970 og frem til i dag. Makslast er nivået på forbruket en kald vinterdag i den timen hvor forbruket er høyest. Som vi ser av figuren har maksforbruket økt jevnt fra et nivå på 400 MW i 1970 til 1400 MW i dag¹.



Figur 5 Historisk utvikling i maksimalt forbruk [MW] i Sør-Rogaland, 1970-2015 (3) . Stiplet linje er trend.

¹ De litt større svingningene i makslast rundt år 2000 skyldes flere faktorer. Blant annet var dagen i 2002 med høyest forbruk en helgedag, og beregnet maksimalforbruk blir derfor lavere. På samme tid ble gass- og fjernvarmesystemet utbygget (ref. kapittel 1.44).

1.4 Sør-Rogaland har et gass- og fjernvarmenett som forsyner deler av forbruket

Sør-Rogaland har et eget distribusjonsnett for naturgass. 550 km gassrør forsyner kunder i kommunene Finnøy, Rennesøy, Randaberg, Sola, Stavanger, Sandnes, Klepp, Time og Hå med gass. Gassen fraktes i stor grad til bedrifter og andre produksjonsanlegg og brukes i forbindelse med oppvarming og produksjon.

I gassrørene er det både naturgass fra Nordsjøen og biogass fra IVARs renseanlegg for slam og kloakk på Mekjarvik. Maks effekt er på om lag 790 MW, hvor om lag 540 MW gikk til LNG-anlegget i Risavika, se omtale i kapittel 6.1. Utover dette er 210 MW av gassforbruket lokalisert i Stavanger og sørover. Nord for Stavanger forsyner gassnettet om lag 40 MW.

LNG-fabrikken i Risavika har et årlig gassforbruk som tilsvarer om lag 4 TWh energi. Utenom LNG fabrikken distribuerer Lyse Neo årlig om lag 550-600 GWh gjennom gassnettet. De største forbruksgruppene er næringsmiddelindustrien (store kunder er Felleskjøpet, Tine og Nortura) som står for 29 prosent, veksthusnæringen som står for 26 prosent av energiforbruket, og metall- og keramikkindustri som står for 14 prosent. Private husholdninger sto for om lag 3 prosent av gassforbruket målt i energi.

Fjernvarmenettet til Lyse Neo er utbygd på Forus med en arm ut til Jåttåvågen. I dag har dette nettet kapasitet til å forsyne 65 MW forbruk. Grunnlasten i fjernvarmenettet i området er basert på energigjenvinning fra avfall. Et forbrenningsanlegg på Forus forbrenner regionens avfall, og gjør dette om til fjernvarme som sendes via fjernvarmenettet til bedrifter og boliger. Forbrenningsanlegget produserer også elektrisk kraft. Kapasiteten i anlegget er på 225 GWh fjernvarme og 50 GWh strøm. Historiske data viser at anlegget produserer opp mot sin kapasitet i store deler av året. Dette gir et bidrag på 25 MW fjernvarme og 5 MW elektrisitet.

I tillegg har Lyse Neo en varmesentral på Forus som er basert på naturgass. Denne skal levere varme via fjernvarmenettet i perioder med spesielt høyt forbruk og har en produksjonskapasitet på 60 MW. Anlegget er tilrettelagt for å kunne produsere basert på elektrisitet.

1.5 Den regulerbare produksjonen er viktig for forsyningsikkerheten

Tabell 1 viser den installerte ytelsen og middelproduksjonen til de lokale kraftverkene som er inntegnet i Figur 2.

Tabell 1 Lokale kraftverk, installert kapasitet og middelproduksjon (4)

Kraftverk	Installert ytelse [MW]	Middelproduksjon [GWh]
Lysebotn	210	1238
Flørli	80	290
Jøssang	34	71
Oltedal	9	26
Maudal	25	97
Høg-Jæren Vindpark	74	230
Øgreyfoss	16	64
Forus Energigjenvinning	5	32
Lokal småkraft	58	221
Sum	511	2269

Regulerbare kraftverk gir sikker tilgjengelig vinterproduksjon

Med regulerbar produksjon menes produksjon som kan stoppes og startes etter hva som er ønskelig. I Sør-Rogaland er det snakk om vannkraft med magasin slik at vannet kan lagres og brukes når det trengs, samt energigjenvinningsanlegget på Forus, som normalt går med full produksjon gjennom hele året. Av kraftverkene i tabell 1 regnes i utgangspunktet alle kraftverkene som regulerbare, med unntak av Høg-Jæren og den lokale småkraften.

Utfordringen for en del små magasinverk er at magasinet er lite eller at vannføringen er liten. Dette kan føre til at kraftverket ikke vil være tilgjengelig når det er svært kaldt. For kraftverkene i Sør-Rogaland gjelder dette i varierende grad for alle kraftverkene bortsett fra de to største, Fløyrlø og Lysebotn, som regnes for alltid å være tilgjengelige.

Småkraften regnes for å ha dårligst tilgjengelighet og kan i praksis sees bort fra i kalde vinterperioder. I neste rekke kommer kraftverkene Jøssang, Øgreyfoss og Oltedal, som ofte vil ha en del produksjon på vinterstid, men som ikke kan antas å være tilgjengelige i de kaldeste periodene. Maudal kan ifølge Lyse Elnett regnes som forholdsvis sikker, med i overkant av 20 MW tilgjengelig vinterproduksjon. Det har imidlertid hendt at deler av kraftverket har frosset, slik at man har vært nødt til å stoppe produksjonen også ved dette kraftverket i kalde perioder.

Dette betyr at det kun er 295 MW i Lysebotn, Fløyrlø og Forus som kan regnes som helt sikker vinterproduksjon. I mange tilfeller vil det imidlertid være mer tilgjengelig effekt enn disse 295 MW. Dette er tatt hensyn til ved beregning av forventede avbruddskostnader som vi kommer nærmere tilbake til i kapittel 8.

Lysebotn kraftverk er en vital del av kraftforsyningen til Sør-Rogaland

Lysebotn er det desidert største kraftverket i regionen. Dagens Lysebotn kraftverk begynner å bli gammelt og flere av delene i kraftverket nærmer seg slutten av sin teknisk-økonomiske levetid. Lyse Produksjon har derfor satt i gang bygging av kraftverket Lysebotn II, som vil erstatte dagens kraftverk i Lysebotn. Det nye kraftverket, som etter planen skal være i drift i 2018, vil gi 180 GWh ny produksjon på grunn av bedre utnyttelse av nedbørsfeltet. Det nye kraftverket vil ha en installert effekt på 370 MW fordelt på to aggregater på 185 MW.

Kraftverket har fått anleggskonsesjon på en løsning med ett aggregat koblet mot 132 kV-nettet i Sør-Rogaland og det andre koblet mot transmisjonsnettet på 420 kV. Dette betyr at det som inngår som lokal produksjon fra Lysebotn i Tabell 1 blir redusert fra dagens 210 MW til 185 MW når det nye kraftverket er i drift.

Lyse Produksjon påpeker i sin konsesjonssøknad at de på sikt ønsker å legge begge aggregatene over mot 420 kV. Dette vil i så fall redusere den lokale produksjonen i Sør-Rogaland med ytterligere 185 MW. For at de skal kunne endre nettløsning må de søke NVE om ny anleggskonsesjon.

I denne analysen legger vil til grunn at kraftverket vil bestå med den konsesjonsgitte nettløsningen i hele analyseperioden, slik at det ene aggregatet på 185 MW mater inn på 132 kV mot Nord-Jæren i nullalternativet. I siste del av rapporten om videre arbeid diskuterer vi løsninger som kan legge til rette for at begge aggregatene kan levere kraft direkte til 420 kV.

Uregulert kraft avlaster transmisjonsnettet, men det er usikkert på hvilke tidspunkt den produserer

Uregulert kraftproduksjon er produksjon som ikke kan styres på samme måte som den regulerbare. Eksempler på denne typen produksjon er vindkraft som produserer når det blåser, og vannkraftverk av liten skala uten magasin, her kalt småkraft.

Av Tabell 1 ser vi at Høg-Jæren vindkraftpark har en installert effekt på 74 MW. I Norge har brukstiden for etablerte vindkraftverk, med noen unntak, variert mellom 2 000 og 3 000 timer (5). Høg-Jæren har en brukstid på 3500 timer, og er dermed et godt vindkraftverk. Generelt blåser det mest om vinteren, slik at vindkraftproduksjonen ofte er høy når forbruket normalt sett er høyest.

Uregulert småkraft har derimot liten produksjon vinterstid. Grunnen til dette er at småkraftverkene ikke har magasin, slik større vannkraftverk har, og derfor ikke alltid har tilgjengelig vann til produksjon ved minusgrader vinterstid. Når temperaturen synker mye vil tilsiget til mange av disse

småkraftverkene fryse. Disse kraftverkene vil derfor i liten grad bidra til å redusere flyten inn til området når forbruket er på sitt høyeste om vinteren. Småkraften som inkluderes i den lokale produksjonen har en total installert effekt på 58 MW, men i svært kalde perioder, når forbruket er på sitt høyeste, har produksjonen fra disse enhetene historisk vært tilnærmet null.

Når de uregulerte kraftverkene produserer, reduseres overføringsbehovet på transmisjonsnettforbindelsene. På denne måten reduseres tiden utenfor N-1 og videre også de forventede avbruddskostnadene. Siden produksjonen i stor grad er avhengig av klimatiske forhold som vind og nedbør vil vi imidlertid ikke kunne regne med at den vil være tilgjengelig i timene med høyest forbruk og størst overføringsbehov inn til området. Eksempelvis er det ofte vindstille slik at vi får lite bidrag fra vindkraftproduksjonen på de aller kaldeste dagene. Den uregulerte produksjonen har derfor liten betydning for det maksimale overføringsbehovet. Vi diskuterer nærmere vindkraftens betydning for forsyningssikkerheten i kapittel 7.6.

2 Feil i transmisjons- og regionalnettet i dag kan gi strømavbrudd

Det er i dag følgende utfordringer i kraftsystemet i Sør-Rogaland:

- Lave spenninger gjør at vi ikke kan utnytte den termiske kapasiteten på ledningene i transmisjonsnettet i Sør-Rogaland. På kalde vinterdager vil importbehovet overstige overføringskapasiteten, gitt av spenningen, og utfall av en transmisjonsnettleddning vil gi avbrudd hos kunder.
- Transformatorkapasiteten i området er så å si fullt utnyttet, dette betyr at ved feil på en transformator er det ikke sikkert vi vil klare å forsyne alt forbruk, selv etter omkobling i regionalnettet.
- 132 kV nettet i området er høyt utnyttet. Ved feil på ledninger er det ikke sikkert alt forbruk kan dekkes før feilen er reparert.
- De to 300 kV ledningene mellom Stokkeland og Stølaheia går på samme masterekke. Et mastehavari vil dermed bryte overføringen på begge ledningene og vil kunne føre til utkobling av forbruket i store deler av Nord-Jæren, inklusive Stavanger by. Sannsynligheten for et slikt mastehavari er liten, men også vanskelig å anslå.
- Begge 300 kV ledningene som forsyner Nord-Jæren kommer inn i Stokkeland stasjon, dette gjør oss sårbare for feil i denne stasjonen. Sannsynligheten for utfall av en hel stasjon er imidlertid liten.
- Grunnet høy utnyttelse av dagens 300 kV ledninger er det utfordrende å få gjennomført nødvendig vedlikehold og reinvesteringer på ledninger og i stasjoner.

I de følgende delkapitlene vil vi gå gjennom disse utfordringene.

2.1 Sannsynligheten for at feil i transmisjonsnettet medfører utkobling av forbruk øker

På en kald vinter kan vi i Sør-Rogaland komme i følgende kraftsituasjon:

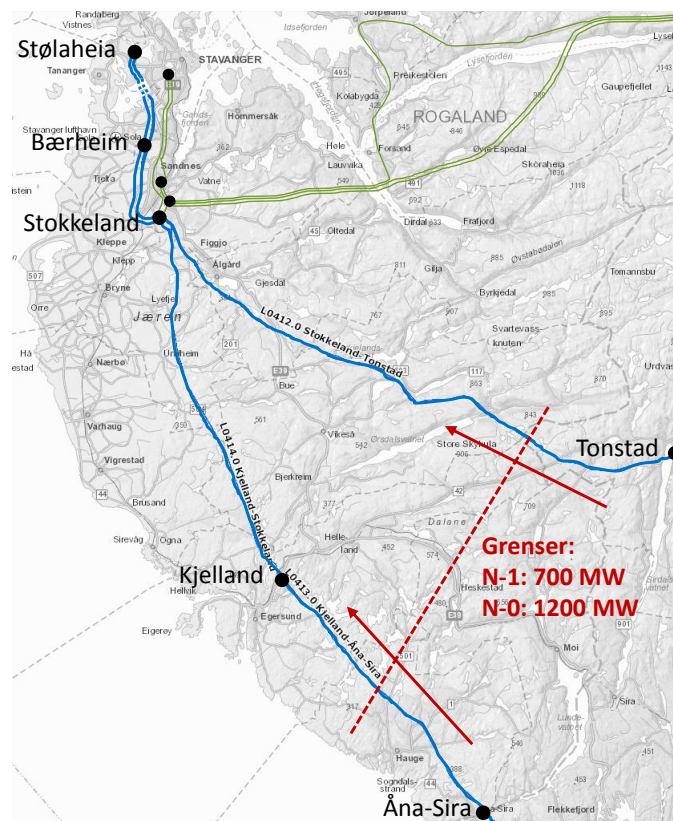
Forbruk	1400 MW
Tilgjengelig lokal produksjon	300 MW
Importbehov i transmisjonsnettet	1100 MW
N-1 overføringskapasitet i transmisjonsnettet	700 MW
Importbehov som overstiger N-1 kapasiteten	400 MW

Regnestykket over viser at vi i dag kan få et kraftunderskudd i Sør-Rogaland på 1100 MW som må dekkes opp ved import via transmisjonsnettet. 700 MW er kraftunderskuddet vi kan klare å dekke selv om vi får feil på en av transmisjonsnettleddningene. Når kraftunderskuddet er høyere enn 700 MW, vil feil på en av transmisjonsnettleddningene inn til Sør-Rogaland føre til avbrudd i strømforsyningen (N-0 drift). Dersom feilen inntreffer når forbruket er på sitt høyeste, er det et behov for å koble ut opp mot 400 MW forbruk. Med dagens systemløsning er det i en ekstremt kald vinter ikke garantert at tilstrekkelig forbruk blir koblet ut, og det er risiko for mørklegging (spenningskollaps) av hele regionen.

2.2 Spenningsforhold i Sør-Rogalandsnittet begrenser overføringskapasiteten inn til området

Ledningene Tonstad-Stokkeland og Åna-Sira-Kjelland utgjør det såkalte Sør-Rogalandsnittet og er illustrert ved den røde stiplede linjen i Figur 6. Overføringskapasiteten inn til Sør-Rogaland er begrenset til mengden strøm som i sum kan flyte på ledningene på dette snittet.

Hver av ledningene har en overføringskapasitet på ca. 900 MVA, men N-1 kapasiteten på snittet er 700 MW². Årsaken er at overføringskapasiteten er begrenset av spenningsmessige forhold. Det betyr at ved feil på en av ledningene kan en flyt på over 700 MW gi spenningskollaps i transmisjonsnettet i Sør-Rogaland. Dette medfører at vi ikke kan utnytte den totale kapasiteten på ledningene fullt ut.



Figur 6 Nettet i Sør-Rogaland, 300 kV (transmisjonsnett, blått) og 132 kV (regionalnett, grønt). Sør-Rogalandsnittet (rød stiplet linje) er inntegnet med tilhørende kapasitetsgrenser.

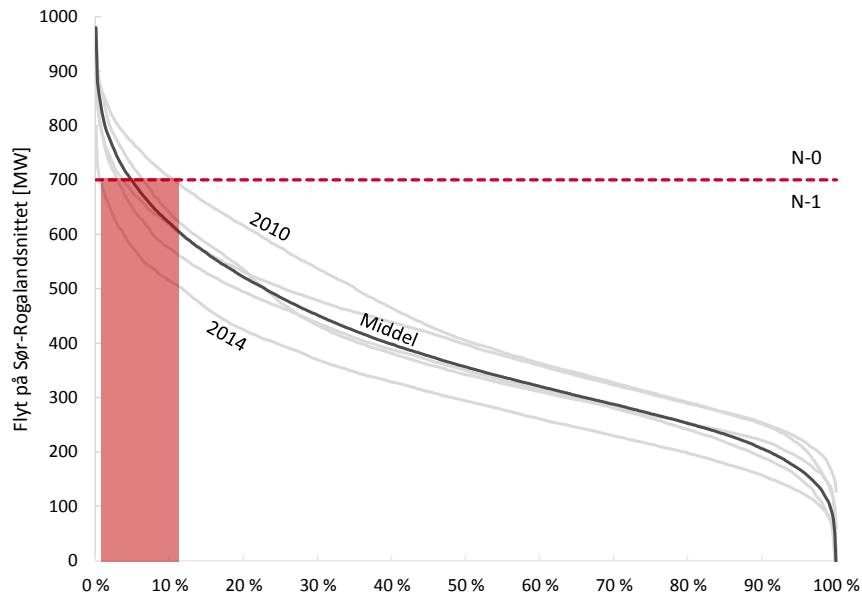
Andel av tiden utenfor N-1 varierer mye fra år til år

Flyten på transmisjonsnettledningene inn til Sør-Rogaland (Sør-Rogalandsnittet) er i praksis til enhver tid lik forbruket i området fratrukket effekten som blir overført via regionalnettet. Figur 7 viser historisk flyt på Sør-Rogalandsnittet.

I løpet av de fem siste årene oversteg flyten N-1-kapasiteten i gjennomsnittlig 4,7 prosent av tiden (svart kurve), men andelen av tiden varierer mye fra år til år (grå kurver). Flere timer utenfor N-1 betyr økt sannsynlighet for at en feil i transmisjonsnettet medfører utkobling av forbruk. Hovedårsaken til variasjonene er temperaturforskjell de ulike vintrene. 2010 var en veldig kald og tørr vinter, noe som ga en vesentlig større andel av tiden utenfor N-1 enn de øvrige årene.

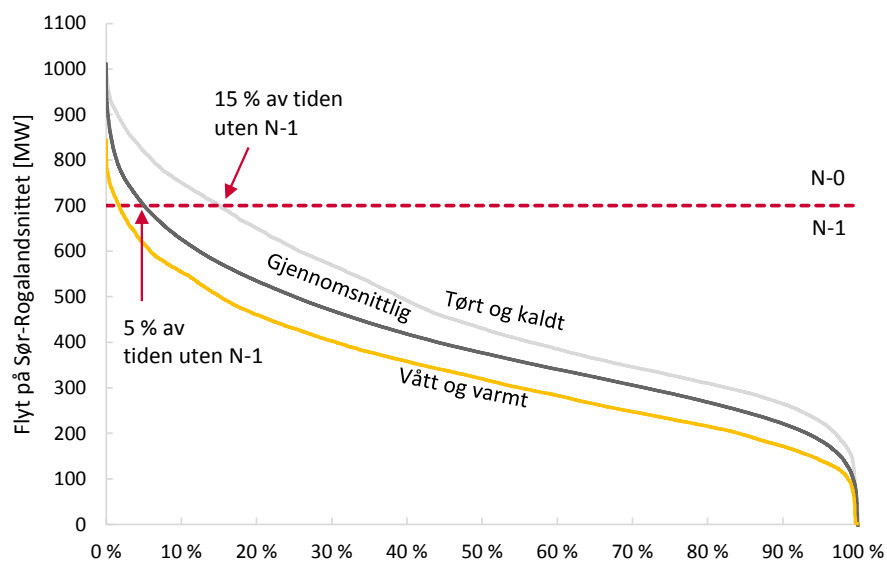
På grunn av forbruksøkningen som har vært, vil vi få flere timer utenfor N-1 nå enn det har vært historisk. I Figur 8 har vi samlet data for flyt på Sør-Rogalandsnittet fra 2005-2015. Flyten for hvert år er justert opp for å korrigere for forbruksveksten som har vært i denne perioden, og alle dataene reflekterer nå klimasituasjonen i de respektive år, men med et forbruksnivå som i 2015. Dataene er så sortert i synkende rekkefølge for å lage en samlet varighetskurve som er utgangspunktet for varighetskurver for fremtiden. En detaljert beskrivelse av hvordan vi har beregnet flytvarighetskurver for de ulike årene i analyseperioden er gitt i vedlegg 1 til alternativanalysen.

² Analysene våre tyder på at N-1 grensen er 740 MW, men nettet driftes i dag med en grense på 700 MW.



Figur 7 Historisk flyt på Sør-Rogalandsnittet fra 2010 til 2014. Det røde feltet markerer variasjonen i tid utenfor N-1 mellom de ulike årene (fra 1% i 2014 til 12% i 2010). Kilde: Statnett.

Den sorte flytvarighetskurvene i Figur 8 viser i hvor stor andel av tiden vi kan forvente å få ulike flytnivåer med forbruksnivå som i 2015. Figuren viser at vi kan forvente å havne i en N-0 situasjon i 3,2 prosent av tiden. Dette er altså ikke det samme som det faktiske året 2015, men en samling av 11 klimatiske år slått sammen til én varighetskurve. Kurven viser derfor hvor stor andel av tiden vi i gjennomsnitt over flere år kan forvente å havne i ulike flytsituasjoner dersom forbruket holder seg konstant på dagens nivå. Den faktiske flyten vil imidlertid variere mye fra år til år. For å illustrere hvilken situasjon vi kan havne i dersom vi får en tørr og kald vinter, har vi brukt flytdata fra 2010 og justert opp til 2015-forbruksnivå. Den lyse grå kurven i Figur 8 viser at dersom vi får en like kald vinter som i 2010 med dagens forbruksnivå, vil vi ha N-0 drift 15 prosent av tiden. Det betyr at det er større sannsynlighet for at en feil medfører utkobling av forbruk nå enn det har vært historisk.



Figur 8 Varighetskurver for flyt på Sør-Rogalandsnittet for ulike typer år, forbruksnivå 2015. Kilde: Statnett

2.3 Systemkobling reduserer konsekvens av feil i transmisjonsnettet i perioder uten N-1

I perioder med høyere flyt på Sør-Rogalandsnittet enn 700 MW, vil i utgangspunktet en feil på Tonstad-Stokkeland gi spenningskollaps og mørklegging av hele området. For å redusere konsekvensene av en slik feil blir en systemkobling i Stokkeland stasjon aktivert når flyten på Sør-Rogalandsnittet overstiger 700 MW.

Koblingen fungerer slik at ved utfall av Tonstad-Stokkeland blir 50 kV-transformatorene mot Vagle i Stokkeland stasjon koblet ut. Dette fører til at forbruket som forsynes av disse transformatorene på tidspunktet feilen inntreffer mister strømmen. Belastningen på disse transformatorene varierer med forbruket, og har vært i overkant av 260 MW på det meste. Ved utkobling av disse transformatorene er det alminnelig forbruk i kommunene Eigersund, Klepp, Time, Hå og deler av Sandnes som kobles ut. Den aktuelle feilen som utløste utkoblingen må rettes opp før forbrukerne kan få strømmen tilbake.

Denne typen drift av nettet kalles N-1/2, som betyr at ved utfall av en komponent, i dette tilfellet en transmisjonsnettledning, vil deler av forbruket kobles ut, men ikke alt. Løsningen gjør at vi kan ha en kontrollert utkobling av forbruk og unngår derfor spenningskollaps ved feil når flyten er over 700 MW. Uten denne koblingen risikerer vi at hele Sør-Rogaland kan mistet strømmen ved utfall av en av de to transmisjonsnettledningene, noe som i verste fall kan forplante seg til resten av transmisjonsnettet.

Som vi så over kan underskuddet i området overstige 260 MW på det høyeste. I verste fall er det derfor en risiko for at systemkoblingen ikke sørger for at tilstrekkelig forbruk blir koblet ut og at det likevel blir spenningskollaps i området.

2.4 I perioder med høyt forbruk har vi ikke reserve for transformatorfeil

I de fire transmisjonsnettstasjonene Stølaheia, Bærheim, Stokkeland og Kjelland er det to transformatorer mot regionalnettet på 50 kV. Mesteparten av forbruket i Sør-Rogaland forsynes via disse transformatorene. Flere av disse transformatorene er nært opp mot 100 % belastet når forbruket i området er høyt. Det betyr at vi ikke har reserve i stasjonen ved feil på en transformator i disse periodene.

Dersom det oppstår feil på en transmisjonsnettransformator, kan et forbruk opp mot dagens maksimalnivå forsynes ved omkobling i regionalnettet, og på denne måten belaste transformatorene i de andre stasjonene. Marginene for denne løsningen er små i dagens system, og selv en liten forbruksvekst vil kunne resultere i at deler av forbruket må ligge utkoblet til feilen er reparert. Det er transformatorene i Stølaheia som er høyest belastet og hvor gjenoppretting av forbruk via regionalnettet er mest utfordrende. Basert på dette har Statnett satt i gang et prosjekt for å anskaffe en beredskapstrafo til Stølaheia.

2.5 Det er kapasitetsbegrensninger i regionalnettet

Dagens 132 kV-nett (se kart i Figur 3) er i dag høyt utnyttet. I perioder med høyt forbruk vil det ved feil på en ledning kunne oppstå overlaster som overstiger tillatt kortvarig overlastgrense. Disse problemene er størst for ledningene inn til Ullandhaug, samt ledningene mellom Skeiane og Tronsholen. For disse ledningene risikerer vi uakseptable overlaster ved utfall selv med dagens forbruksnivå. Også på ledningen Stokkeland-Tronsholen risikerer vi uakseptable overlaster i spesielle situasjoner allerede i dag. For alle de overnevnte ledningene gjelder disse problemene kun i en liten andel av tiden med dagens forbruksnivå, men problemene forverres med økende forbruk i området.

Ledningene som forsyner Ullandhaug vil få uakseptabel overlast ved flere utfall

Ullandhaug forsynes i dag via en 132 kV-ledning fra Stokkeland og en 132 kV-ledning fra Skeiane. Begge ledningene har relativt lav kapasitet på grunn av kapasitetsbegrensninger på innskutte kabelstrekninger. Ledningen fra Stokkeland har kapasitet på snaut 130 MVA mens ledningen fra Skeiane har en kapasitet på snaut 150 MVA. Ifølge Lyse Elnetts egne tall har Ullandhaug en makslast på 184 MW pr i dag. Dette indikerer at vi allerede i dag kan få uakseptable overlaster ved utfall av en av ledningene inn til Ullandhaug i perioder med høyt forbruk. I tillegg vil utfall av Stokkeland-Tronsholen kunne gi høy overlagering og uakseptabel overlast på ledningene inn til Ullandhaug.

Risikoen for overlast på 132 kV-ledningene inn til Ullandhaug er aktuell allerede i dag. For å unngå disse problemene vil det være nødvendig å forsyne en større del av lasten i Ullandhaug fra andre stasjoner, oppgradere 132 kV-ledningene inn til Ullandhaug, eller innføre systemvern på disse ledningene samt Stokkeland-Tronsholen.

Deler av forbruket i Ullandhaug kan dekkes fra Stølaheia, men dette krever tilgjengelig transformeringsskapasitet

I tillegg til de to 132 kV-ledningene har Ullandhaug forbindelser til Stølaheia og Bærheim via regionalnett på 50 kV. Ved å dele opp 50 kV-nettet på ulike måter er det mulig å flytte last mellom de tre stasjonene. I utgangspunktet er det mulig å avbøte kapasitetsproblemer inn til Ullandhaug ved å flytte last fra Ullandhaug til Stølaheia eller Bærheim, men det forutsetter at vi har ledig transformertorkapasitet i stasjonen som lasten skal flyttes til.

Som vi beskrev i kapittel 2.4 er transformertorkapasiteten i Stølaheia og Bærheim høyt utnyttet allerede i dag. Dersom forbruket øker og vi samtidig skal dekke last i Ullandhaug fra Stølaheia, vil vi allerede mot slutten av 2020-tallet kunne havne utenfor N-O-kapasitetsgrensa til transformertorene³. Flytting av last fra Ullandhaug til Stølaheia eller Bærheim er derfor ikke noen løsning på sikt med mindre vi også øker transformertorkapasiteten.

Ledningene mellom Tronsholen og Skeiane vil få overlast ved utfall av én av de to parallelle ledningene

Mellom Skeiane og Tronsholen går det to ledninger med begrenset kapasitet. Ved utfall av en av disse ledningene ved vinterlast vil vi kunne få uakseptabel overlast på den andre. Disse problemene oppstår allerede med dagens lastnivå. For å unngå problemene vil det være nødvendig å forsyne last i Ullandhaug fra andre stasjoner, oppgradere ledningene eller innføre systemvern på ledningene.

Stokkeland-Tronsholen vil få uakseptabel overlast ved utfall av Stokkeland-Ullandhaug

Ledningen Stokkeland-Tronsholen har i dag en kapasitet på 249 MVA. Ved forbruk opp mot dagens makslastnivå vil det ved utfall av ledningen Stokkeland-Ullandhaug kunne oppstå uakseptable overlaster på Stokkeland-Tronsholen, selv med maks lokal produksjon⁴. Ved lavere lokal produksjon vil det kunne oppstå uakseptable overlaster også ved tilsvarende lavere forbruk.

I ekstreme situasjoner med høyt forbruk i 132 kV-nettet og lav lokal produksjon vil vi også kunne få overlast på Stokkeland-Tronsholen ved intakt nett. Vi forventer at en slik situasjonen vil inntreffe svært sjeldent med dagens forbruksnivå, men det kan bli en aktuell problemstilling dersom forbruket i området stiger.

Overlast på Stokkeland-Tronsholen kan bli et problem også i ekstreme overskuddssituasjoner. Ved utfall av ledningen Skeiane-Ullandhaug i situasjoner med høyt produksjonsoverskudd i 132 kV-nettet kan overlasten komme opp mot tillatt kortvarig overlastgrense. Vi forventer at denne situasjonen vil inntreffe sjeldent, men faktorer som ytterligere produksjon i 132 kV-nettet, endret produksjonsmønster for eksisterende kraftverk som følge av nye utlandsforbindelser etc. kan gjøre at dette blir en aktuell problemstilling.

Problemene med overlast på Stokkeland-Tronsholen kan løses enten ved å oppgradere ledningen, eller ved å installere systemvern på Stokkeland-Ullandhaug og Skeiane-Ullandhaug. Flytting av last fra Ullandhaug til andre stasjoner vil kunne hjelpe på problemene ved vinterlast, men ikke problemene som følge av høyt produksjonsoverskudd.

³ Forutsatt 110 % som tillatt kontinuerlig overlastgrense

⁴ Forutsatt Lysebotn II med 185 MW tilkoblet 132 kV-nettet.

2.6 Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13

Underlagt taushetsplikt etter energiloven §9-3 jf bfe § 6-2.

2.7 Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13

Underlagt taushetsplikt etter energiloven §9-3 jf bfe § 6-2.

3 Kraftnettet i området har stort reinvesteringsbehov

Store reinvesteringer i transmisjonsnettstasjonene er planlagt på 2020- og 2030-tallet. På grunn av et stort overføringsbehov i kraftnettet vinterstid, er det kun i sommerhalvåret vi kan koble ut anlegg for nødvendige reinvesteringer og vedlikeholdsarbeid. Levetidsforlengende reinvesteringene som er planlagt på 2020-tallet er kostbare. Selv om de levetidsforlengende tiltakene blir gjennomført, vil det være behov for en totalombygging av stasjonene fra midten av 2030-tallet og utover.

I tillegg er det et stort reinvestering- og oppgraderingsbehov i regionalnettet. I deler av regionen er det tettbygd og vanskelig å komme frem med nye luftledninger. Regionalnettet er høyt utnyttet, og med dagens nettstruktur er det også sommerstid vanskelig å koble ut eksisterende regionalnettledninger for å rive og bygge nytt i samme trasé.

3.1 Det er et stort reinvesteringsbehov i transmisjonsnettstasjonene på 2020 og 2030 tallet

Åna-Sira, Kjelland og Stokkeland stasjon ble bygget på starten av 70-tallet. Bærheim og Stølaheia er nyere, og ble bygget på 80-tallet. Eksisterende stasjoner har en normal levetid på anslagsvis 40 år. Det er naturlig å gjøre vedlikehold og enkelte oppgraderinger i løpet av denne levetiden, men etter disse tidspunktene er det vanligvis behov for større fornyelsestiltak.

Statnett har en plan for anleggsforvaltning med langtidsplaner for reinvesteringer og større vedlikehold- og beredskapstiltak for perioden frem til 2025. Hovedformålet med planen er å prioritere tiltakene basert på risikobaserte vurderinger av anleggsmassen, samt samordne tiltakene med de øvrige investeringsprosjektene i Statnett.

De forventede reinvesteringene vi har lagt til grunn i nullalternativet frem til 2025 er hentet fra denne planen. Antatt tidspunkt for hovedombygging er basert på erfaring knyttet til generell levetidsbetraktning. Det er derfor en større usikkerhet knyttet til tidspunktet for hovedombygging enn for de antatte reinvesteringene på 2020-tallet. Dette vurderer vi nærmere i alternativanalysen.

For alle stasjonene forventer vi at det kommer et behov for reinvesteringer i kontroll- og apparatanlegg og transformatorer⁵ allerede i perioden 2020-2028. Dette er levetidsforlengende tiltak for å kunne utsette en større ombygging av stasjonene. Disse tiltakene vil det være vanskelig å skyve ut i tid uten at risikoen for feil øker og behovet for beredskap og driftspersonell blir høyt.

Etter at disse reinvesteringene er gjort forventer vi at det er nødvendig med en større hovedombygging av stasjonen etter 15 år. Den korte restlevetiden skyldes koblingsanlegget der jordkniver og skillebrytere er blitt rehabilitert, og ikke reinvestert. Det er ikke plass til å reinvestere koblingsanlegget innenfor eksisterende stasjonstomt på grunn av nye krav til komponenter og avstander. Dette fører til at hovedombygging av Stølaheia stasjon kommer på omtrent samme tidspunkt som for Stokkeland stasjon, som er vesentlig eldre.

De levetidsforlengende reinvesteringene som er planlagt er kostbare. Årsaken er blant annet at vesentlig ombygging utløser krav om sikringstiltak i henhold til beredskapsforskriften som eksisterende stasjonsanlegg ikke tilfredsstillter. Dersom Statnett får fritak fra NVE på disse sikringstiltakene frem til stasjonene må bygges helt om på midten av 2030-tallet, kan kostnaden for de levetidsforlengende reinvesteringene reduseres noe. Oppgraderingen av anleggene til nye krav og standarder innebærer ikke en ren videreføring av dagens funksjon. Dette har en nyttevirkning i tråd med bakgrunnen for de nye kravene og standardene. Dette har vi ikke tatt hensyn til når vi vurderer kostnaden ved reinvesteringene i tabellen under.

⁵ Reinvesteringer i 132/50 kV transformator og 300/50 kV transformator i Stokkeland stasjon. Transformatorer i øvrige stasjoner kan stå fram til hovedombygging.

Tabell 2 viser det samlede reinvesteringsbehovet i stasjonene. Kostnadene for reinvesteringene har en estimert nåverdi på ca. 1,6 mrd NOK, hvorav Stokkeland stasjon har den høyeste andelen.

Tabell 2 Reinvesteringstidspunkt og –kostnader stasjoner

Stasjoner	Byggeår	Tidspunkt levetidsforlengende tiltak	Tidspunkt hovedombygging	Nåverdi reinvestering
Stølaheia	1985	2024	2039	270
Bærheim	1980	2021	2036	290
Stokkeland	1971	2023 ⁶ og 2028 ⁷	2038	540
Kjelland	1975	2025	2040	250
Åna-Sira	1971	2025	2040	270
Totalt				1620

3.2 Vedlikehold som krever utkobling er kun mulig i sommerhalvåret

Da forbruket vinterstid er så stort, er det kun i korte perioder av sommerhalvåret at det er mulig å koble ut nettanlegg for å gjennomføre vedlikehold og reparasjoner. Det er spesielt utkobling av en av de to 300 kV ledningene inn mot området som er vanskelig å gjennomføre. Dersom forbruket øker ytterligere vil utkoblingsvinduet bli enda mer begrenset.

Det vil i løpet av 2020-årene være et omfattende utkoblingsbehov for å gjennomføre de nødvendige reinvesteringene i stasjonene. Selv om det ikke er reinvesteringsbehov i transmisjonsnettledningene, vil det også her være behov for utkobling i perioder på grunn av reinvesteringene i stasjonene og for å gjennomføre ordinært vedlikehold. Det kan være mulig å koordinere noen av utkoblingene, for å optimalisere utkoblingsbehovet og redusere ulempene.

Tabell 3 viser antatt utkoblingsbehov for å gjennomføre de planlagte reinvesteringene i stasjonene. For Stokkeland stasjon er det behov for utkoblinger i forbindelse med fem linjefelt, to transformatorfelt og to transformatorer. Utkoblingstiden som er angitt for linje- og transformatorfelt kan trolig løses uten å redusere kapasiteten i hele det angitte tidsrommet. Normalt løses utkobling av felt ved såkalt "forbilooping", det vil si at man kobler forbindelsen forbi feltet. Denne operasjonen tar om lag et par dager å få på plass og så tar det omtrent like lang tid å reversere. Det betyr at man kommer unna med en håndfull dager med nedsatt kapasitet når et felt kobles ut heller enn tre uker. I denne perioden vil man imidlertid ha en mer sårbar driftssituasjon. Når transformatorene skal skiftes ut vil vi få redusert kapasitet i alle de fire ukene som er angitt.

Ved utkoblinger vil man koble ut et felt av gangen, dvs. at en linje, en transformator eller reaktor vil være ute av drift i løpet av denne perioden. Det vil i praksis være vanskelig å koble ut flere felt samtidig.

⁶ Reinvesteringer i 132/50 kV transformator og 300/50 kV transformator i Stokkeland stasjon

⁷ Reinvestering i kontrollanlegg i Stokkeland stasjon

Tabell 3 Utkoblingsbehov for reinvesteringene i transmisjonsnettstasjonene i Sør-Rogaland, utkoblingstid per anleggsdel.

Stasjon	Anleggsdel	2021	2022	2023	2024	2025	Sum uker utkobling
Bærheim							
4 linjefelt	Stokkeland 1 og 2, Stølaheia 1 og 2	3 uker					12
2 transformatorfelt	T1 og T2	3 uker					6
Kjelland							
4 linjefelt	Åna-Sira og Stokkeland					3 uker	12
2 transformatorfelt	Kontroll-/apparatlegg					3 uker	6
Stokkeland							
5 linjefelt + koblingsfelt	Bærheim 1 og 2, Tonstad og Kjelland			3 uker			15
2 transformatorfelt	T3 og T4			3 uker			6
2 transformatorer	T1 og T2			4 uker			8
Stølaheia							
2 linjefelt	Bærheim 1 og 2				3 uker		6
1 felt for kompensering					3 uker		3
2 transformatorfelt	T1 og T2				3 uker		6

3.3 Regionalnettet er høyt utnyttet og har et stort reinvesteringsbehov

Lyse Elnett eier regionalnettet i området, og nettet driftes på 132 kV og 50 kV. Det er veldig varierende alder på komponentene i regionalnettet i området, men det er et utpreget behov for reinvesteringer.

Rundt 60 prosent av transformatorene er mellom 25 og 50 år gamle. Flere av disse har altså allerede passert forventet teknisk levetid. En større andel av ledningene er gamle, hele 35 prosent av linjer og kabler er eldre enn 50 år, mens bare 25 prosent er nyere enn 25 år. Selv om den forventede tekniske levetiden til en ledning er lenger enn for en transformator er det også her behov for store reinvesteringer.

Regionalnettet i området er høyt utnyttet, og også her er det utfordrende å koble ut anleggene for reinvestering og nødvendig vedlikehold (se kapittel 2.5). Samtidig går deler av nettet gjennom tettbygde områder, og dersom man ikke kan koble ut eksisterende ledninger for å øke kapasiteten i eksisterende traseer kan kabling være eneste muligheten for å øke kapasiteten mellom enkelte av regionalnettstasjonene.

3.4 Gjennomføring av reinvesteringene krever god planlegging og koordinering

Det omfattende reinvesteringsbehovet i transmisjons- og regionalnett krever god planlegging og koordinering mellom nettnivåene for å sikre en mest mulig rasjonell nettutvikling. Tidspunktet for reinvesteringer i transmisjonsnettet må ses i sammenheng med forventet forbruksutvikling og reinvesteringsbehovet i regionalnettet. Alle reinvesteringene krever utkobling, og siden kapasiteten i både transmisjonsnettet og regionalnettet er høyt utnyttet i store deler av året, har dette betydning for gjennomførbarheten for reinvesteringene og hvilke alternativer som kan være aktuelle.

De høye reinvesteringskostnadene for de levetidsforlengende tiltakene og det store utkoblingsbehovet i gjennomføringsfasen tilsier at det kan være rasjonelt å forskuttere noen av reinvesteringene i transmisjons- og regionalnettet. Forskuttering av reinvesteringer et sted kan legge til rette for mer

rasjonelle netttiltak et annet sted som ellers ikke ville vært mulig på grunn av utfordringer knyttet til utkoblingsbehov. Vi vil se nærmere på dette i alternativanalysen.

3.5 Transmisjonsnettledningene har lang restlevetid

Eksisterende kraftledninger har en normal levetid på anslagsvis 70-100 år. Transmisjonsnettledningene i regionen er bygget i perioden 1971-85. Vi forventer at disse ledningene kan stå i 80 år, og det er dermed ikke behov for større reinvesteringer før i 2050-2060. Unntaket er for dagens kabel mellom Bærheim og Stølaheia, der vi forventer et reinvesteringsbehov allerede i 2035. Nåverdien for forventede reinvesteringer på transmisjonsnettledningene og den innskutte kabelen er vist i Tabell 4. Den lave nåverdien illustrerer at de største reinvesteringskostnadene ligger langt frem i tid.

Dobbeltkursen mellom Bærheim og Stølaheia skal reinvesteres etter 2061 og faller derfor utenfor vår analyse. Med samme forutsetninger skal vi reinvestere i Bærheim-Stokkeland i 2060. Vi ser bort fra også denne reinvesteringen da den i praksis har liten betydning for vår analyse siden den kommer helt på slutten av vår analysehorisont.

Tabell 4 Reinvesteringstidspunkt og kostnader transmisjonsnettledninger

Ledninger 300 kv	Byggeår	Reinvesteringstidspunkt	Nåverdi reinvestering
Åna-Sira-Feda	1971	2051	61
Tonstad-Stokkeland	1971	2051	174
Åna-Sira - Kjelland	1976	2056	90
Kjelland-Stokkeland	1979	2059	80
Stokkeland-Bærheim (dobbeltkurs)	1980	2060	0
Bærheim - Stølaheia (dobbeltkurs)	1985	2065	0
Kabelseksjon Bærheim-Stølaheia	1985	2035	156
Totalt			560

4 Overføringskapasiteten øker fram mot 2020

Statnett er i gang med flere tiltak i nettet som vil øke overføringskapasiteten inn til Sør-Rogaland. Dette er hovedsakelig tiltak som bedrer spenningsforholdene i nettet. Med dagens forbruksnivå vil den økte kapasiteten bidra til å redusere andelen av tiden utenfor N-1 og dermed redusere sannsynligheten for at en feil i transmisjonsnettet medfører utkobling av forbruk.

4.1 Reaktiv kompensering reduserer utfordringene knyttet til spenningsfall og øker overføringskapasiteten inn til området

Utfordringen i kraftnettet i Sør-Rogaland er i hovedsak knyttet til spenningsfall. Ved å installere mer kompensering enn det som finnes i dagens nett, vil vi kunne heve både N-1 og N-0 kapasiteten. Statnett har fått konsesjon på nye kondensatorbatterier i Bærheim på tilsammen 100 MVAR. Batteriene skal etter planen settes i drift i løpet av vinteren 2017/2018.

4.2 Temperaturoppgradering av Feda-Åna-Sira gir økt overføringskapasitet på den vestre 300 kV ledningen

Statnett skal temperaturoppgradere ledningen mellom Feda og Åna-Sira fra 50 til 80 grader i 2017. Dette vil øke overføringskapasiteten på ledningen. Resten av den vestre 300 kV ledningen, fra Åna-Sira, via Kjelland til Stokkeland er allerede dimensjonert for en linetemperatur på 80 grader. Tiltaket vil derfor ikke øke overføringskapasiteten på Sør-Rogalandsnittet, men gjøre at hele den vestlige ledningen har lik overføringskapasitet helt fra Feda til Stokkeland.

4.3 Vestre korridor gir bedre spenningsforhold og dermed en ytterligere kapasitetsøkning inn til Sør-Rogaland

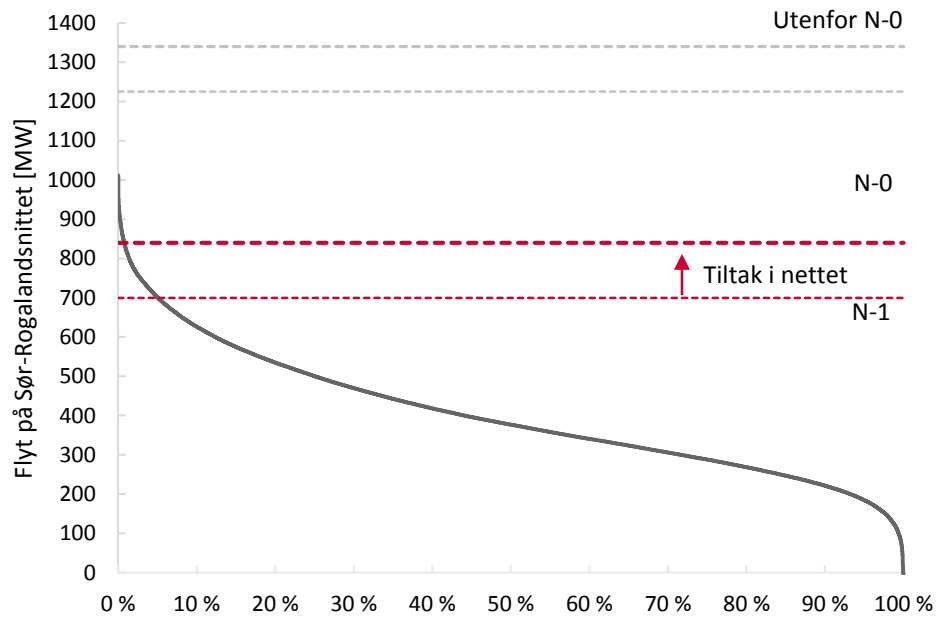
Statnett har investeringsbesluttet nye mellomlandsforbindelser til Tyskland (NordLink) og Storbritannia (NSL) som etter planen skal stå ferdig i henholdsvis desember 2019 og desember 2021. For å opprettholde sikker drift på Sørlandet og høy utnyttelse av mellomlandsforbindelsene er vi i gang med oppgraderinger av Vestre korridor, det vil si nettet mellom Sauda og Kristiansand (se figur 1). Ved å gjennomføre de planlagte oppgraderingene i Vestre Korridor blir spenningen bedre i Tonstad og Feda/Kvinesdal⁸ hvor de to 300 kV-linjene som forsyner Sør-Rogaland er tilknyttet. Dette påvirker spenningen i Sør-Rogaland, og analysene våre viser at disse tiltakene øker både N-1 og N-0 kapasiteten på Sør-Rogalandsnittet. Vestre korridor skal etter planen være ferdig i 2021. Statnett har fått endelig konsesjon på alle tiltakene.

4.4 Tiltakene reduserer andelen av tiden utenfor N-1 gitt dagens forbruksnivå

Den samlede effekten av Statnetts planlagte tiltak innebærer at vi får høyere kapasitetsgrenser på Sør-Rogalandsnittet etter 2021 enn det som er tilfellet i dag. Dersom forbruksnivået ikke øker utover dagens nivå vil tiden utenfor N-1 bli kraftig redusert.

Figur 9 viser hvilken effekt økningen i N-1 og N-0 kapasiteten på Sør-Rogalandsnittet har på andelen med tid utenfor N-1 med dagens forbruksnivå. Kurven viser at tiden utenfor N-1 går ned fra i gjennomsnitt 3,2 prosent til omtrent én prosent. Også grensen for N-0, det vil si mengden forbruk vi maksimalt klarer å forsyne når vi ikke har feil i nettet, øker noe. Med dagens forbruksnivå og dagens tilgjengelighet på lokal produksjon har dette lite å si. Dersom overføringsbehovet øker i fremtiden, enten i form av økt forbruk eller i form av mindre tilgang på lokal produksjon, vil dette ha betydning.

⁸ Etter oppgraderingen av Vestre korridor blir ledningen Åna-Sira-Feda lagt om slik at ledningen fra Åna-Sira går direkte til Kvinesdal stasjon.



Figur 9 Varighetskurve for forventet flyt på Sør-Rogalandsnittet og endring i N-1 og N-0 grenser, etter at tiltakene er gjennomført. Varighetskurven viser flytverdier for forbruk på 2015-nivå og mange ulike klimatiske år. Kilde: Statnett

5 Om handelskapasitet på mellomlandsforbindelsene

Statnett har tidligere gjennomført analyser for å finne innenlandske nettførsterkninger som var nødvendig for å drifte de to nye mellomlandsforbindelsene til Tyskland og England, samtidig som man kan opprettholde sikker drift i nettet. I disse analysene var det forutsatt at det ble bygget en ny forbindelse fra Lyse i Vestre korridor til Nord-Jæren, og at denne var samfunnsøkonomisk lønnsom i seg selv.

Uten forbindelsen fra Lyse til Nord-Jæren vil vi få høyere kostnader, eller lavere inntekter, enn det som er lagt til grunn i analysene av Vestre korridor og de nye mellomlandsforbindelsene. Ulempen vil oppstå enten i form av perioder med redusert handelskapasitet og redusert forsyningsikkerhet, eller i form av investeringskostnader for ytterligere netttiltak i Vestre korridor.

Uten ytterligere netttiltak må vi ha systemvern på NordLink i normaldrift, i kombinasjon med å redusere handelskapasiteten i perioder hvor ledninger må kobles ut for nødvendig vedlikehold. I stedet for å redusere handelskapasiteten kan vi velge å akseptere svekket forsyningsikkerhet på grunn av risiko for spenningskollaps i disse vedlikeholdsperiodene. Spenningskollaps vil oppstå dersom vi får en feil på en ledning når en annen ledning er utkoblet for vedlikehold. Dette betyr at vi har en kostnad i nullalternativet vårt som ikke er direkte knyttet til problemstillingene i Sør-Rogaland. Kostnaden kan enten verdsettes ved å regne på forventede avbruddskostnader og reduserte handelsinntekter (skadekostnaden), eller ved å legge inn kostnaden for netttiltak som kan løse dette problemet. Den relevante kostnaden er den minste av problemets størrelse og kostnaden ved å unngå problemet.

5.1 Konsekvensene av spenningskollaps er uoversiktlige

Dersom vi har full utnyttelse av våre mellomlandsforbindelser i en vedlikeholdsperiode og det skjer en feil kan vi risikere spenningskollaps. Konsekvensen av dette er at et område mister strømmen i en tidsperiode. Det er betydelig usikkerhet rundt omfanget av mørkleggingen ved spenningskollaps. Det geografiske omfanget av avbruddet, og dermed også tiden det tar å gjenopprette forsyningen, er umulig å definere på forhånd. Normalt er gjenoppbyggingen av systemet gjort på noen timer, men kan i spesielle tilfeller ta opp mot en halv dag. Vi har ikke gjort beregninger av avbruddskostnader ved en slik spenningskollaps, men usikkerhetsspenningen for kostnaden er stor.

5.2 Ulempene av handelsbegrensninger er svært usikre, men kan bli høye

Det er krevende å anslå de samfunnsøkonomiske virkningene av en handelsbegrensning fordi de blant annet vil avhenge av den aktuelle nettsituasjonen og hydrologiske balansen samt øvrige markedsforhold. Prinsipielt vil konsekvensene av handelsbegrensninger i en aktuell driftstid med eksport være reduserte flaskehalsinntekter på den aktuelle kabelen, økte flaskehalsinntekter på andre mellomlandsforbindelser, reduserte overføringstap og reduksjon i netto konsument- og produsentoverskudd. I tillegg kan det føre til at interne flaskehalsler avlastes. Samtidig vil vannkraftprodusentene ha mer vann i magasinene som kan produseres på andre tidspunkt, det gjelder særlig hvis begrensningene er varslet i forkant. I sum vil ikke Norges nettoeksport nødvendigvis endres vesentlig hvis det er mulig å flytte produksjonen til andre tidspunkter.

Redusert handelskapasitet til utlandet medfører imidlertid ikke bare negative konsekvenser for Norge. Handelspartnerne vil også påvirkes negativt og de økonomiske konsekvensene i utlandet bør tillegges vekt for å sikre en effektiv utvikling av transmisjonsnettet. Det vil videre kunne være utfordrende overfor våre handelspartnere å operere med store og langvarige handelsrestriksjoner.

Beregningene er veldig sensitive for endring i forutsetningene

Konsekvensene av redusert handelskapasitet kunne vært en analyse i seg selv. Vi har gjort en forenklet beregning av kostnaden ved en handelsbegrensning for å illustrere størrelse på skadekostnaden.

Statnett ønsker overordnet at hver linje skal ut for vedlikehold hvert femte år for enkelt vedlikehold (noen dager) og hvert tiende år for mer omfattende vedlikehold (en uke). Erfaringsvis er linjer utkoblet

oftere enn dette, blant annet på grunn av feil eller behov for hyppigere vedlikehold. Utkobling av 21 ulike ledninger i Sør-Norge vil kunne medføre redusert handelskapasitet. Dersom vi legger til grunn at hver ledning i snitt er utkoblet 5 dager hvert femte år betyr dette at vi i gjennomsnitt har fire ledninger utkoblet hvert år med en samlet utkoblingstid på tre uker per år (6 prosent av tiden).

Systemanalysene viser at utkobling av en ledning kan gi en reduksjon i handelskapasiteten på 600-800 MW om begrensningen tas på NordLink. Dette tilsvarer det vi tror blir begrensningen ved utkobling av Lyse-Tjørhom og Tjørhom-Ertsmyra. Utkobling av Lyse-Ertsmyra (to ledninger) vil trolig innebære større restriksjoner. Andre kombinasjoner av utkoblinger vil trolig medføre større reduksjonsbehov.

Hvis vi antar at hver utkobling medfører en begrensning på 500 MW i 5 dager på NordLink innebærer det at forventet årlig tilgjengelig kapasitet på NordLink reduseres med om lag to prosent fra 1400 MW til 1370 MW⁹. Denne beregningen er sensitiv både for hvor mange dager utkobling vi legger til grunn og størrelsen på restriksjonen i MW. En restriksjon på 400-800 MW med 2-7 dagers varighet per revisjon per ledning gir en forventet reduksjon i handelskapasitet i størrelsesorden 1-5 prosent per år. Inntektene fra våre mellomlandsforbindelser består av flere kontantstrømmer. Vi forutsetter at en handelsrestriksjon vil påvirke følgende inntektsstrømmer¹⁰:

- Flaskehalsinntekter på den aktuelle forbindelsen, men også andre forbindelser ut av Norge
- Produsent og konsumentoverskudd
- Salg av system og balansetjenester
- Systemdriftskostnader
- Tapkostnader

I lønnsomhetsberegningene som lå til grunn ved endelig investeringsbeslutning for NordLink fant at nåverdi av summen av disse inntektskomponentene var på ca. 21 000 MNOK i 2014 kroner i basis. Det tilsvarer 23 600 MNOK omregnet til 2016 kroner. Vi konstruerte også et lav- og høyscenario for spot-handelsnytte for å illustrere utfallsrommet. Dette gir et spenn for verdien av nevnte inntektskomponenter på 11 900 - 36 800 MNOK i nåverdi 2016 kroner. Basert på dette kan vi anslå tapt handelsinntekt for Norge på 80-1 700 MNOK i nåverdi 2016 kroner ved en restriksjon på 400-800 MW med 2-7 dagers varighet per revisjon per ledning og en verdi av spothandelsnytte fra lav til høy.

Vi vil understreke at dette er et svært grovt anslag på usikkert grunnlag. Ikke bare er det usikkerhet rundt lengde på revisjoner og hvor store handelsbegrensninger som er nødvendig, men også verdien av tapte handelsinntekter er svært sensitiv for den faktiske driftssituasjonen. I praksis kan kostnaden ved handelsrestriksjoner bli både høyere og lavere enn spennet vi har estimert i forrige avsnitt. Med dagens markedssituasjon, er vi helt klart i en situasjon der konsekvensene kunne vært lave, men dette vil kunne utjevne seg over mellomlandsforbindelsens levetid.

I denne beregningen har vi antatt at handelsbegrensningen blir tatt på NordLink. I praksis vil reduksjon av handelskapasitet utføres i henhold til de enhver tid gjeldende prinsipp, og det er på nåværende tidspunkt ikke klart hvilke forbindelser som får nedsatt handelskapasitet om behovet oppstår. I en slik beslutning vil både virkning og forventet prisforskjell mellom markedene inngå som viktige variable.

Utfallsrommet for kostnaden ved handelsbegrensning er stort og det er krevende å utarbeide en forventningsverdi. Over mellomlandsforbindelsenes levetid på ca. 40 år tror vi at ulempene av omfattende restriksjoner i handelskapasiteten vil være signifikante, både i Norge og i utlandet.

5.3 Alternativet til redusert handelskapasitet er å forsterke Dugeringen

Ledningen fra Lyse til Nord-Jæren som er forutsatt i analysen av mellomlandsforbindelsene vil gi en ekstra korridor mellom Lyse og Ertsmyra. For å oppnå tilsvarende funksjon med et annet netttiltak, vil en ny ledning i Vestre korridor mellom Lyse og Ertsmyra (Lyse-Ertsmyra 2) være godt egnet.

⁹ =6%*(1400MW-500MW) + (94%)*(1400MW)

¹⁰ For en nærmere beskrivelse av inntektsstrømmene se konsesjonssøknaden for NordLink og NSL (56) og tilhørende analyserapport for samfunnsøkonomisk nytte ved spothandel (57)

Et annet alternativ er en forsert oppgradering av Dugeringen til 420 kV. Dette vil også avhjelpe mange av revisjonsutfordringene, men revisjoner mellom Lyse og Ertsmyra vil fremdeles være vanskelige og sannsynligvis kreve nedsatt handlingskapasitet. Selv om oppgradering av Dugeringen ikke tar bort alle problemene vil tiltaket uansett begrense antall kritiske revisjoner betydelig, og vi tror derfor at dette er et mer realistisk tiltak enn en ny ledning Lyse-Ertsmyra 2.



Figur 10 Transmisjonsnettet i Sør-Rogaland og deler av Vestre korridor når de konsesjonssøkte tiltakene er gjennomført.

Det billigste alternativet for å oppgradere Dugeringen vil trolig være å bygge ny 420 kV-ledning fra Duge til Fjotland og koble denne sammen med den nye ledningen fra Lyse til Duge, slik at dette danner en ny forbindelse Lyse-Fjotland som driftes på 420 kV. I dette tilfellet må Duge-Roskrepp-Kvinen-Fjotland driftes radielt på 300 kV fra Fjotland stasjon. På tidspunktet hvor vi må reinvestere 300 kV-stasjonene i denne radialen kan vi legge den nye ledningen innom de nye 420 kV-stasjonene og vi kan sanere eksisterende ledning. Investeringskostnaden for dette tiltaket er estimert til 500 MNOK (basisestimert).

5.4 Vi legger inn kostnaden ved en ny ledning fra Duge til Fjotland inn i nullalternativet

Regneeksempelet ved handelsrestriksjoner som vi viste i kapittel 5.2 illustrerer at det ikke er usannsynlig at kostnaden er større enn kostnaden ved å oppgradere Dugeringen. I tillegg er usikkerheten i kostnaden ved handelsbegrensninger vesentlig større enn usikkerheten i kostnaden for nettiltaket. Vårt beste estimat for hvilke kostnader vi kan unngå er dermed kostnaden for en ny ledning fra Duge til Fjotland. Vi velger derfor å legge denne kostnaden inn i nullalternativet. Selv om kostnaden for nettiltaket ikke nødvendigvis er et forventningsrett estimat for skadekostnaden (handelsbegrensninger eller avbruddskostnader ved spenningskollaps), er det en forventningsverdi på tiltaket som vi tror i praksis vil bli realisert.

Vi kan ikke med sikkerhet si at skadekostnaden er høyere enn tiltakskostnaden, men siden kostnaden ved handelsbegrensninger potensielt kan bli veldig store i tillegg til at handelsrestriksjoner også har kostnader for våre handelspartnere, finner vi det per i dag mest sannsynlig at samfunnet vil velge å bygge mer nett heller enn å ta kostnaden ved handelsrestriksjoner eller risikoen ved spenningskollaps. Det er viktig å påpeke at selv om usikkerheten knyttet til de samfunnsøkonomiske virkningene av redusert handlingskapasitet både i ombyggingsfasen og i driftsfasen er stor, har den i liten grad betydning for behovet i Sør-Rogaland. Dette er en tilleggsvirkning som er med på å øke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av eventuelle tiltak i området. Dette kommer vi tilbake til i mulighetsstudien og alternativanalysen.

6 Forbruket i området vil fortsette å øke

Som vist tidligere vil vi med dagens forbruksnivå ha perioder hvor flyten på de to ledningene inn til Nord-Jæren er så høy at feil på én av transmisjonsnettledningene vil kunne føre til utkobling av forbruk. I tillegg er det relativt liten margin opp til forbruksnivået vi klarer å forsyne selv uten feil i nettet. Det betyr at også små endringer i forbruksnivå vil kunne ha stor betydning.

Historisk har befolkningsveksten vært den viktigste driveren for forbruksvekst i Sør-Rogaland. Forbruket i Sør-Rogaland er i stor grad dominert av alminnelig forsyning. Mye av forbruket i alminnelig forsyning går til oppvarming. Drivere som påvirker effektforbruk ved oppvarming vil derfor være viktig for den videre forbruksutviklingen. Bedre byggkvalitet vil kunne trekke forbruket per innbygger i alminnelig forsyning ned. Samtidig som flere elbiler vil kunne bidra til høyere effekttopper særlig i det husholdningsrelaterte forbruket. Innføringen av AMS (avanserte måle- og styringssystemer) i 2019 vil gi mulighet til å utnytte forbrukerfleksibilitet i større grad.

I sum forventer vi at effektbruken per innbygger holder seg på om lag samme nivå som vi har sett historisk og at forbruket dermed øker i takt med befolkningen. Dagens økonomiske situasjon kan tilsi at befolkningsveksten på kort sikt blir lavere enn det vi har lagt til grunn, men dette har begrenset betydning. Vi anser elbilforbruket som den viktigste milepælsrisikoen for framtidig forbruksutvikling.

6.1 Industriforbruket i regionen er lite og vi forventer ingen stor økning

I Sør-Rogaland er det i hovedsak tre store industribedrifter med en maksimaleffekt større enn 10 MW:

- Titania bergverk i Sokndal kommune, 17 MW
- Risavika LNG Production i Sola kommune, 13 MW
- NOMAC stålverk i Strand kommune, 10 MW

Totalt utgjør forbruket til disse tre industribedriftene bare tre prosent av det maksimale effektuttaket i Sør-Rogaland. I tillegg til at de prosentvis ikke utgjør mer, er de også lokalisert i hvert sitt hjørne av området, og belaster derfor ikke de samme punktene i nettet. Sokndal kommune ligger i tillegg sør for Sør-Rogalandsnittet, og forbruket i Titania belaster derfor ikke snittet.

I tillegg til de mer tradisjonelle industribedriftene er det også etablert et datasenter (Green Mountain Datacenter) i Rennesøy kommune. Ifølge Lyse Elnett har datasenteret pr i dag et effektuttak på rundt 2 MW, men det er lagt til rette for at de kan øke dette til 10-15 MW. Nortura og Tine Meierier har store anlegg i regionen, men mesteparten av deres forbruk forsynes via gass og fjernvarmenettet (se kapittel 1.4). Det resterende industriforbruket er i stor grad bedrifter tilknyttet olje- og gassnæringen.

Vi kjenner ikke til at store industriforbrukerne har planer om markant økt i effektuttak i nær framtid

På grunn av de siste års utvikling i olje- og gasspriser forventer vi ikke store økninger i forbruket tilknyttet olje- og gassnæringen på kort sikt. For de tre store forbrukerne som er nevnt innledningsvis har vi ikke registrert noen planer om utvidelse. NOMAC startet opp våren 2015 etter en konkurs og er fortsatt i en prosess der de trapper opp produksjonen til normalt nivå. Titania nedbemannet med 40 stillinger i fjor og har varslet ytterligere permitteringer i år (6). Risavika LNG må forholde seg til prisene på gass. Vi anser det derfor som lite sannsynlig at noen av disse aktørene skal øke sitt forbruk i betraktelig grad på kort sikt. Green Mountain Datacentre er designet for å kunne utvide til 26 MW ved behov. Lyse Elnett opplyser at Tine meierier ønsker å flytte mer av produksjonen over fra gass til elektrisitet. I første omgang er planen å flytte over 5 MW fra gass til elektrisitet, men anlegget til Tine er dimensjonert for å kunne flytte over ytterligere 5 MW ved behov. Vi har ikke kjennskap til andre planer om nye industrietableringer i regionen.

Vi forventer ikke elektrifisering av nye prosjekter på sokkelen på kort sikt

I 1996 vedtok Stortinget at ved alle nye feltutbygginger skal det legges fram en oversikt over energimengden og kostnadene ved å elektrifisere innretningen i forhold til å bruke gassturbiner

(Oljedirektoratet 2008). Elektrifiseringskonseptet skal være vurdert i forbindelse med plan for utbygging og drift (PUD). Regjeringen ved Olje- og energidepartement skal godkjenne PUD, og også Stortinget må godkjenne ved utbygginger på over 10 milliarder kroner.

Både Meld. St. 28 (2010–2011) "En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten" (heretter kalt petroleumsmeldingen) (7) og Meld. St. 21 (2011–2012) "Norsk klimapolitikk" (8) understreker at summen av tiltakene i petroleumsbransjen og nødvendige investeringer i kraftsystemet skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme.

Behovet for koordinering og forholdet mellom ledetider trekkes frem i begge de nevnte Stortingsmeldingene og i Olje og energidepartementets "Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsføremst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD)".

I petroleumsmeldingen beskrives den sørlige delen av Nordsjøen som en moden petroleumspровins med begrensede uoppdagede ressurser. I dag er feltet Vallhall forsynt med kraft fra land. Ifølge petroleumsmeldingen har kabelen til feltet fra Lista begrenset kapasitet utover behovet på Valhall og Hod. Elektrifisering av Ekofisk og Eldfisk i samme område har blitt vurdert tidligere. Plan for utbygging og drift av Ekofisk sør og Eldfisk II (en utvidelse av Ekofiskfeltet) ble godkjent uten krav om elektrifisering, men det er satt av plass på en av de nye plattformene slik at Ekofisk-området kan få kraft fra land dersom dette skulle bli en aktuell løsning i fremtiden. Det er nå bestemt at Johan Sverdrup skal forsynes med kraft fra land fra Kårstø, og har dermed ikke innvirkning på behovet for tiltak i Sør-Rogaland.

Utbyggingen av Yme-feltet som ligger 110 km sørvest for Egersund har blitt utsatt flere ganger og sommeren 2015 ble det kjent at lisenshaver har fått fritak fra OED fra plikten om å levere endret plan for utbygging og drift av prosjektet (9). I januar 2016 ble det klart at selskapet Okea har kjøpt en andel på 60 prosent i Yme-feltet. Ifølge offshore.no (10) planlegger selskapet å levere revidert utbyggingsplan til sommeren og håper på produksjon i 2018, eventuelt 2019. Før utbyggingsplanen blir overlevert til Olje- og energidepartementet vet vi ikke om operatøren ønsker en løsning med kraft fra land eller om myndighetene vil kreve det.

Statnett er ikke kjent med at det er planer om tilknytning til transmisjonsnettet for utbyggingsprosjekter i området. Vi legger til grunn at en eventuell operatør tar kontakt på et tidlig tidspunkt slik at Statnett får tilstrekkelig tid til å vurdere om det er samfunnsmessig rasjonelt å legge til rette for tilknytning, og hvilke tiltak som eventuelt må på plass for å realisere dette.

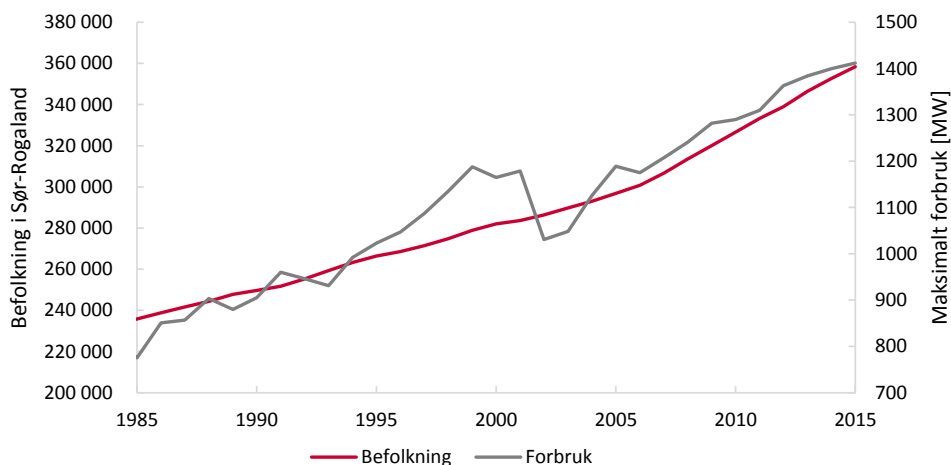
Nye tunnelsystemer vil gi økt forbruk

Det er planer om å bygge to nye undersjøiske tunnelsystemer i området. Ryfast skal settes i drift i 2018 og Rogfast er planlagt idriftsatt i 2023-2025. Ifølge Lyse Elnett kan forbruket i beredskapssituasjoner komme opp i 12-13 MW for den første tunnelen og opptil 18 MW for den andre. I normaldrift ligger imidlertid forbruket vesentlig lavere. Dette vil derfor ikke ha stor innvirkning på maksforbruket i området.

6.2 Forbruksutviklingen har steget i takt med befolkningen, og vi forventer at denne trenden fortsetter

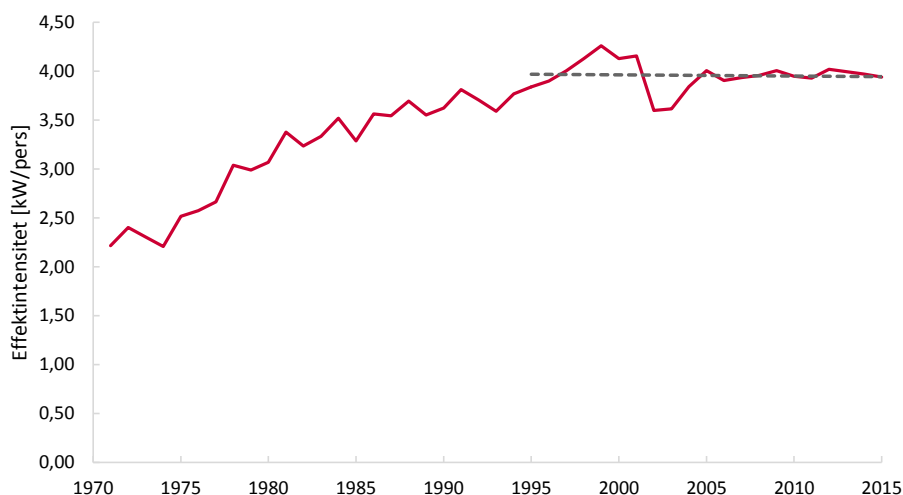
Som vi viste i kapittel 1.3 er alminnelig forbruk den største kundegruppen i Sør-Rogaland. Befolkningsøkning har historisk vært den viktigste årsaken til økningen i kraftforbruket. Figur 11 viser utviklingen i maksimalt effektforbruk har nesten vært sammenfallende med befolkningsveksten i regionen.

Forbruket i området vil fortsette å øke 2016



Figur 11 Utvikling i historisk makslast i MW (3) og befolkning (11).

Figur 12 viser den historiske utviklingen i effektforbruk per innbygger¹¹, effektintensiteten, i Sør-Rogaland. Den viser at effektintensiteten har vært tilnærmet konstant på om lag 4 kW/pers de siste ti årene og i gjennomsnitt den samme de siste 20 årene (se stiplet grå linje i figuren).



Figur 12 Effektforbruk per person i Sør-Rogaland 1970-2015 [kW/pers]

Befolkningsveksten framover vil være viktig for forbruksutviklingen

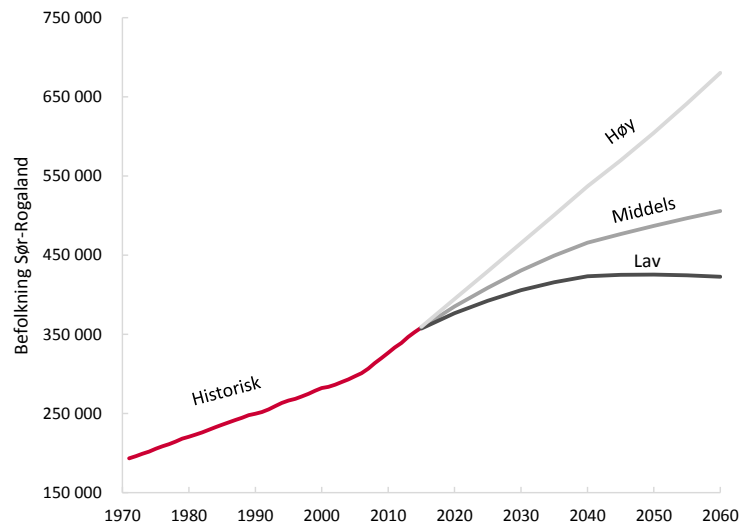
Statistisk Sentralbyrå forventer i sine prognoser fra 2014 fortsatt befolkningsvekst i alle sine scenarier for fremtidig utvikling. De legger til grunn en vekst i regionen i sitt middelscenario på 14 prosent fra dagens nivå og frem mot 2025. Deretter avtar veksten noe fram mot 2035 og 2040. Veksttakten i dette scenarier ligner den vi har sett historisk, minus perioden med høy vekst fra 2007-2015. I lavscenarier er veksten fram til 2025 på ni prosent før den etter hvert flater helt ut. I høyscenarioet fortsetter den høye veksttrenden vi har sett i regionen fra rundt år 2007 helt fram til 2060.

Mesteparten av befolkningsveksten vil trolig komme sør for Stavanger by

Generelt er det en nasjonal trend at flere velger å bosette seg i tettbygde strøk, heller enn spredtbygde strøk. SSB opplyser at bare fra 2014 til 2015 har befolkningen i Stavanger/Sandnes økt med 1,7 prosent. Boligene i byene tenderer mot å være mindre, dette taler for en reduksjon i gjennomsnittlig

¹¹ Samme som figuren over, men dividert på befolkningsnivå.

energibruk per bolig uavhengig av energikrav. Samtidig blir husholdningene mindre (12) og trekker dermed antall kvadratmeter per person opp.



Figur 13 Historisk befolkningsvekst (11) og fremskriving (13) Sør-Rogaland 2015-2040, SSB.

SSBs befolkningsframskrivninger indikerer at veksten i befolkning vil bli ulikt fordelt i regionen. SSB forventer at størstedelen av befolkningsøkningen i regionen skjer sør for Stavanger. De forventer en befolkningsøkning i Stavanger kommune på 11 prosent fram mot 2040 i middelsscenarioet sammenlignet med i dag, mens tilsvarende vekstfaktor for Sandnes kommune er på over 40 prosent. Dette skyldes i stor grad at Stavanger by er relativt tettbygd allerede, slik at veksten må komme i områder der det fortsatt er ledig plass.

I 2009 ble jernbanen utvidet til dobbeltspor på strekningen Stavanger-Sandnes (Jærbanen). Regjeringen har bedt Jernbaneverket starte opp planlegging av videre dobbeltspor fra Sandnes til Nærbø (14) for å kunne gi et godt grunnlag for å vurdere prosjektet i forbindelse med neste Nasjonal transportplan (NTP) som etter planen kommer i 2017. Videre utbygging fra Nærbø og sørover til Egersund ligger lenger fram i tid (15). En slik videre oppgradering av jernbanen sørover vil kunne bidra til en vekst i bolig- og næringsutvikling langs knutepunktene på strekningen. Dersom prosjektet blir realisert kan dette føre til økt kraftbehov både i bygge- og driftsfasen. Det er imidlertid stor usikkerhet rundt realisering av prosjektet, all den tid det ikke er klart om det vil prioriteres i neste NTP.

Hvordan forbruket i de ulike delene av regionen utvikler seg kan ha betydning for nytten av konseptene vi vurderer i mulighetsstudien og alternativanalysen.

Effektbruk per innbygger kan endre seg i framtiden

Det er ikke gitt at effektforbruket per innbygger holder seg på samme nivå som vi har sett historisk. I de neste kapitlene vil vi gå gjennom de faktorene som kan endre dette. I kapittel 6.1 forklarte vi at vi ikke venter vesentlige endringer i industriforbruket. Siden alminnelig forsyning utgjør størsteparten av forbruket i Sør-Rogaland, forventer vi derfor at det er endringer som kan påvirke alminnelig forbruk som vil ha størst betydning for fremtidig effektintensitet. Vi har gjennomført en kartlegging av driverne bak alminnelig forbruk og identifisert byggkvalitet, elbilbruk og økt forbrukerfleksibilitet som de viktigste faktorene. I de neste kapitlene går vi gjennom hvilken betydning disse driverne kan ha på fremtidig effektintensitet og dermed fremtidig forbruksutvikling.

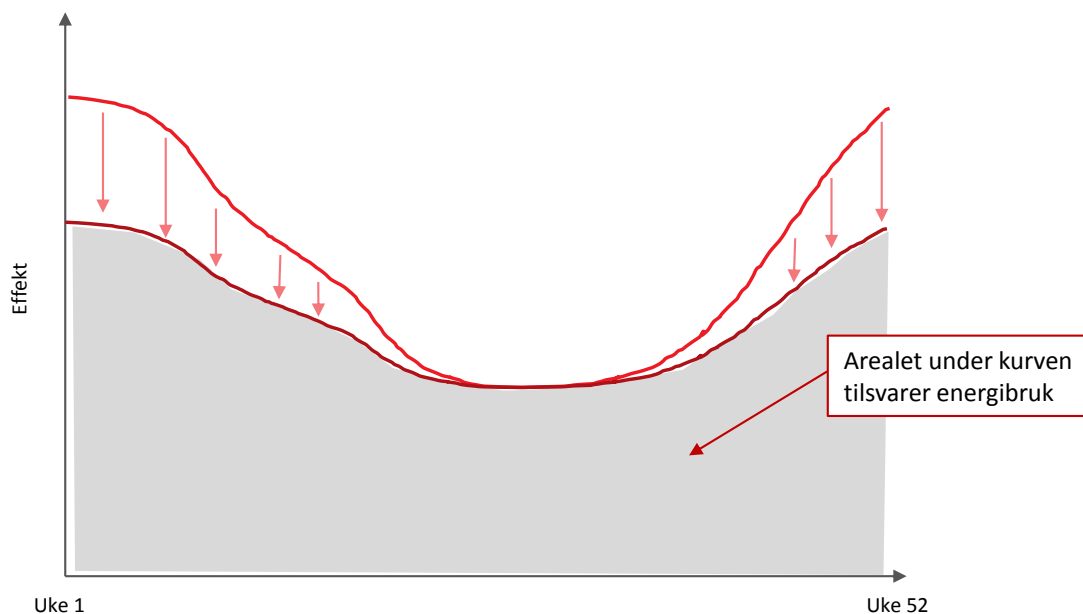
6.3 Energieffektivisering av boliger kan bidra til å redusere effektforbruk per innbygger

Dagens energikrav til bygg gjør at nye bygg blir energieffektive samtidig som det er gode støtteordninger for å gjøre den eksisterende boligmassen mer energieffektiv. Mer energieffektive bygg vil bidra til redusert energibruk over hele året, og forbruket vil trolig reduseres mer om vinteren enn om sommeren på grunn av lavere oppvarmingsbehov. Dette betyr at det er en positiv

sammenheng mellom redusert energibruk og redusert effektbruk i bygg. Dette vil påvirke både husholdningers forbruk, men også annet næringsrelatert forbruk gjennom redusert effektforbruk til oppvarming både i boliger og næringsbygg. Potensialet for redusert energibruk er stort, men det er usikkert om dette potensialet tas ut i faktisk redusert bruk eller økt komfort. Det blir imidlertid uansett et lavere tak for energisløsing når byggkvaliteten øker. Boligmassen i Sør-Rogaland er relativt ny sammenliknet med resten av landet. På kort sikt er det trolig mindre potensial for energieffektivisering av eksisterende bygningsmasse enn for resten av landet. Vi legger til grunn at bidraget fra økt byggkvalitet er lite på kort sikt, men at det vil kunne føre til redusert energi- og effektforbruk på lengre sikt etter hvert som flere og flere hus blir mer energieffektive.

Myndighetene har gitt sterke insentiver til energieffektivisering i bygg

Regjeringen har fastsatt energikrav i bygg gjeldende fra 1. januar 2016. Kommunal- og moderniseringsdepartementet sier at (16) de nye reglene betyr at nye bygg vil bli om lag 20-25 % mer energieffektive med nye regler og vil være i tråd med Klimaforlikets målsetting om passivhusstandard. Klimameldingen og Klimaforliket gir ambisjoner om ytterligere skjerpelser i energikrav til nesten nullenerginivå i 2020. Etter det vi kjenner til er det ikke definert hvilke krav som skal oppfylles for å oppnå standarden "nesten nullenergibygg". Om myndigheten vil stramme inn energikravene er et omdiskutert tema. Flere tror nå at energibehovet i TEK-10 nærmer seg punktet hvor kostnaden per kWh spart er atskillig høyere enn kraftprisen. I tillegg har Enova gode støtteordninger for både husholdninger og næringsliv som skal gi insentiver for å redusere energibruken også i eksisterende bygg. Husholdninger kan blant annet få tilskudd til å gjøre omfattende energiltak ved oppgradering av bygningskroppen¹², installering av varmepumpe og varmestyringssystem.



Figur 14 Årsprofil bygforbruk. Effekt av bedre byggkvalitet (kun illustrasjon)

Forbruket reduseres mer om vinteren enn om sommeren

En generell økning i byggkvalitet og tilhørende redusert energiforbruk vil trolig ha liten effekt på fordelingen av forbruket over døgnet, men vil påvirke fordelingen over året ved at det blir mindre behov for oppvarming om vinteren med bedre isolerte hus. Med andre ord blir forbruket flatere over året. En utflating av forbruket over året kombinert med at det samlede energiforbruket går ned vil alt annet likt innebære at makslasten i forbruket går ned. I det videre legger vi til grunn at når energiforbruket i bygg går ned reduseres også effektforbruket.

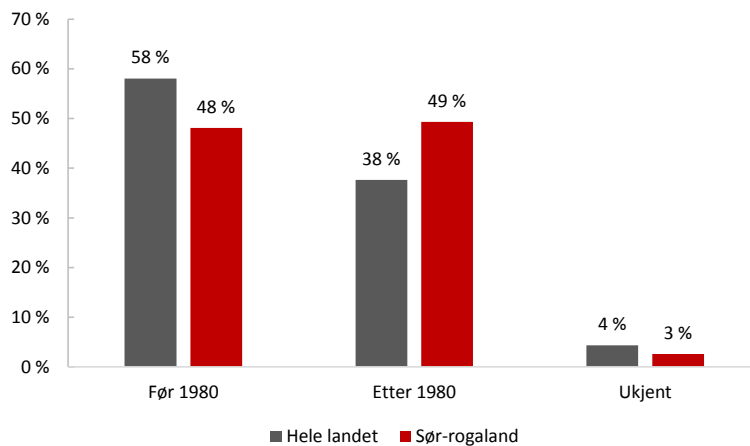
¹² Tiltaket innebærer en forbedring av varmeisolasjonen av boligens yttervegger, tak, vinduer, ytterdører og grunnmur.

Det er forskjell på beregnet og faktisk energibruk

Når bygg blir bedre isolert og oppvarmingskostnader går ned vil dette, alt annet likt, redusere energibruken i bygg. Et viktig usikkerhetsmoment er i hvilken grad den faktiske bruken av byggene samsvarer med det beregnede forbruket. Eksempelvis viser forskning gjort på varmepumper og strømforbruk (17) at husholdninger med varmepumper har om lag det samme strømforbruket som andre husholdninger. Husholdningene tar dermed ut tilnærmet hele energieffektiviseringspotensialet i økt komfort. Selv om noe av energieffektiviseringspotensialet i nye bygg tas ut i økt komfortnivå så tror vi at bedre byggkvalitet vil ha en effekt på forbruket ved at det uansett blir en begrensning på hvor stor energibruken kan bli. Med andre ord, det blir et øvre tak for energisløsning som er lavere enn i eksisterende bygg. Gjennom nybygging, rehabilitering og riving og nybygging vil vi i framtiden få flere og flere energieffektive bygg. Ved å sørge for en varig reduksjon i elektrisk energibruk, vil også effektforbruket gå ned. Utskiftningen av eksisterende bygningsmasse vil naturlig nok ta noe tid, slik at det vil kunne ta tid før vi ser effekten av dagens energikrav på forbruksutviklingen.

Potensialet for energieffektivisering er trolig lavere for Sør-Rogaland enn resten av landet

Sett i forhold til resten av landet har Sør-Rogaland større andel nye boliger. Andel nye boliger varierer også mellom kommunene. Mens 40 prosent av boligmassen i Stavanger er bygd etter 1980 (omtrent landsgjennomsnittet) er tilsvarende andel på hele 60 prosent for nabokommunen Sandnes. SSB har ikke tilsvarende statistikk for næringsbygg. Men det er naturlig å tenke seg at også næringsbyggmassen er relativt ny gitt at mange av byggene har kommet med veksten i oljesektoren. Dette taler for at potensialet for energieffektivisering i eksisterende bygg er lavere enn i landet for øvrig.



Figur 15 Bolig etter boligens alder (18).

6.4 En stor økning i elbiler vil dra effektforbruk per innbygger opp

De siste årene har det vært en stor vekst i antall elbiler på norske veier. Gode subsidieordninger sammen med teknologisk utvikling har resultert i at elbilandelen har steget fra omtrent 0,1 prosent i 2010 til 2,6 prosent på landsbasis i 2015¹³. I 2015 utgjorde elbilene 17,1 prosent av nybilsalget, en økning på 4,6 prosentpoeng sammenliknet med 2014 (19). Elbilandelen i Sør-Rogaland ligger noe over landssnittet og i 2015 var det registrert totalt 5414 personbiler med elektrisk motor i Sør-Rogaland, som utgjør om lag 3,1 prosent av personbilparken totalt i regionen. Finnøy kommune skiller seg særlig ut med en elbilandel på hele 16 prosent (20).

Vi forventer at elbilen blir bil nummer én på sikt

Hvis den teknologiske utviklingen fortsetter i samme tempo som vi har sett til nå, tror vi elbilen raskt kan overta plassen som bil nummer én i husholdninger. Hvis dette blir tilfellet forventer vi en markant

¹³ Dette tilsvarer 69 134 av totalt 2 609 263 registrerte personbiler i landet

Økning i elbiler som andel av den nasjonale bilparken. SSB oppgir den gjennomsnittlige kjørelengden for elbil til å være 7800 kilometer i 2014. Til sammenlikning har er gjennomsnittlig kjørelengde for personbiler registrert i Rogaland 11 481 kilometer i 2014 (21). Vi forventer at kjørelengden til elbil vil stige gradvis til gjennomsnittsbilens kjørelengde etter hvert som elbilandelen stiger.

Elbil vil gi en ny ettermiddagstopp i kraftforbruket

Hvordan økningen i antall elbiler påvirker effektuttaket vil avhenge av lademønsteret. Det er vanskelig å forutse akkurat hvordan fremtidig lademønster blir. For personbiler forventer vi at majoriteten av ladingen foregår i hjemmet på kveldstid. Dette vil resultere i en høyere ettermiddagstopp enn det vi ser i dag. For at en vesentlig del av elbillading skal kunne flyttes til dagtid må en stor utbygging av antall ladestasjoner på arbeidsplasser skje, med tilhørende kostnader. Våre analyser indikerer at dersom elbilandelen stiger til 50% i 2035 så kan effektbehov for elbillading komme opp mot 100 MW for Sør-Rogaland. Gitt samme lademønster er tilsvarende forbruk i dag på 4 MW. Dette tilsvarer en økning i effektintensitet per innbygger på 5 prosent i 2035. Denne beregningen forutsetter en viss spredning av ladeprofilen over døgnet, men at man får en topp i elbilforbruket om ettermiddagen.

6.5 Innføring av AMS gir økt mulighet for forbrukerfleksibilitet

Innen 1. januar 2019 skal alle norske strømkunder ha tatt i bruk AMS. Dette innebærer at forbrukerne vil få bedre informasjon om strømforbruket sitt, mer nøyaktige avregninger og mulighet for automatisk styring av forbruket. Målerne skal registrere strømforbruket på timesbasis og sende denne informasjonen til nettselskapet via Elhub¹⁴. Dette gir mer nøyaktig informasjon om strømforbruket og et bedre grunnlag for fakturaen. Med innføringen av AMS vil også ulike hjelpemidler for overvåkning av og kontroll med forbruket bli lansert. App'er og andre display-løsninger med oversikt over forbruket og informasjon om fakturaen vil bli tilgjengelig for forbrukerne. Slike løsninger vil gjøre det enklere for strømkundene å få et bevisst forhold til sitt forbruk og sine utgifter til strøm, og på den måten potensielt bli mer energieffektive og redusere sitt forbruk.

Større mulighet for laststyring av forbruket

Laststyring er tiltak der effektuttaket flyttes fra én periode til en annen. Som følge av innføringen av AMS kan nettselskapene innføre laststyringstiltak som bidrar til å flate ut forbruksprofilen og dermed redusere makslasten i nettet, enten gjennom prissignaler i nettavgiften og/eller gjennom tiltak som i liten grad påvirker forbrukerens komfort. NVE har gjennomført en offentlig høring av forslag til endringer i tariffer i distribusjonsnettet (22) slik at nettleien i større grad skal kunne gi prissignaler om hvordan effektbruk påvirker kostnadene i nettet. En endring i retning av mer effektbaserte tariffer kan bidra til å redusere høye forbrukstopper. Høringen ble avsluttet i august 2015. NVE har ikke offentliggjort noen videre tidsplan for en eventuell innføring av regelverket.

Våre modellberegninger viser at dersom man antar at 20 prosent av varmtvanns- og elbilforbruket er laststyrt i 2025, stigende mot 25 prosent i 2030 og 30 prosent i 2035, kan effektforbruket reduseres med om lag 70 MW. Denne beregningen er basert på en rekke forutsetninger, blant annet at elbilandelen stiger opp mot 50 prosent i 2035. Dersom laststyring innføres i denne skalaen kan det dermed kompensere for mye av forbruksøkningen som kan komme dersom det blir mange elbiler, ref. diskusjonen i kapittel 6.4.

Lyse Elnett har allerede innført smarte tiltak for å redusere forbruket

Lyse Elnett har allerede planer for smart styring av hus med prosjektet Smartly (23). Prosjektet vil installere smarte målere med mulighet for styring av lys, varme, alarm og annet via en app på mobilen. Vi antar at det finnes et sparepotensial i dette systemet, men dette påvirkes i stor grad av omfanget Lyse Elnett velger for prosjektet. På nåværende tidspunkt er det bare planlagt å innføre systemet i nye bygg, og sparepotensialet anser vi derfor ikke å være stort. Dersom systemet utvides vil det kunne ha større betydning.

¹⁴ Elhub er navnet for det norske datasenteret for målerverdier fra kraftmarkedet. Elhub skal være den offisielle kilden til målerverdiene som skal danne grunnlaget for fakturering av slutt kunder (elhub.no).

Lyse Elnett skal også installere smart styring av sine nettstasjoner i distribusjonsnettet (24). Foreløpig er dette et pilotprosjekt som omfatter 25 stasjoner. Dette er i all hovedsak for å utnytte kapasiteten i distribusjonsnettet bedre og er ikke et tiltak for å få ned forbruket. Vi antar derfor at prosjektet vil kunne gi store fordeler i driften av nettet, men at det ikke vil påvirke elektrisitetsforbruket i regionen i større grad.

Forbruk i alminnelig forsyning er lite prissensitivt

Historisk har alminnelig forbruk vært lite følsomt for endringer i strømprisen (25). Innføringen av AMS kan bidra til et mer prissensitivt forbruk når tidesmåling av forbruket i husholdninger og timevis avregning mot spotpris innføres. Det er allerede i dag et krav om tidesmålere for store kunder¹⁵, og vi antar derfor at innføring av AMS har mindre effekt for næringsrelatert forbruk. Trolig må kraftprisen øke mye sett i forhold til dagens normalnivå før vi vil se en vesentlig reduksjon i effektforbruket. Dette fordi dagens kraftpris er relativt lav og prisvariasjoner i begrenset grad vil ha påvirkning på kjøpekraften til husholdningene. Sør-Rogalandsnittet ligger innenfor prisområdet NO2. NO2 strekker seg over Sørlandet og Sør-Vestlandet. Området som helhet er et overskuddsområde for strøm, med andre ord eksporter vi strøm både til andre deler av landet og til utlandet gjennom kablene til Danmark og Nederland. Dette innebærer at selv om Sør-Rogalandsnittet begrenser hvor mye kraft som kan importeres inn til de befolkningstette områdene på Nord-Jæren så vil ikke prisene i kraftmarkedet reflektere dette.

Forbrukere kan også bli påvirket uten å endre priser

Forskning viser at såkalt "nudging", dvs. tiltak som skal påvirke handlinger uten å endre valgmuligheter eller priser i markedet kan ha en vesentlig effekt på forbruket (26). Eksempelvis viser forsøk gjort i USA at mer informasjon på strømgningen om eget strømforbruk målt opp mot andre kan gi en signifikant nedgang i forbruk. På denne måten kan det være mulig å påvirke strømforbruket til husholdninger selv om forbruket er lite prissensitivt. Spørsmålet er om denne typen tiltak bidrar til en varig endring, eller om det bare er en kortvarig effekt.

I 2014 publiserte NVE en rapport (27) om effekten av mer informasjon og tilbakemelding om faktisk strømforbruk som følge av innføring av smarte målere. Rapportens resultater baserer seg på 91 prosjekter verden over. Rapporten beskriver løsninger fra de ulike prosjektene, hva som har fungert med disse, og hvilke funksjonaliteter som kan være viktige å benytte seg av for å oppnå et best mulig resultat. Rapporten anslår et energisparepotensial på 11 prosent for en gjennomsnittlig norsk husholdningskunde. Dette tilsvarer omtrent 7 TWh for alle norske husholdninger.

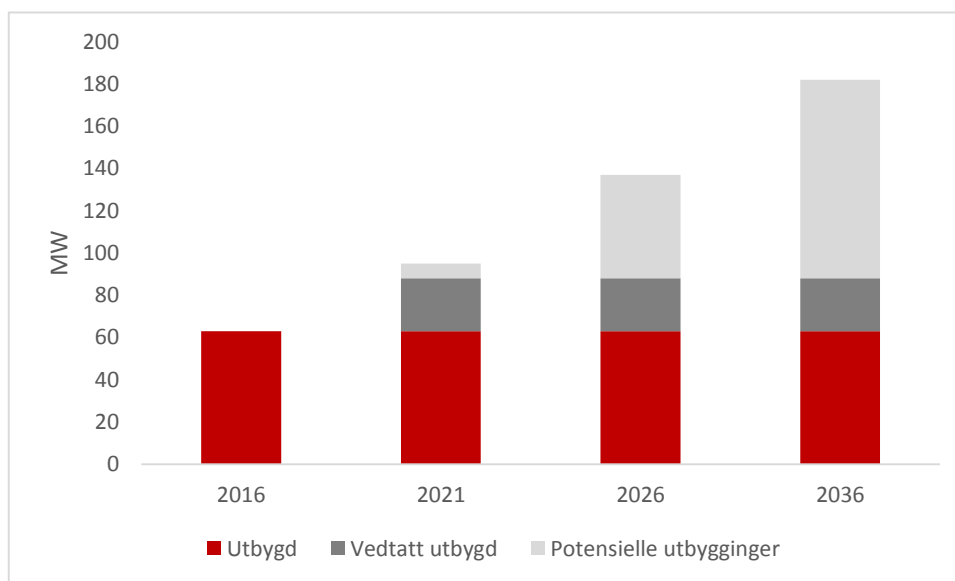
6.6 Videre utbygging av fjernvarme og gass vil kunne redusere maksimalt effektuttak

En annen måte å redusere effekttoppene på, er å faktisk redusere den elektriske energibruken ved å benytte andre energibærere. Særlig innenfor oppvarming er det et stort potensiale for dette. En måte å oppnå denne effektreduksjonen på, er å bytte ut elektrisk oppvarming med fjernvarme eller gass. Lyse planlegger utvidelse av fjernvarmenettet, og har fått 36 MNOK i støtte fra Enova til dette (28). Lyse har vedtatt utbygging av fjernvarmenett i Sandnes, men også utvidelser av nettet i Forusområdet og Jåttåvegen. Anlegget skal stå ferdig i 2021. I tillegg skal Lyse etablere et frikjøleanlegg i Sandnes sentrum som kjøler ned bygg ved hjelp av sjøvann.

Det er planer om utvidelse av fjernvarmenettet i området

Figur 16 under viser dagens kapasitet og Lyses prognoser for utvidelse av fjernvarmenettet i regionen. Summene inneholder også potensielle utvidelser av fjernvarmenettet til Stavanger og Ullandhaug som ikke er vedtatt. Som beskrevet i kapittel 1.4 er forbruket i fjernvarmenettet normalt forsynt fra forbrenningsanlegget på Forus med en kapasitet på 25 MW. I tillegg har Lyse en varmesentral på Forus med kapasitet på 60 MW som produserer basert på naturgass i perioder med spesielt høyt forbruk. Dette anlegget er også tilrettelagt for å produsere basert på elektrisitet.

¹⁵ Kunder med et forbruk over 100.000 kWh



Figur 16 Dagens fjernvarmekapasitet og prognoser Kilde: Lyse Neo

Økt varmeproduksjon kan skje basert på flere kilder

For å kunne utnytte en framtidig økt kapasitet i fjernvarmenettet utover det forbrenningsanlegget og varmesentralen på Forus klarer å produsere (maksimalt 85 MW) vil det være nødvendig å bygge ut mer produksjonskapasitet. Varmeproduksjon kan baseres på mange energikilder og det er store variasjoner i fordelingen på kilder på tvers av selskaper nasjonalt. Ifølge Norsk Fjernvarmeforening (29) produserte Lyse i 2014 fjernvarme 60 prosent basert på avfallsforbrenning, 30 prosent på fossil gass og resterende på andre kilder. I dag kjører forbrenningsanlegget på Forus på full kapasitet store deler av døgnet. Vi har ikke funnet informasjon som tilsier at forbrenningskapasiteten skal økes.

I dag er så å si ingenting av varmeproduksjonen i området basert på elektrisitet. Dette kan, avhengig av blant annet prisutvikling på elektrisitet og andre brensler, forandre seg i framtiden. Ifølge Norsk Fjernvarmeforening er det aller meste av elektrisiteten i dag som brukes i fjernvarme nasjonalt på utkoblbare tariffene, noe som betyr at kjeler som bruker elektrisitet kan stenges ned på kort varsel ved knapphetssituasjoner i kraftnettet (29). Hvis elektrisitet i fjernvarmeproduksjon i Sør-Rogaland får tilsvarende tariffing vil ikke nødvendigvis økt elektrisitetsforbruk til fjernvarmeproduksjon ha stor betydning for effektbehovet i perioder med høyt forbruk. I høringsuttalelse til NVEs forslag til ny tariffing i distribusjonsnettet (30) uttaler Lyse: *"Lyse legger til grunn at elkjeler i varmesentraler vil være utkoblbare når nettet har presset kapasitet og at elektrisitet vil være en av flere mulige energibærere, slik at varmesentralen ikke er avhengig av elkjelene for å dekke forbruket"*

Basert på dette antar vi at en utbygging av fjernvarmenettet i Sør-Rogaland med stor sannsynlighet vil bidra til en reduksjon av effektbehovet, selv om deler av varmeproduksjonen baseres på elektrisitet. I og med at det kun er de første utvidelsene av fjernvarmenettet (om lag 25 MW) som er endelig vedtatt, tar vi ikke de videre utvidelsene av fjernvarmenettet inn som en del av nullalternativet men vurderer endringer i framtidig effektbehov som en usikkerhet i alternativanalysen.

Lyse Neo planlegger ikke utvidelser av gassnettet

Når det gjelder distribusjonsnettet for gass har Lyse Neo opplyst at de i en fem års horisont forventer at nivået på gassforbruket vil bli det samme som i dag, men at det gradvis vil bli en økt andel biogass. På Mekjarvik i Randaberg kommune produserer IVAR IKS¹⁶ biogass fra avløpsrensaneanlegg i regionen. Produksjonen av biogassen er tenkt tredoblet i løpet av 5 år til 100 GWh (31). I tillegg bygger det samme selskapet et nytt biogassanlegg på Grødal i Hå kommune som vi har en produksjonskapasitet på om lag 65 GWh. Dersom vi antar jevn produksjon over året utgjør dette til sammen om

¹⁶ Interkommunalt Vann, Avløp og Renovasjon

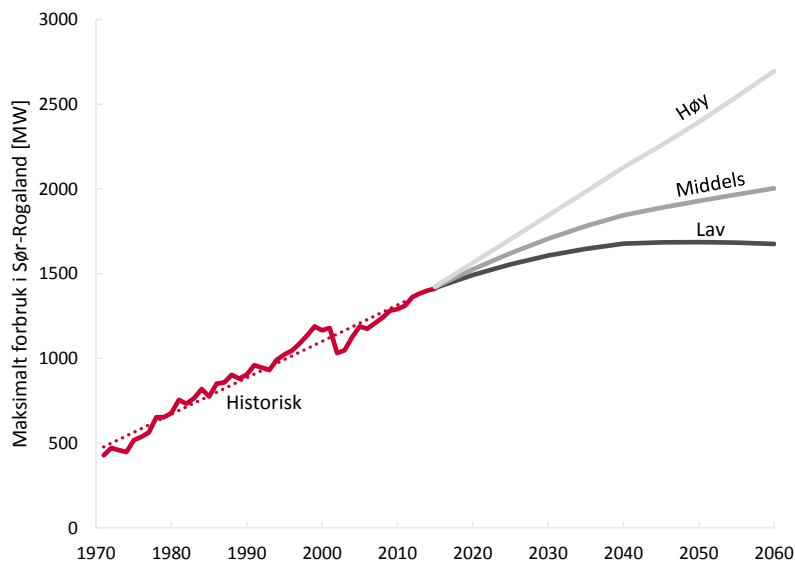
lag 19 MW. Distribusjonsnett for gassnett ble satt i drift i 2003 og har en antatt levetid på 50 år for ledningene og 30 år for stasjonene.

6.7 Mer effektintensive apparat øker effektforbruket, men mest på lavere nettnivå

I mange husholdninger byttes gamle elektriske apparater ut med nye mer energieffektive apparater. Mange av disse er effektintensive. Det er spesielt induksjonstopper og gjennomstrømsvarmere for varmtvann som vil gi et høyere effektuttak. Å erstatte en tradisjonelle komfyr med en induksjonstopp vil redusere forbrukstiden med noe minutter, og samtidig øke effektuttaket i de minuttene den er i bruk. Men når man aggregerer opp flere husholdninger og ser på forbruk over en hel time vil effekten være begrenset. Vi tror altså at færre kunder vil belaste nettet med dette effektuttaket samtidig, og at de totale effekttoppene ikke blir store nok til å påvirke transmisjonsnett. Effekttoppene vil imidlertid kunne ha noe å si for lavere nettnivå, distribusjons-, og kanskje regionalnett.

6.8 Vi legger til grunn konstant effektintensitet per innbygger i forbruksprognosene

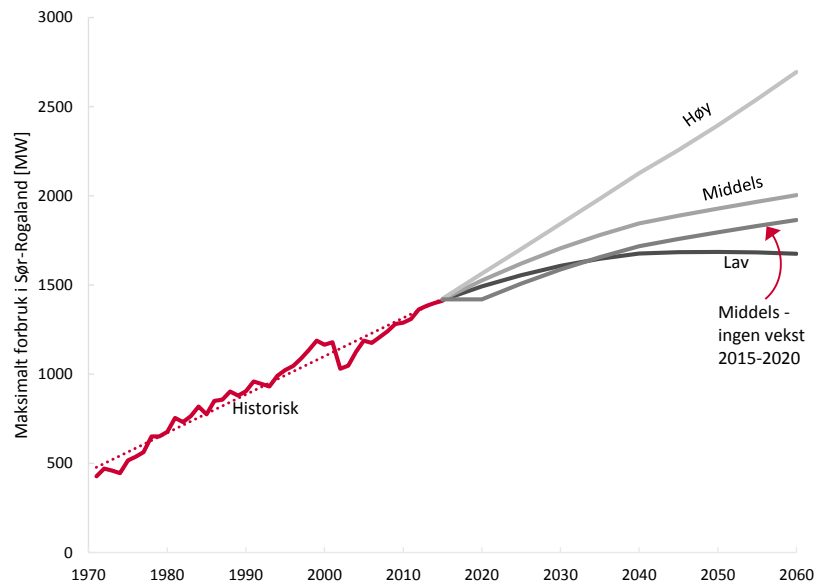
Basert på vurderingene som vi har gjennomgått i de foregående delkapitlene legger vi til grunn fortsatt konstant effektintensitet per innbygger i forventningsscenarioet for fremtidig forbruksutvikling. Vi mener det er liten usikkerhet knyttet til denne forutsetningen på kort sikt, men at utviklingen er mer usikker på lengre sikt. Vi tror bruken av elbil er den største og viktigste usikkerheten knyttet til fremtidig effektintensitet. Denne utviklingen kan skje raskt og kan dermed være vanskelig å planlegge for. Det er derfor viktig å være oppmerksom på denne usikkerhetsdriveren i de videre analysene. På den annen side kan mer forbrukerfleksibilitet som følge av innføring av AMS i 2019 bidra til å redusere forbrukstopper. Figur 17 viser framtidig effektforbruk gitt SSBs lav, middel og høyscenario for befolkningsutvikling, forutsatt at effektforbruk per innbygger holder seg konstant på samme nivå som vi har sett de siste ti årene. I den videre analysen bruker vi middelscenarioet som vårt forventningsscenario for befolkningsutvikling og forbruksutvikling.



Figur 17 Forbruksutvikling gitt konstant effektintensitet og SSBs befolkningsframskrivninger.

Befolkningsutviklingen har lite å si for forbruksutviklingen på kort sikt

Figur 18 viser vi hva forbruksutviklingen blir gitt en nullvekst i befolkningen fram mot 2020 og deretter øker i samme takt som SSBs middelscenario.



Figur 18 Forbruksutvikling gitt konstant effektintensitet SSBs prognoser samt scenario "Middels – ingen vekst 2015-2020".

Denne figuren viser at kortsiktige svingninger i befolkningsutvikling har relativt lite å si for fremtidig forbruksutvikling gitt at effektforbruket per innbygger er konstant. Vi har ikke grunnlag for å forvente at dagens økonomiske situasjon vil vedvare på lang sikt. Vi gjør dermed ingen stor feil ved å legge til grunn SSBs middelsscenario i forventning. Dersom befolkningsutviklingen over tid følger en annen bane vil det ha mye å si for forbruksutviklingen. Dette er illustrert i den økende forskjellen mellom lav, middel og høy scenarioene på lengre sikt.

6.9 Forbruksvekst gir flere timer utenfor N-1 og øker sannsynligheten for avbrudd i strømforsyningen

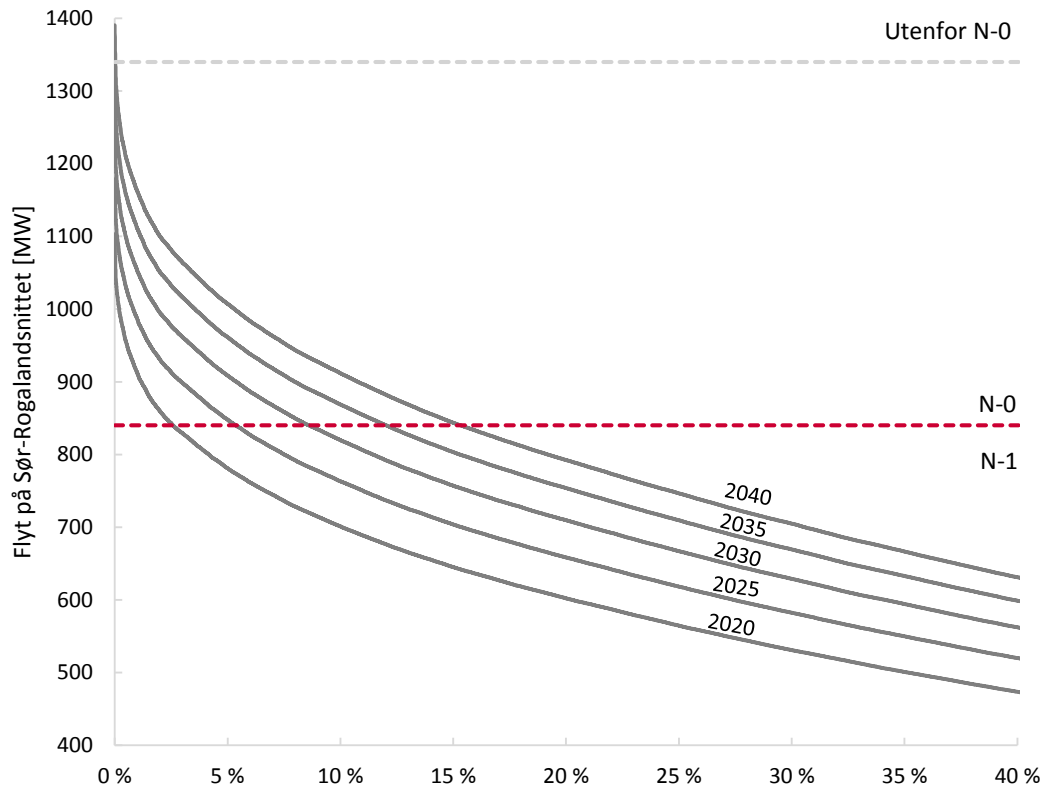
Forbruksvekst vil øke andelen av tiden utenfor N-1. Figur 19 viser et utklipp av varighetskurver for flyt på Sør-Rogalandsnittet. Kurvene viser kun de timene av året der flyten er høyest. Figuren viser varighetskurver for et utvalg av årene i analyseperioden, 2020-2040. Den forventede forbruksøkningen medfører at andelen av tiden utenfor N-1 øker for hvert år som går. Dette innebærer økt sannsynlighet for at en feil i transmisjonsnettverket gir avbrudd i strømforsyningen. Mengden forbruk som blir koblet ut vil også bli større jo mer forbruket øker.

Et kaldt og tørt år kan forverre situasjonen betraktelig

Kurvene i Figur 19 viste situasjonen dersom vi får temperaturer og nedbør som ligger helt på normalen. Temperatur og nedbør varierer imidlertid mye fra år til år. 2010 var et år med høyt forbruk grunnet lave temperaturer og liten lokal produksjon. Vi har brukt karakteristikken fra 2010 for å fremskrive et slikt tørt og kaldt år til fremtidig forbruk.

Figur 20 viser en sammenligning av flyten på Sør-Rogalandsnittet mellom et forventet år og et tørt og kaldt år, med forbruksnivåer for 2020 og 2030. Kurvene viser at maksimalflyten ikke endrer seg, men andelen av året hvor vi er utenfor N-1 i et tørt og kaldt år er mer enn dobbelt så høy som i et normalt år.

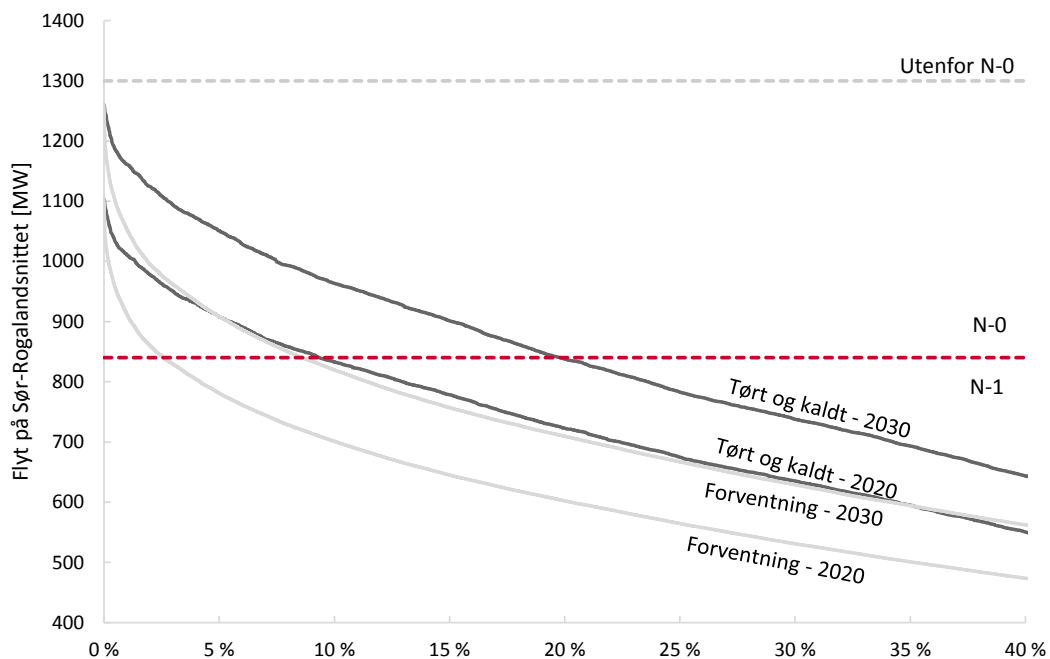
Dette betyr igjen at sannsynligheten for at en feil medfører avbrudd i strømforsyningen er vesentlig høyere et år hvor det er veldig tørt og kaldt sammenlignet med et mer normalt år. I gjennomsnitt blir også avbruddene mer alvorlige i et tørt og kaldt år.



Figur 19 Forventet flyt på Sør-Rogalandsnittet og andel av tiden uten N-1. Kilde: Statnett

Vi kan få et importbehov som overstiger N-0 grensen på midten av 2030-tallet

Forbruksutviklingen som er lagt til grunn for varighetskurvene gjør at vi på 2030-tallet kan komme i en situasjon der overføringsbehovet på linjene overstiger N-0 kapasiteten. Det innebærer at vi har en etterspørsel etter kraft som overstiger det vi klarer å transportere inn i dagens nett uten å få spenningskollaps, selv om det ikke oppstår noen feil i nettet.



Figur 20 Flyt på Sør-Rogalandsnittet i et forventet og et kaldt og tørt år i 2020 og 2030
Kilde:Statnett

Det er en del usikkerhet i beregningen av N-0 kapasiteten i nettet, se Metode for å beregne kapasitetsgrenser. Ulike forutsetninger gir +/- 50 MW kapasitet. Så langt fram i tid er det dessuten betydelig usikkerhet i hvor høye forbrukstoppene blir. Dette betyr at det er vanskelig å vite nøyaktig i hvilket år tvangsmessig utkobling av forbruk oppstår først.

I forventning vil forbruket i makslast i 2035 ligge på nivå med den beregnede N-0 kapasitetsgrensen. Mengden forbruk vi ikke kan forsyne og antall timer utenfor N-0 vil øke utover i perioden. I 2050 vil det basert på våre kurver være inntil 130 MW vi ikke kan forsyne i 83 timer i et normalår. Om vi får et tørt og kaldt år vil dette øke antall timer hvor vi overstiger N-0 grensen sammenlignet med et normalår. Vi beskriver konsekvensene av dette nærmere i vurderingen av avbruddskostnader i kapittel 8.

Overgang fra gaffelkobling til systemvern blir trolig nødvendig om få år

Etter hvert som forbruket øker og mengden forbruk som ligger utenfor N-1 øker blir det nødvendig å utvide omfanget av forbruk som automatisk blir utkoblet ved feil. Med bruk av dagens systemkobling/gaffelkobling i Stokkeland er dette begrenset til forbruket på 50 kV i Stokkeland. Om få år (omkring 2020) er ikke utkobling av forbruket i Stokkeland tilstrekkelig til å hindre spenningskollaps og det blir nødvendig også å koble ut forbruk i andre stasjoner ved feil.

I henhold til Forskrift om systemansvar i kraftsystemet har ikke Statnett lov å benytte hendelsesstyrt systemvern for kunder i distribusjonsnettet som et permanent tiltak. Dette er nærmere beskrevet i mål og rammer, samt mulighetsstudie.

7 Vindkraft dominerer i planer om økt produksjon

Det er mange som er interessert i å investere i produksjonsanlegg i Sør-Rogaland og i underkant av 1200 MW produksjon har søkt eller fått konsesjon. Mesteparten av dette er vindkraft, mens en liten del er vannkraft. Vi tror mesteparten av de lønnsomme prosjektene er konsesjonssøkt, og at utbyggingspotensialet utover dette er lite.

700 MW vindkraft kan realiseres med dagens nett. Dersom det kommer mer ny produksjon enn 700 MW i dagens nett, må noe av produksjonen tilknyttes systemvern (produksjonsfrakobling). Dette innebærer at dersom det oppstår en feil på en av transmisjonsnettledningene vil produksjonen som er tilknyttet systemvernet automatisk kobles ut.

Det er knyttet stor usikkerhet til hvor mange av de planlagte prosjektene som faktisk blir bygget ut, spesielt når det gjelder vindkraftprosjektene. Dette er prosjekter med høye kapitalkostnader hvor lønnsomheten er avhengig av en usikker fremtidig kraft- og elsertifikatpris.

Basert på en gjennomgang av produksjonsplaner i området, gjenstående utbyggingspotensial og forventet realiseringsgrad legger vi til grunn av det blir bygget ut 240 MW ny produksjon i Sør-Rogaland, hvorav vindkraft utgjør 200 MW og småkraft 40 MW.

7.1 Mesteparten av det konsesjonsgitte volumet skal tilknyttes transmisjonsnettet mellom Feda og Stokkeland

Planene for økt produksjonskapasitet i Sør-Rogaland er dominert av vindkraft, men det er også noe småkraft. Tabellen under viser MW konsesjonssøkt og konsesjonsgitt i regionen. Oversikt over hvilke prosjekter som er inkludert i tabellen under er gitt i vedlegg 4.

Tabell 5 Konsesjonssøkt og -gitt kraftproduksjon i Sør-Rogaland (32)

	Konsesjonssøkt	Konsesjonsgitt
Vindkraft	180 MW	855 MW
Vannkraft	100 MW	33 MW

Vi har stilt krav om minstevolum til vindkraft for å bygge ny stasjon i Bjerkeim

Bjerkeimklyngen er en samling av fem vindkraftprosjekter med endelig konsesjon i kommunene Bjerkeim, Gjesdal og Hå på til sammen 426 MW. I tillegg er ytterligere ett vindkraftverk på 60 MW i Bjerkeim kommune til klagebehandling i Olje- og Energidepartementet. Vindkraftprosjektene er planlagt tilknyttet en ny transmisjonsnettstasjon i Bjerkeim. Statnett overtok våren 2014 konsesjonen for transformatorstasjonen fra Lyse Sentralnett. Vi har lagt opp en gjennomføringsmodell som kan gi ferdigstillelse av stasjonen i 2019. En forutsetning er at vindkraftaktørene beslutter å bygge ut minst 203 MW vindkraft. Ved lavere utbyggingsvolumer kan det være samfunnsmessig rasjonelt med nettilknytning i regionalnettet. Norsk Vind Energi AS fattet investeringsbeslutning i november 2016. Denne beslutningen tilfredsstiller Statnetts krav om minimum installert effekt. Statnett fattet foreløpig investeringsbeslutning (BP2) for Bjerkeim transformatorstasjon i juni 2016 og planlegger endelig investeringsbeslutning (BP3) tidlig i 2017. (33).

Det er en øvre begrensning på 700 MW ny produksjon i transmisjonsnettet mellom Feda og Stokkeland

For å sikkert kunne håndtere vindkraftproduksjonen, må vi vite at ledningene tåler den belastningen de vil få ved utfall av den andre. Analysene våre viser at ca. 700 MW ny produksjon kan knyttes til i dagens transmisjonsnett.

Vi kan tillate tilknytning av en større mengde ny produksjon enn dette, men da må deler av produksjonen bli tilknyttet systemvern (produksjonsfrakobling). Dette innebærer at dersom det oppstår en feil på en av transmisjonsnettledningene, vil produksjonen som er tilkoblet systemvernet automatisk bli koblet ut for å unngå at gjenværende transmisjonsnettledning blir overbelastet.

Statnett innførte sommeren 2015 en ordning for tildeling av ledig nettkapasitet, og området mellom Feda og Stokkeland inngår i ordningen. Statnett mottok søknader for tildeling av 760 MW ny produksjon, og har valgt å innvilge alle søknadene. Dette fordi aktørene selv har signalisert at ikke alle parkene vil bli bygget ut med full størrelse, og fordi vi har mulighet til å knytte vindparkene til produksjonsfrakobling.

Regionalnettet har begrenset plass til ny kraftproduksjon

Ifølge brev fra Lyse Elnett (34) er det planlagt 400 MW ny vindkraft og småkraft som er tenkt tilknyttet 132 kV-ledningene mellom Lysebotn og Tronsholen. Av disse er Gilja vindkraftpark på 135 MW det største. Lyse Elnett opplyser at det ikke er kapasitet i dagens nett til å koble til vesentlig ny produksjon. For å tilknytte denne produksjonen må det gjøres oppgraderinger i regionalnettet. Utover Lysebotn 2 er det ikke planer om vesentlige effektutvidelser i eksisterende kraftverk.

7.2 Potensial for utbygging av vann- og vindkraft utover kjente planer i regionen er lite

NVE gir jevnlig ut en oversikt over vannkraftpotensialet i Norge (35). Der fremgår det at allerede 77 prosent av det tekniske potensialet for vannkraft er bygd ut eller under bygging i Rogaland fylke. Ytterligere 14 prosent er vernede vassdrag eller utbygging avslått av konsesjonsmyndigheten og dermed ikke mulig å bygge ut. Restpotensialet for utbygging i hele Rogaland fylke utgjør dermed, ifølge NVE, til sammen 1260 GWh. 70 prosent av dette er allerede konsesjonssøkt. Dette viser at restpotensialet for utbygging av vannkraft utover det vi kjenner til av planer i dag er lite.

NVE har kartlagt opprustnings- og utvidelsespotensial i eksisterende vannkraftverk gjennom "Samlet plan for vassdrag og prosjekter" fra en kartlegging på begynnelsen av 1990-tallet, samt oppdatering med nye prosjekter. Denne viser at potensialet for ytterligere effektutvidelser i regionen er lite.

NVE gjorde i 2005 en kartlegging av det tekniske potensialet for vindkraft i Norge (36). Det fysiske vindkraftpotensialet i Rogaland fylke er anslått til 17000 MW (min. middelvind 7m/s) og 3000 MW (min. 8 m/s). Dette utgjør om lag 3-7 prosent av det fysiske potensialet for hele Norge. NVE påpeker imidlertid at mange områder er uegnet for vindkraftutbygging og at det særlig er terrengforhold og hensyn til bebyggelse som begrenser muligheter for utbygging. I de to siste avslagene til vindkraft i regionen fra NVE (Nevlandsheia på 19 MW og Sandnes på 90 MW) fremhever NVE sumvirkningene av vindkraft for regionen som en viktig del av begrunnelsen for avslag. Sandnes vindkraftpark ligger for øvrig til ny behandling i OED, omfanget av prosjektet er redusert til 70 MW.

7.3 Hvor mye ny kraftproduksjon som blir realisert er usikkert

Det er stor usikkerhet knyttet til hvor mye av vann- og vindkraftplanene i regionen som faktisk kommer til å bli realisert. Utbyggingen begrenses av forhold som økonomisk lønnsomhet, politiske rammer og nettkapasitet. Jo lenger frem i tid vi ser, desto vanskeligere er det å anslå hvor mye produksjon som vil bli bygd ut.

For vannkraft har historisk sett 45 prosent av konsesjonssøkt småkraft fått konsesjon (37). Utviklingen til nå har vist at ikke all konsesjonsgitt kraft blir bygd ut. Utbyggingen av Hellelandsvassdraget i Eigersund kommune, som omfatter prosjektene Mjelkefossen, Gya, Tekse og Åmot kraftverk på til sammen 38 MW, er stilt i bero på grunn av lave kraftpriser (38).

Erfaringstall er i liten grad tilgjengelig for å vurdere forventet realiseringsgrad av konsesjonsgitt og omsøkt vindkraft. Et generelt høyere konfliktnivå og mer usikker lønnsomhet kan tale for å benytte en betraktelig lavere realiseringsgrad enn for vannkraft. Dette understøttes også av NVE som påpeker at det er "betydelig mer usikkert om vindkraftkonsesjoner realiseres" (37). Svensk Vindenergi (39) forventer at 5 og 15 prosent av henholdsvis omsøkte og konsesjonsgitte vindkraftprosjekter realiseres

i Sverige. Det er vanskelig å si om dette er overførbart til Norge. I det svensk-norske elsertifikatmarkedet har det til september 2016 blitt realisert 13,5 TWh ny fornybar kraft i Sverige mot 2,9 TWh i Norge (40).

Innenfor rammene av elsertifikatmarkedet vil det ikke være plass til all produksjon som er konsesjonssøkt i Norge og Sverige. Vi vet at mange investorer sitter på gjerdet og venter. Usikkerheten rundt lønnsomheten er stor på nåværende tidspunkt, og det er svært usikkert hvilke konsesjonsgitte prosjekter som blir realisert innenfor elsertifikatmarkedet. I lys av all aktuell ny kraftproduksjon er det trolig kun de aller beste prosjektene som vil vinne fram innenfor dette markedet. For de prosjektene som ikke er blant de aller beste, er det lav sannsynlighet for at de vil bli realisert.

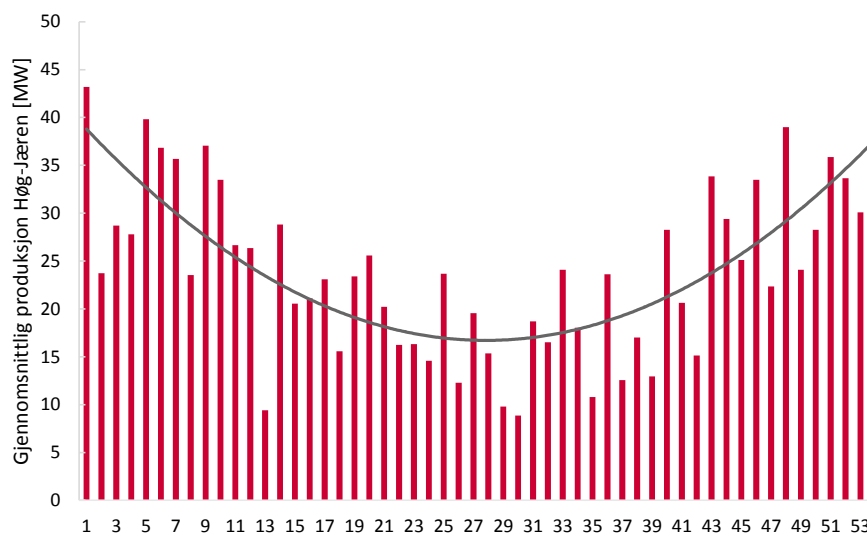
7.4 Vi forventer ny produksjon på til sammen 240 MW i vårt nullalternativ

I analysene har vi lagt til grunn at det realiseres om lag 200 MW vindkraft og 40 MW småkraft innenfor Sør-Rogalandssnittet og at denne produksjonen realiseres i 2020, altså innenfor elsertifikatmarkedet. Dette tilsvarer i underkant av 20 prosent av all planlagt vindkraft og 30 prosent av all vannkraft¹⁷.

Siden vi gjorde systemanalysene har byggingen av Egersund vindpark på 112 MW startet (41). Denne produksjonen er planlagt tilknyttet i Kjelland stasjon. I tillegg er det bekreftet at det bygges ut minst 200 MW på Bjerkreim. Det er dermed tilnærmet 100 prosent sikkert at mer enn vår forventede produksjonsøkning innen vindkraft skal realiseres. Dette har vi ikke tatt hensyn til i vår analyse. I kapittel 7.6 forklarer vi imidlertid at det er et tak på hvor mye vindkraft vil gi av kapasitetsøkning. Med 200 MW vindkraft ligger vi allerede nært opp til dette taket. Mer vindkraft enn det vi har lagt til grunn i vår analyse vil dermed ha liten betydning for våre resultater.

7.5 Vindkraft produserer mest når forbruket er høyest, men varierer mye

Som beskrevet i kapittel 1.5 vil vindkraften typisk ha høyest produksjon på vinterstid, når forbruket også normalt sett er høyest. Dette fremgår av Figur 21, som viser gjennomsnittlig ukeproduksjon fra Høg-Jæren basert på data fra de tre årene 2012-2014.

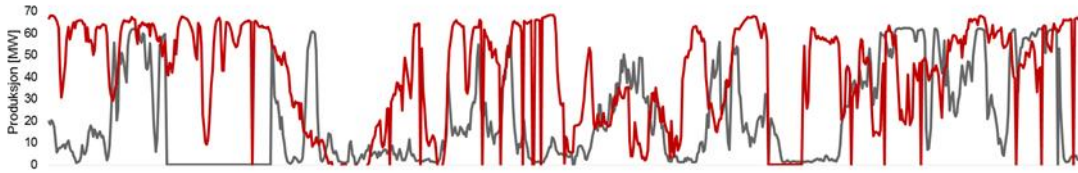


Figur 21 Gjennomsnittlig produksjon per uke (rød søyler), Høg-Jæren Vindpark, basert på 2012-2014. Den grå linjen er trend. Kilde: Statnett.

Selv om vindkraften typisk vil ha høyere produksjon på vinteren enn om sommeren, må man også på vinterstid forvente betydelig variasjon i produksjonen og lavt bidrag i store deler av tiden. Dette er

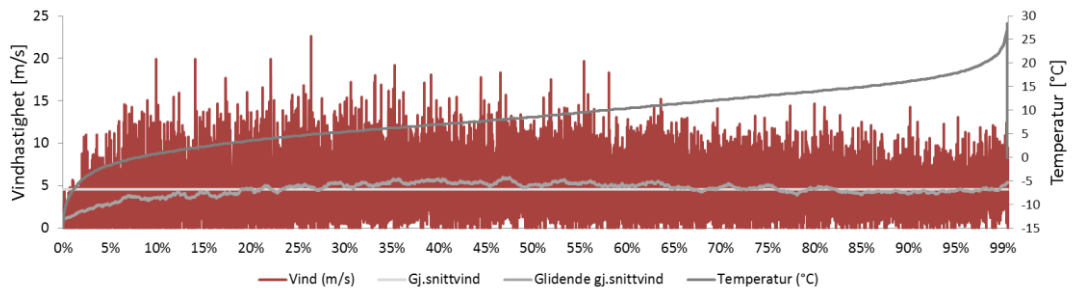
¹⁷ Vi tar her ikke med Mjelkefossen, Gya, Tekse og Åmot kraftverk på 38 MW.

illustrert i Figur 22 nedenfor, som viser produksjonsserier med timesoppløsning fra Høg-Jæren for januar 2013 og januar 2014. Tidsseriene viser tydelig hvordan vindkraften kan variere både fra time til time og mellom ulike år.



Figur 22: Produksjonsserier for Høg-Jæren, januar 2013 (grå) og januar 2014 (rødt). Kilde: Statnett

I tillegg til at vi må forvente vindstille perioder vinterstid, er det også en tendens til at vinden vil være lav i de aller kaldeste periodene når forbruket er høyest. Dette er indikert i figuren nedenfor, som viser registrerte vindhastigheter for tidsperioden 2006-2016 plottet sammen med en temperaturvarighetskurve for samme periode for Sola¹⁸.



Figur 23: Temperaturvarighetskurve og vindhastighet for Sola, tidsperiode 2006-2016, fire målinger/døgn. Kilde: klima.no, Vista Analyse

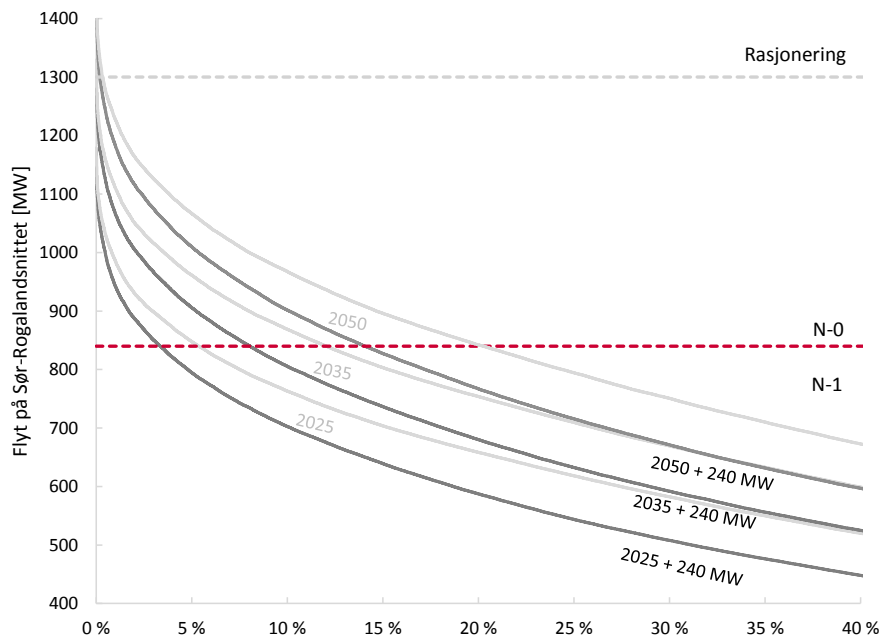
Figuren tyder på at denne tendensen særlig vil være betydelig for de ca. 5 % kaldeste timene. Vi diskuterer hva dette har å si for avbruddskostnadsberegningen i kapittel 8.3.

7.6 Ny produksjon innenfor Sør-Rogalandsnittet reduserer kraftunderskuddet og bedrer forsynings sikkerheten

Produksjon innenfor Sør-Rogalandsnittet vil avlaste de to transmisjonsnettledningene og bedre forsynings sikkerheten i området. Figur 24 viser importbehovet i transmisjonsnettet i Sør-Rogaland dersom vi får 200 MW ny vindkraftproduksjon innenfor Sør-Rogalandsnittet.

Vi har brukt produksjonsdata for Høg-Jæren til å simulere en årsprofil for den nye vindkraften. I Figur 24 ser vi at mer vindkraftproduksjon reduserer tiden utenfor N-1. Ny vindkraftproduksjon innenfor Sør-Rogalandsnittet bidrar dermed til å redusere sannsynligheten for at en feil i transmisjonsnettet medfører avbrudd i strømforsyningen.

¹⁸ Sola vil sannsynligvis ha lavere årsmiddelvind enn Høg-Jæren, men siden de to stedene ligger såpass nært, antar vi at hovedtrekkene vil være liknende for de to stedene.



Figur 24 Flyt på Sør-Rogalandsnittet dersom det kommer 200 MW vind og 40 MW småkraft i regionen. Kilde: Statnett.

Ny vindkraftproduksjon kan forbedre kapasiteten og forsyningssikkerheten

Vindkraft påvirker kapasiteten inn til området på to måter:

- Ved høy vindkraftproduksjon blir det mindre flyt på Sør-Rogalandsnittet, som vist i Figur 24. I stedet vil det bli en flaskehals på snittet nord for Bjerkreim, og Kjelland stasjon kommer utenfor flaskehalsen. Det betyr at det er et tak på hvor mye kapasitetsøkning vindkraften gir som tilsvarer om lag forbruket i Kjelland (80-100 MW i makslast).
- Avhengig av teknologivalg gir vindkraften et visst bidrag til å forbedre spenningene, og dermed kapasiteten inn til området (ikke vist i Figur 24). Dersom vindkraftverket bygges med fulleffekt omformer vil den kunne gi et vesentlig bidrag også når det ikke blåser, med annen type teknologi gir den bare et bidrag når det blåser.

Våre analyser av innvirkningen av vindkraft viser resultater for en forholdsvis optimal utnyttelse av vindkraften, noe som overdriver nytten av denne og gjør at avbruddskostnadene blir lavere enn det som er reelt. I beregning av forventede avbruddskostnader har vi derfor valgt å bruke middelverdien av situasjonen med og uten vindkraft for å få det vi mener er mer forventningsrett. Vi kommer tilbake til det i drøftingen av avbruddskostnader.

Ny småkraft vil i liten grad avhjelpe situasjonen

Vi har lagt inn 40 MW ny småkraftproduksjon innenfor Sør-Rogalandsnittet i nullalternativet. Vi har brukt tilsigsserier fra NVE for småkraft i området for å finne ut en forventet produksjonsprofil for småkraft. Denne viser at småkraften produserer lite når forbruket er høyt. Ny småkraftproduksjon har dermed lite å si for importbehovet inn til Sør-Rogaland.

8 Vi forventer økende avbruddskostnader over tid

Vi har beregnet forventede avbruddskostnader i nullalternativet med middelsscenarioet for forbruksutvikling og 240 MW ny produksjon innenfor Sør-Rogalandsnittet. Nåverdien av forventede avbruddskostnader som følge av enkeltfeil i 132-420 kV nettet er beregnet til 250 MNOK. Analysen viser at i overkant av 60 prosent disse avbruddskostnadene skyldes feil på 300 kV-ledningene på strekningene Fedra-Stokkeland og Tonstad-Stokkeland. I tillegg har vi beregnet avbruddskostnader for utvalgte dobbeltfeil og utfall av stasjoner, og disse utgjør 40 MNOK i nåverdi.

Utover i analyseperioden vil vi også få avbruddskostnader som følge av at vi i perioder ikke klarer å forsyne alt forbruket med intakt nett. Dette skyldes at effektbehovet overskrider N-0 grensen. Tidspunktet for når dette oppstår er veldig usikkert, men våre data tyder på at vi risikerer å komme i en slik situasjon fra midten av 2020-tallet og utover. Nåverdien på forventede avbruddskostnader som følge av utkobling av forbruk ved intakt nett er estimert til 260 MNOK, men anslaget er svært usikkert og må behandles med forsiktighet.

Det er en betydelig andel av mulige feilhendelser vi ikke har verdsatt. Dette gjelder blant annet flere samtidige feil og følgefeil. Dette betyr isolert sett at vi undervurderer avbruddskostnadene i beregningene våre. I tillegg er det betydelig usikkerhet knyttet til beregningen av avbruddskostnader. Viktige usikkerhetsdrivere er:

- Temperatur i de enkelte år
- Overføringskapasiteten i transmisjonsnettet
- Tilgang på lokal produksjon
- Forbruksutvikling og effekttopper
- Kostnadssatsene vi legger til grunn i beregningene
- Driftsituasjonen i periodene hvor importbehovet overstiger N-0 grensen

8.1 Avbruddskostnadene stiger som følge av forbruksøkningen

Forventede avbruddskostnader inkluderer både kostnadene som følge av feilhendelser i nettet og kostnaden som følge av at vi i perioder ikke kan forsyne alt forbruket ved intakt nett. Vi har beregnet forventede avbruddskostnader med utgangspunkt i middelsscenarioet for forbruksutvikling (ref. Figur 17) og 240 MW ny produksjon innenfor Sør-Rogalandsnittet (ref. 7.4).

Avbruddskostnaden som følge av feil i nettet er en funksjon av sannsynligheten for avbrudd, mengden forbruk som blir koblet ut ved feil og tiden det tar før alt forbruket er koblet inn igjen. Sannsynligheten for avbrudd avhenger både av tiden utenfor N-1 og sannsynlighet for at en feil oppstår. Økt forbruk innebærer at både sannsynligheten for avbrudd øker (tiden utenfor N-1 og N-0 øker) samtidig som konsekvensen ved avbrudd (mengden forbruk som kobles ut) blir høyere. Dette gjør at økningen i de årlige avbruddskostnadene er større enn økningen i forbruksutviklingen.

Vi forventer en relativt jevn stigning i årlige avbruddskostnader ved feil, men at avbruddskostnadene som følge av utkobling av forbruk ved intakt nett vil stige mye etter 2035. Nåverdien av forventede avbruddskostnader er estimert til 550 MNOK, hvorav 260 MNOK er knyttet til utkobling av forbruk ved intakt nett. Vi kommer nærmere tilbake til vurderingen av avbruddskostnadene for utkobling ved intakt nett i kapittel 8.2.

Metodikken og beregningen av avbruddskostnadene er nærmere beskrevet i et eget vedlegg til alternativanalysen.

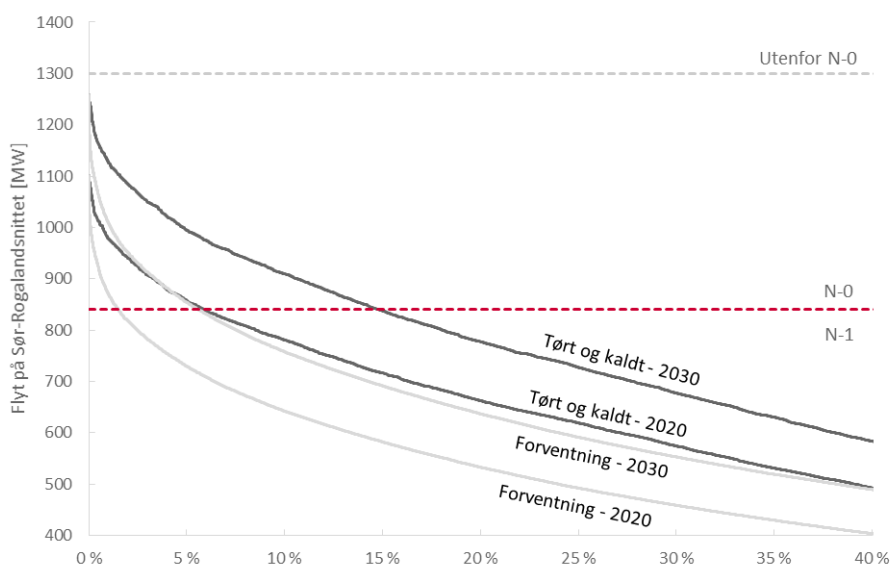
Avbruddsatsene er lave på grunn av høyt innslag av husholdninger

I Sør-Rogaland er 40 prosent av forbruket knyttet til husholdninger. Avbruddsatsene knyttet til husholdninger er vesentlig lavere enn for andre forbruksgrupper. Dette gjør at vi får relativt lave kostnader for avbrudd sammenliknet med om vi hadde lagt til grunn en forbruksmiks med større grad av industri eller handel og tjenester.

I beregningen av avbruddskostnader har vi forutsatt at forbruket som blir koblet ut er lik forbruksfordelingen for hele Sør-Rogaland. I virkeligheten vil forbruksmiksen som går ut avhenge av hvor feilen i nettet oppstår. Dersom en feil medfører at forbruk i Bærheim stasjon går ut så vil dette bety at en større grad av næringskunder mister strømmen, noe som gir betydelig høyere avbruddskostnader enn dersom et avbrudd tar ut forbruk i en stasjon som Stølaheia med stort innslag av husholdninger. Hvis vi antar at 60 prosent av forbruket som faller ut ved utfall er handel og tjenester og reduserer andelen husholdningsforbruk tilsvarende, øker avbruddskostnadene ved feil til 510 MNOK i nåverdi. Dersom vi antar at 60 prosent av forbruket som faller ut er husholdninger reduserer vi avbruddskostnadene til 170 MNOK. Forbruksfordelingen har dermed mye å si for konsekvensen av avbrudd. I teorien burde det billigste forbruket tas ut ved avbrudd. I praksis vil det være vanskelig å koble ut enkeltkunder så lenge disse ikke er av en viss størrelse, og utkoblinger vil dermed heller skje områdevis heller enn på kundebasis.

Årlige avbruddskostnader avhenger av temperatur og nedbør

Temperatur og nedbør varierer mye fra år til år, og dette har også stor betydning for de årlige avbruddskostnadene. **Feil! Fant ikke referanseilden.** viser hva som skjer med varighetskurvene dersom vi får et kaldt og tørt år i 2020 og 2030, sammenlignet med et gjennomsnittlig år. Et tørt og kaldt år vil medføre at vi vil få en vesentlig større andel av tiden utenfor N-1. Tabell 6 viser at også avbruddskostnadene ved feil øker betydelig i et kaldt og tørt år sammenlignet med et gjennomsnittlig år.



Figur 25 Flyt på Sør-Rogalandssnittet i et forventet år og et tørt og kaldt år i 2020 og 2030 (inkl. forventet ny vind- og småkraft). Kilde: Statnett

Tabell 6 Avbruddskostnader ved feil i et forventet år og et tørt og kaldt år i 2020 og 2030

MNOK 2016 kroner	2020	2030
Avbruddskostnader i et forventet år	4 MNOK	8 MNOK
Avbruddskostnader i et tørt og kaldt år	7 MNOK	17 MNOK

Vi legger til grunn at klimaet de siste ti årene er representativt for fremtiden

Det at vi vil ha ulike temperaturer og dermed ulike avbruddskostnader utover i analyseperioden er hensyntatt i de forventede avbruddskostnadene ved å legge til grunn en forventet varighetskurve for forbruk gjennom hele analyseperioden. Dette forutsetter imidlertid at klimavariasjonene i Sør-

Rogaland de siste elleve årene er representativt som fremskriving av de neste 50 årene. Mer ekstremvær i fremtiden enn det det har vært historisk vil kunne gi større forskjeller i varighetskurvene mellom de ulike årene enn det vi har observert hittil. Dette vil imidlertid slå begge veier da veldig milde og våte vintre vil gi lavere forventede årlig avbruddskostnader, mens tørre kalde vintre vil gi høyere forventede avbruddskostnader. Vi mener vi ikke har grunnlag for å korrigere for at det blir flere eller færre kalde vintre fremover enn det har vært historisk, og bruker derfor historisk gjennomsnitt for å fremskrive årlige avbruddskostnader. De gjennomsnittlige varighetskurvene er derfor ikke et godt uttrykk for hva vi kan forvente av avbruddskostnader et enkelt år, men er egnet for å vise hva vi i gjennomsnitt kan forvente over en lengre tidshorisont.

8.2 Vi skal ikke komme i en situasjon med utkobling av forbruk ved intakt nett

Energiloven definerer en nedre grense for leveringspålitelighet ved at alle som er tilknyttet nettet som et minimum skal ha strømforsyning med intakt nett. Dette betyr at vi ikke kan planlegge for utkobling av forbruk ved intakt nett. Vi beskriver dette nærmere under mål og rammer.

Tidspunktet for utkobling av forbruk kan komme tidligere enn det vi har lagt til grunn i forventning

Våre analyser indikerer at vi forventningsmessig kommer i en situasjon hvor vi ikke kan forsyne alt forbruk ved intakt nett omkring 2035. Det er betydelig usikkerhet i estimatet, hvilket særlig skyldes usikkerhet i dagens maksforbruk, fremtidig forbruksutvikling og minimumstemperaturen i de aktuelle årene. I tillegg er det en viss usikkerhet knyttet til den faktiske kapasitetsgrensen i nettet.

Nedenfor drøfter vi usikkerheten knyttet til hver av disse faktorene og hvilken betydning denne usikkerheten har for tidspunktet for utkobling av forbruk med intakt nett. Vi konkluderer med at det er betydelig risiko for at vi når N-0-grensen tidligere enn forventningsverdien tilsier. Det er tilstrekkelig at vi har undervurdert noen av input-parametere med noen prosenter, eventuelt at vi får en ekstremt kald vinter for at vi skal komme i denne situasjonen allerede mot midten av 2020-tallet. Sannsynligheten for at vi kommer i en situasjon der vi ikke lenger kan forsyne alt forbruk øker etter hvert som forbruket forventes å stige utover i analyseperioden.

Usikkerheten knyttet til dagens maksforbruk kommer av at maksforbruket som størrelse som regel ikke er observerbart. Maksforbruket i et område vil typisk inntreffe når omgivelsestemperaturen blir liggende under et gitt dimensjonerende temperaturnivå i en lengre periode. For Sør-Rogaland forventer Lyse Elnett at maksforbruket inntreffer etter en tre-døgns periode med middeltemperatur på minus 13°C eller lavere (42). I årene der vi ikke opplever omgivelsestemperaturer ned mot dette nivået er vi i stedet nødt til å estimere maksforbruket basert på temperaturkorrigering av observert maksforbruk. Dette er diskutert i detalj i vedlegget om estimering av maksforbruk. Siden denne typen kuldeperioder ikke har inntruffet på mange år, er det knyttet usikkerhet til hvor høyt forbruket kan bli dersom vi skulle oppleve en ekstrem kuldeperiode. Dersom det faktiske maksforbruket er høyere enn det vi har lagt til grunn for beregningene våre, vil vi sannsynligvis nå N-0-kapasitetsgrensen tidligere enn forventet. Dersom vi for eksempel øker estimatet vårt for dagens maksforbruk med 5 %, men ellers holder alt annet likt, får vi som resultat at vi når N-0-grensen i 2030.

Usikkerheten i den fremtidige forbruksutviklingen er knyttet til flere underliggende faktorer, som befolkningsutvikling, endringer i effektintensitet samt utbygging av alternative energibærere som fjernvarme og gass. Dette er diskutert i videre detalj i kapittel 6. Her har vi konkludert med at det på kort sikt er større sannsynlighet for at forbruksutviklingen blir lavere enn høyere enn vi har lagt til grunn i forventning. Dersom forbruksutviklingen likevel skulle vise seg å bli høyere enn forventningsscenariet vårt, vil vi nå N-0-grensen tidligere enn tidspunktet vi har oppgitt som forventning. Dersom forbruksøkningen for eksempel skulle vise seg å bli like høy som i høyscenariet vårt (se Figur 17), får vi som resultat at vi når N-0-grensen helt mot slutten av 2020-tallet.

Det er også betydelig usikkerhet knyttet til hvor kaldt det kan bli i hvert enkelt år i analyseperioden. For å beregne tidspunktet når vi forventer å nå N-0-grensen har vi definert en dimensjonerende driftsituasjon, gitt ved et netto forbruksnivå i området, som vi har skalert til de ulike nivåene i forbruksutviklingen for å undersøke når vi ikke lenger kan forsyne alt forbruket. I disse beregningene har vi tatt utgangspunkt i en driftsituasjon tilsvarende den mest ekstreme flytsituasjonen med intakt

nett som vi har registrert i elleveårsperioden som utgjør det historiske datagrunnlaget for analysene våre¹⁹. Dette representerer ikke den mest ekstreme driftsituasjonen vi kan forestille oss, men snarere en situasjon med flyt opp mot den faktiske maksflyten som samtidig ikke er mer ekstrem enn at vi må forvente at den vil inntreffe med noen års mellomrom. En detaljert beskrivelse av metoden samt begrunnelse for valget av metode er gitt i vedlegget om estimering av maksforbruket i området.

Det er imidlertid ikke vanskelig å se for seg at det kan inntreffe enda mer ekstreme driftsituasjoner i de kommende årene enn det vi har lagt til grunn i beregningene. Lyse Elnett legger for eksempel til grunn en situasjon med tre-døgns middeltemperatur på -13°C for beregning av temperaturkorrigert maksforbruk i området. Disse beregningene gir et maksforbruk i området for 2016 på 1390 MW, som ligger omtrent 40 MW høyere enn det vi har benyttet i beregningene våre. Dersom vi tar utgangspunkt i Lyse Elnetts estimat for maksforbruket og videre legger til grunn kun ca. 300 MW produksjon, som regnes som sikker lokal vinterproduksjon, får vi som resultat at vi når N-0-grensen rundt 2025.

Det er også knyttet en viss usikkerhet til hva den eksakte kapasitetsgrensen i nettet vil være i virkeligheten. Transmisjonsnettet inn til Sør-Rogaland har aldri blitt presset opp mot denne grensen tidligere. Derfor har vi ikke noen erfaringsdata som beskriver nettet i denne driftsituasjonen. Vi bruker modeller til å analysere kapasitetsgrensen og antar at den faktiske kapasiteten ligger innenfor et spenn på +/- 50 MW av den simulerte grensen. Dersom vi setter kapasitetsgrensen 50 MW lavere enn vi har gjort i forventningsscenariet, får vi som resultat at vi når N-0-grensen på starten av 2030-tallet.

Kostnaden for utkobling av forbruk ved intakt nett gir et bilde på samfunnets betalingsvilje for å unngå en slik situasjon

I beregningene av kostnadene ved utkobling av forbruk med intakt nett har vi antatt rullerende utkobling av forbruk, slik at ingen sluttbrukere ligger utkoblet i mer enn fire timer av gangen. Vi har beregnet kostnaden for dette til 260 MNOK i nåverdi i forventning.

Et alternativ til utkobling av forbruk ved importbehov over N-0 grensen er å forsøke å drifte nettet i to radialer fra henholdsvis Tonstad og Fedå. Grunnet impedansforhold i nettet vil ikke flyten fordele seg likt mellom de to 300 kV-ledningene. Analysene våre viser at fordelingen ofte blir 65% og 35%, der mest vil gå på ledningen Tonstad-Stokkeland. Ved å drifte nettet i to radialer kan det være mulig å øke overføringskapasiteten inn til området noe fordi man kan få en bedre balanse mellom radialene.

Drift av nettet i to radialer vil imidlertid gi en drastisk reduksjon i leveringspåliteligheten fordi langt flere feil vil lede til avbrudd. I tillegg vil alle avbrudd vedvare til feilen er rettet fordi det ikke lenger er mulig å koble forbi feilen. Størrelsen på avbruddet vil variere avhengig av hvor langt ute på radialen feilen inntreffer, men i verste fall vil omtrent halvparten av alt forbruket i regionen kobles ut.

Det er grunn til å tro at det vil oppstå tilpasninger slik at vi ikke havner i en situasjon med omfattende utkoblinger ved intakt nett. Eksempler på dette kan være større grad av laststyring og effekttariffering for å bidra til at forbruket reduseres i anstrengte situasjoner. Forventning om usikker strømforsyning kan også medføre at nytt forbruk ikke blir etablert og at fremtidig forbruksutvikling dermed blir lavere enn den vi har lagt til grunn i beregningene.

På bakgrunn at dette er det stor usikkerhet knyttet til den samfunnsøkonomiske kostnaden av å havne utenfor N-0. Vi bruker forventede avbruddskostnader for utkobling av forbruk ved intakt nett som et bilde på samfunnets betalingsvilje for å unngå en slik situasjon. Den faktiske kostnaden for samfunnet vil avhenge av hvilke tiltak samfunnet velger for å løse problemet.

8.3 Uten ny vindkraftproduksjon blir avbruddskostnadene høyere

I kapittel 7.6 viste vi at mer vindkraftproduksjon i området vil redusere forventet tid utenfor N-1. Dette reflekteres også i avbruddskostnadene. Hvis vi klarer å hente ut hele gevinsten av mer vindkraft på

¹⁹ Denne situasjonen inntraff en morgentime i januar 2010 ved en omgivelsestemperatur på -13°C, etter en lengre kuldeperiode.

avbruddskostnadene, vil avbruddskostnadene ved feil bli redusert med om lag 60 MNOK i nåverdi. Avbruddskostnader som følge av utkobling ved intakt nett kan reduseres med 60 MNOK i nåverdi.

Samvariasjonen mellom temperatur og vindkraftproduksjon er forenklet i vår beregning

I kapittel 7.5 viste vi at vinden har en tendens til å være lav i de aller kaldeste periodene når forbruket er høyest. Metoden vi har benyttet for å beregne avbruddskostnader skal i utgangspunktet fange opp samvariasjonen mellom vindkraftproduksjon og forbruk gjennom bruk av historiske produksjons- og forbruksverdier som grunnlag for beregningene. Siden historikken for vindkraftproduksjonen i området er såpass kort har vi imidlertid vært nødt til å bruke samlede verdier for en stor del av perioden. For denne delperioden kan vi kun forvente å fange opp samvariasjonen på sesongnivå (som var indikert i Figur 22) og ikke tilsvarende samvariasjon innenfor kortere tidsintervaller.

På grunn av dette kan vi ha lagt til grunn for stort bidrag fra vindkraften i enkelte av de kaldeste timene i analyseperioden, og vi kan derfor ha undervurdert avbruddskostnadene noe. Så lenge vindkraftproduksjonen er riktig på sesongnivå og så lenge den utgjør en relativt liten del av kraftforsyningen til området har vi imidlertid grunn til å tro at denne feilen er begrenset.

Utfordringer i driften gjør at vi ikke klarer å hente ut hele gevinsten av vindkraften

Størrelsen på avbruddskostnadene umiddelbart etter feil er i stor grad styrt av hvor stor del av tiden systemvernet/gaffelkoblingen er aktivert. Med dagens teknologi kan det være vanskelig å skru av og på dette systemvernet i takt med vindkraften, slik at det i praksis vil forbli på over lenger tid av gangen. Dermed mister man noe av den gunstige effekten vindkraft har på forsyningssikkerheten.

På samme måte vil det også være vanskeligere å utnytte variabel vindkraft fullt ut ved gjenoppretting etter en feil. Etter feil er vi avhengig av å balansere på kapasitetsmarginen, som i realiteten vil svinge i takt med vindkraftproduksjonen. Siden det ikke er mulig å koble inn og ut forbrukere i takt med hurtige variasjoner i kapasiteten, vil man ikke nødvendigvis klare å utnytte den ekstra kapasiteten som vindkraften gir. Det kan være lettere i perioder med stabilt mye vind, og vanskeligere i perioder der vindvarselet er usikkert og variasjonen større.

I forventede avbruddskostnader i nullalternativet har vi derfor valgt å legge til grunn gjennomsnittet av avbruddskostnadene med og uten vindkraft.

Hvis det kommer mer produksjon enn det vi har forutsatt vil det redusere avbruddskostnadene litt. Bidraget er ikke så stort sammenliknet med de første 200 MW med ny produksjon og reflekterer at det er en øvre grense for hvor mye ny produksjon kan løfte overføringskapasiteten, slik vi viste i kapittel 7.6.

8.4 Unntatt fra innsyn etter offentleglova § 13

Underlagt taushetsplikt etter energiloven §9-3 jf bfe § 6-2.

Vi forventer økende avbruddskostnader **over tid**
2016

8.5 Ikke verdsatte avbrudd

De verdsatte avbruddskostnadene dekker først og fremst konsekvensen av enkeltfeil. Vi har også verdsatt feil på dobbeltkursen og utfall av Stokkeland, Bærheim og Stølaheia stasjon. Det kan selvsagt oppstå mer alvorlige feil i området dersom flere komponenter feiler samtidig, noe som ikke er uvanlig.

Generelt sett er sannsynligheten for flere samtidige feil høyere enn det som fremkommer om en betrakter feil som uavhengig hendelser. Dette skyldes at:

1. En stor del av feilene skyldes uvær. Det gjør at feilene konsentreres til perioder med dårlig vær, og da blir også sannsynligheten for at flere feil inntreffer samtidig større.
2. Det er avhengigheter mellom feil, f.eks. at det er latente feil i vernsystemet eller at kraftverk ikke klarer å opprettholde produksjonen gjennom et feilforløp.

Dette gjør at vi undervurderer avbruddskostnadene en del, og dette er et område Statnett arbeider aktivt med for å forbedre i våre analyser. En gjennomgang av de registrerte feilene som har vært i området viser også at det er i normalsituasjonen at primærfeilen fører til ytterligere feil. Dette kan være vern som kobler ut uønsket, vern som ikke kobler inn igjen slik som planlagt, komponenter som havarerer eller lokal produksjon som faller ut som følge av feilforløpet.

I mange tilfeller fører ikke slike betingede feil til at konsekvensen av primærfeilen forverres. Andre ganger fører det til forlenget utetid – og i slike tilfeller blir det tatt hensyn til i våre analyser. Men det er også tilfeller der betingede feil ville ha ført til at et større område mistet strømmen, og disse hendelsene faller utenfor det vi i dag klarer å verdsette.

9 Interessentene i området har ulike behov

Det har vært mye dialog med ulike interessenter i forbindelse med konsesjonsprosessen for Lyse-Stølaheia. Arbeidet med rapporten "Kraftsystemet i Sør-Rogaland" bygger videre på de innspillene som har kommet i forbindelse med prosjektet Lyse-Stølaheia.

I utarbeidelsen av rapporten "Kraftsystemet i Sør-Rogaland" har vi jobbet sammen med Lyse Elnett, siden samordning mellom transmisjonsnett og regionalnett er viktig i dette området. I tillegg har vi hatt egne møter og samtaler med enkeltaktører for å avdekke deres behov.

Tabellen under oppsummerer de ulike gruppene av interessenter og deres behov. Overordnet er interessentene opptatt av sikker strømforsyning, men at hensynet til miljø blir ivaretatt i utviklingen av kraftnettet i regionen.

Oppsummering av interessentgrupper	Beskrivelse av behov
Normative behov	
Sentrale og lokale myndigheter, inklusive Rogaland Fylkeskommune, Fylkesmannen i Rogaland, kommunene i Sør-Rogaland	Pålitelig energiforsyning. Samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet. Verdiskaping fra fornybar kraftproduksjon og øvrig næringsutvikling. Ivareta miljø og mangfold, herunder kulturminner. Arealbruk for kraftoverføring og muligheter for alternativ bruk av arealene, slik som bustadutvikling eller friluftsbuk.
Etterspørselsbaserte behov	
Eksisterende og fremtidige industrikunder i Sør-Rogaland og deres organisasjoner; NHO, næringsforeninger	Sikker tilgang på strøm. Konkurransedyktige vilkår mht energikostnader. Mulighet for forbruksvekst.
Kraftprodusenter, interesseorganisasjoner for energiselskaper; Energi Norge, Defo, Småkraftforeningen, Norwea	Mulighet for å knytte ny kraftproduksjon til nettet. Delta i kraftmarkedet på like vilkår. God overkapasitet på nettet til lavest mulig kostnad (tariff)
Øvrige kraftkunder	God leveringspålitelighet. Begrense kostnader for nettleie.
Lyse Elnett	Rasjonell utvikling av regionalnettet og tilstrekkelig effekt i transmisjonsnettet til sine kunder.
Øvrige behov	
Naturvernorganisasjoner og friluftsliv	Begrense og samle naturinngrep. Unngå nye traseer turområder.
Miljøorganisasjoner	Redusere CO2-utslipp, herunder legge til rette for (ny) fornybar kraftproduksjon og bruk av el til erstatning for fossilt brensel
Grunneiere, naboer, lokalbefolkning	Unngå nærføring av kraftledninger til boliger. Begrense forringelse av attraktive friluftsområder. Begrense inngrep som kan komme i konflikt med annen arealbruk. Erstatning for negative økonomiske konsekvenser av kraftledning.
Statens vegvesen og IVAR IKS	Areal til gjennomføring av sine planer i regionen.

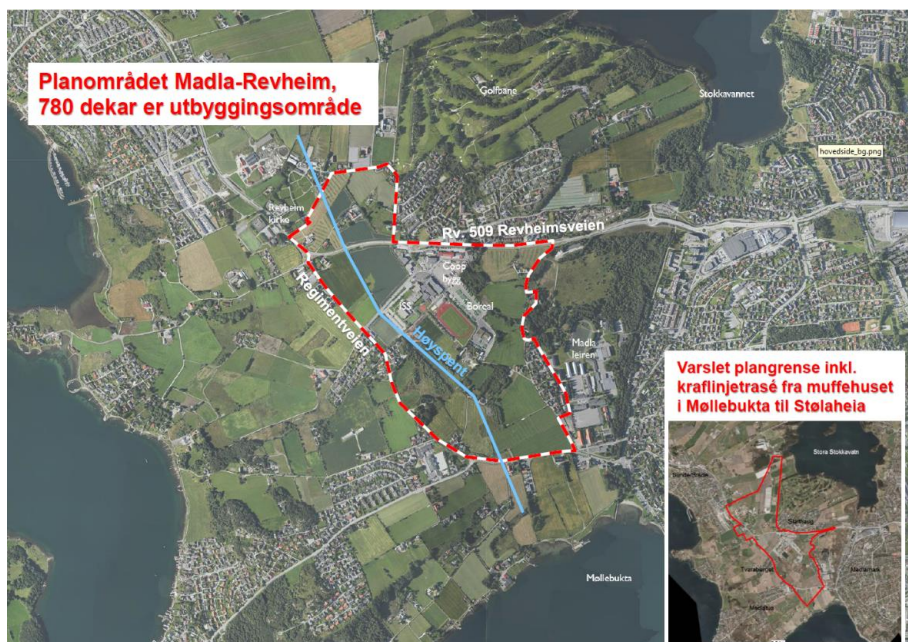
9.1 Stavanger kommune ønsker arealfrigjøring

Dobbeltkursen mellom Stokkeland og Stølaheia strekker seg over 20 km, og går delvis gjennom eller nært allerede tettbebygde strøk. Stavanger kommune har i sin kommuneplan avsatt et område på 780 dekar mellom Madla og Revheim som et utbyggingsområde for nye boliger. Dagens dobbelt-

kursledning går gjennom dette området. Stavanger kommune ønsker å få klarhet i planen for dobbeltkursen i fremtiden før de vedtar reguleringsplan for området. Dette vil ha betydning både for hvor stort areal som kan frigjøres, og hvordan arealet kan disponeres.

Fjerning av dobbeltkursen har en samfunnsøkonomisk verdi ved at det gir muligheten til å frigjøre areal for nye boliger, i tillegg til at det kan øke verdien av eksisterende bebyggelse. Vista analyse har vurdert av verdien av frigjort areal dersom dobbeltkursen fjernes (43). Størrelsen på området som kan bli frigjort er viktig for å fastsette verdien. En streng tilnærming vil være å ta utgangspunkt i at bare arealet som ligger innenfor dagens byggeforbudssone (20 meter på hver side av ledningen) blir frigjort til tomteareal. For Madla-Revheim vil dette tilsvare et areal på ca 80 dekar (ca 2000 meter*20 meter*2). Alternativt kan vi også legge til grunn at hele planområdet på 780 dekar frigjøres til boligbygging som en direkte konsekvens av at ledningen fjernes.

Basert på innspill fra Stavanger kommune tror vi at fjerning av dobbeltkursen kan gjøre et større område enn den båndlagte traseen aktuell for boligbygging. Det er usikkert hvorvidt området vil bli omregulert til boligformål dersom dobbeltkursen består. Ifølge Vista er det noe utbygging i området allerede, noe som gjør det rimelig å forvente at frigjort areal blir lavere enn 780 dekar. Vista har i sin analyse lagt til grunn 500 dekar som et grovt anslag. Med basis i innhentede tomtepriser har Vista funnet en verdi av dette frigjorte arealet som ligger i størrelsesorden 750-1500 MNOK.



Figur 26 Planområde Madla-Revheim (44)

10 Økt effektforbruk er prosjektutløsende

Vi har identifisert økt effektbehov som følge av forbruksvekst i alminnelig forsyning som prosjektutløsende behov. Det har historisk vært en høy forbruksvekst som har gjort at vi i dag får perioder hvor importbehovet inn til området er større enn N-1 kapasiteten. Videre forbruksvekst vil bidra til vi i fremtiden kan få flere og lengre slike perioder og etter hvert også komme i en situasjon der vi ikke klarer å forsyne alt forbruk ved intakt nett. Sistnevnte innebærer at vi er i brudd med Energi-loven, noe vi kommer nærmere tilbake til i neste del om Mål og rammer.

Forbruksvekst i kombinasjon med betydelig reinvesteringsbehov i både transmisjons- og regionalnettet, er ventet å skape utfordringer i driften av kraftsystemet de kommende årene. I tillegg vil nettutviklingen i Sør-Rogaland ha betydning for handelskapasiteten på mellomlandsforbindelsene og eventuelle behov for ytterligere netttiltak i Vestre korridor utover det som allerede er konsesjonssøkt. Dette er ikke prosjektutløsende, men en mulig tilleggsgevinst ved tiltak i Sør-Rogaland.

10.1 Store mengder forbruk blir koblet ut ved feil som medfører avbrudd

Det er i dag perioder hvor importbehovet er høyere enn N-1 kapasiteten, og hvor en feil i transmisjonsnettet vil medføre utkobling av forbruk. Etter hvert som forbruket øker vil disse periodene komme oftere og vare lengre, og forbruket som må kobles ut ved feil vil øke. Forventede avbruddskostnader er relativt lave frem til midten av 2030-tallet på grunn av lav feilsannsynlighet. Konsekvensene av enkelthendelser kan imidlertid bli potensielt svært store dersom de inntreffer på et tidspunkt når forbruket er høyt. De feilene som medfører størst konsekvenser er utfall av transmisjonsnettledningene i Sør-Rogaland, og feil i Stokkeland stasjon. Det er etablert en kobling i nettet som fungerer som systemvern. Det innebærer at dersom vi får en feil i transmisjonsnettet i perioder hvor flyten overstiger N-1 grensen, vil forbruk tilknyttet distribusjonsnettet kobles ut. I henhold til forskrift om systemansvar har Statnett ikke lov å bruke systemvern på forbruk tilknyttet distribusjonsnettet som et permanent tiltak.

10.2 Det er risiko for at vi ikke kan forsyne alt forbruk ved intakt nett fra midten av 2020-tallet og utover

Det er vanskelig å si med sikkerhet når vi vil komme i en situasjon hvor vi ikke klarer å forsyne alt forbruk ved intakt nett. Når vi ligger tett opp imot kapasitetsgrensen, kan selv små endringer i forbruk og produksjon ha stor betydning for tidspunktet. Prognosene våre for fremtidig lastflytkurver indikerer at vi omkring 2035 kan havne i en situasjon hvor vi ikke kan forsyne alt forbruk ved intakt nett. Usikkerhet i en del forutsetninger innebærer imidlertid at vi allerede på midten av 2020-tallet risikerer å havne i en slik situasjon dersom vi får en kald vinter.

10.3 Reinvesteringer vil bli mer krevende å gjennomføre etter hvert som forbruket øker

Det er et betydelig reinvesteringsbehov i transmisjonsnettstasjonene i Sør-Rogaland. De levetidsforlengende reinvesteringene som er planlagt på 2020-tallet er kostbare og etter hvert som forbruket øker vil det bli mer krevende å få utkobling for å gjennomføre det planlagte reinvesteringsarbeidet. Selv om de levetidsforlengende tiltakene gjennomføres, vil det være behov for en totalombygging av stasjonene fra midten av 2030-tallet. I tillegg er det et stort reinvestering- og oppgraderingsbehov i regionalnettet. Deler av regionen er tettbygd og vanskelig å komme frem med nye luftledninger. Regionalnettet er høyt utnyttet. Med dagens nettstruktur er det selv sommerstid vanskelig å koble ut eksisterende regionalnettsledninger for å rive og bygge nytt i samme trasé. Det omfattende reinvesteringsbehovet i både regional- og transmisjonsnettet krever god planlegging og koordinering for å finne de mest rasjonelle løsningene når det gjelder alternativer og gjennomføringstidspunkt.

10.4 Økt handelskapasitet på mellomlandsforbindelsene kan utgjøre en tilleggsgevinst

Dersom det ikke blir bygget en ny ledning fra Lyse og inn til Sør-Rogaland vil det være nødvendig med flere nettiltak i Vestre korridor enn det som er konsesjonssøkt for å få full handelskapasitet på mellomlandsforbindelsene når ledninger på Sørlandet er utkoblet for vedlikehold. Dette er ikke et prosjektutløsende behov for tiltak i Sør-Rogaland, men er en potensiell ekstragevinst ved noen av konseptene som vi vurderer i mulighetsstudien og alternativanalysen.

10.5 Tiltakene vi velger å gjøre nå må passe inn i det langsiktig nettbildet

I mulighetsstudien og alternativstudien vil vi vurdere tiltak for å løse det prosjektutløsende behovet. Her vil vi vurdere både tiltak i nettet, men også tiltak på markeds-, produksjons- og forbrukssiden. Uavhengig av om tiltaket løser det prosjektutløsende behovet så vil det på sikt være nødvendig å ta stilling til hvordan nettet i Sør-Rogaland skal se ut. For tiltakene vi tar videre til alternativanalysen vil vi derfor også vurdere hvordan disse passer inn i en langsiktig nettutvikling der nettet i Sør-Rogaland er spenningsoppgradert.

Kilder

1. **Lyse Elnett.** Forbruksfordeling (underlag fra Lyse).
2. **Ericsson, Bente Halvorsen og Torgeir.** *Kortsiktige svingninger i strømforbruket i alminnelig forsyning.* s.l. : SSB, 2008.
3. **Elnett, Lyse.** *Vedlegg 20 til Kraftsystemutredning for Sør-Rogaland 2014.* 2015.
4. **Lyse Elnett.** *Vedlegg 17 til Kraftsystemutredning for Sør-Rogaland 2014.* 2015.
5. **NVE.** *Kostnader i energisektoren - Kraft, varme og effektivisering.* s.l. : NVE, 2015.
6. **Avisen Agder.** Usikkert på Titania. [Internett] 17 Februar 2016. http://avisenagder.no/index.php?page=vis_nyhet&NyhetID=36371.
7. **Olje- og energidepartementet.** Meld. St. 28 (2010-2011). *En næring for framtida - om petroleumsvirksomheten.* [Internett] 2011. <https://www.regjeringen.no/contentassets/19da7cee551741b28edae71cc9aae287/pdfs/stm201020110028000dddpdfs.pdf>.
8. **Miljøverndepartementet.** Norsk klimapolitikk. [Internett] 2012. <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld-st-21-2011-2012/id679374/>.
9. **Ukeblad, Teknisk.** Bekreftet: Nå er det slutt for Yme. [Internett] 3 Juli 2015. <http://www.tu.no/petroleum/2015/07/03/bekreftet-na-er-det-slutt-for-yme>.
10. **Offshore.no.** Okea kjøper Yme og vil bygge ut feltet på ny. [Internett] 4. januar 2016. http://offshore.no/sak/253989_okea-kjoper-y-me-og-vil-bygge-ut-feltet-pa-ny.
11. **SSB.** *Folkemengde og befolkningsendringar, 3. kvartal 2015.* [Internett] 2015. <https://www.ssb.no/folkendrkv>.
12. **Statistisk sentralbyrå.** Dette er Norge i 2015 Hva tallene forteller. [Internett] 2015. https://www.ssb.no/befolkning/artikler-og-publikasjoner/_attachment/234757?_ts=1516c743d80.
13. **SSB.** *Befolkningsframskrivinger, 2014-2100.* [Internett] 2014. <https://www.ssb.no/folkfram>.
14. **Jernbaneverket.** Klart for planlegging på Jæren. [Internett] <http://www.jernbaneverket.no/Nyheter/Nyhetsarkiv/2014/Klart-for-planlegging-pa-Jaren/>.
15. **Stortinget.** Skriftlig spørsmål fra Geir Pollestad (Sp) til samferdselsministeren. *Dokument nr. 15:274 (2013-2014).* [Internett] 23 Januar 2014. [http://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/id/127655/Sp%C3%B8rsm%C3%A5l%2015:274\(2013-2014\)](http://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/id/127655/Sp%C3%B8rsm%C3%A5l%2015:274(2013-2014)).
16. **Kommunal- og moderniseringsdepartementet.** Nye energikrav i nye bygg: - skjerpede krav, enklere regler (Pressemelding). [Internett] <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/nye-energikrav-i-nye-bygg---skjerpede-krav-enklere-regler/id2461598/>.
17. **Larsen, Bente Halvorsen og Bodil M.** Hvem eier varmepumpe og har gjør de med strømforbruket. *Økonomiske analyser 2013/2,*. Statistisk sentralbyrå, 2013.
18. **SSB.** Tabell 06266: Boliger, etter bygningstype og byggeår (K). [Internett] <https://www.ssb.no/statistikkbanken/selectvarval/Define.asp?subjectcode=&ProductId=&MainTable=BoligerB&nvl=&PLanguage=0&nyTmpVar=true&CMSSubjectArea=bygg-bolig-og-eiendom&KortNavnWeb=boligstat&StatVariant=&checked=true>.
19. **Opplysningsrådet for Veitrafikken AS.** Bilsalget i 2015. [Internett] <http://www.ofvas.no/bilsalget-i-2015/category679.html>.
20. **SSB.** Tabell: 07849: Registrerte kjøretøy, etter kjøringens art og drivstofftype (K). [Internett] <https://www.ssb.no/statistikkbanken/selectvarval/Define.asp?subjectcode=&ProductId=&MainTable=RegKjoretoy2&nvl=&PLanguage=0&nyTmpVar=true&CMSSubjectArea=transport-og-reiseliv&KortNavnWeb=bilreg&StatVariant=&checked=true>.
21. **ssb.** Kjørelengder, 2014. [Internett] 30 april 2015. <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/statistikker/klreg>.

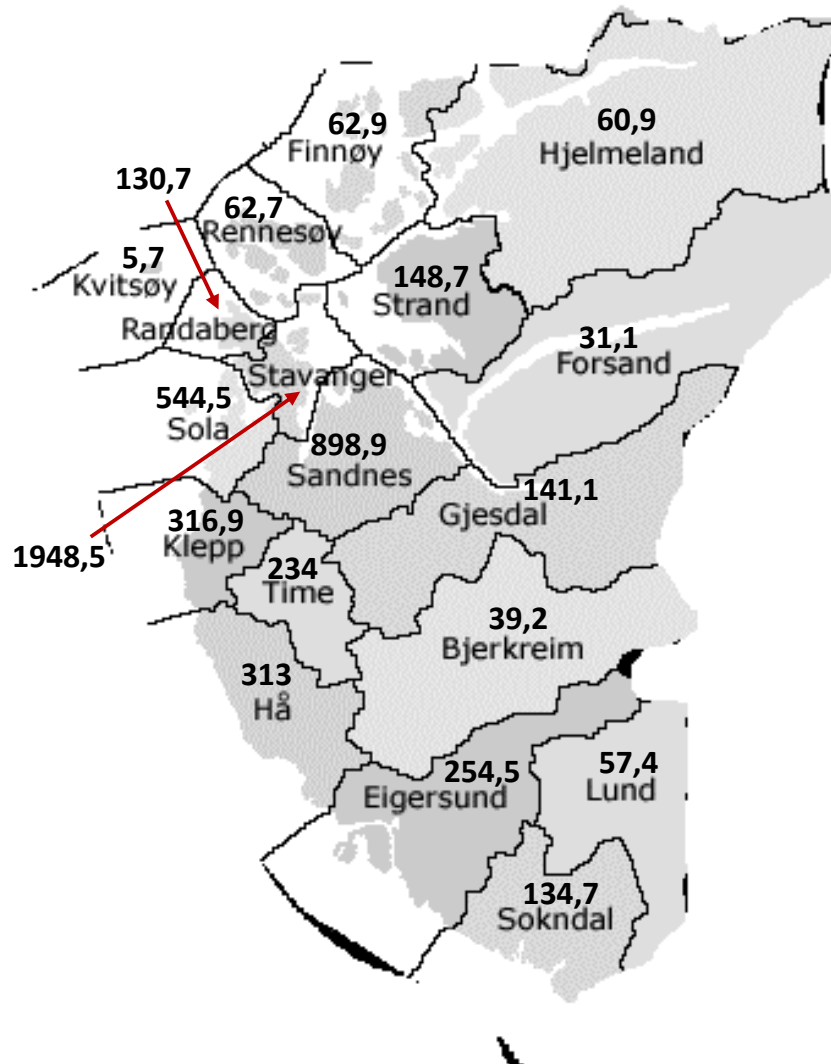
22. NVE. Høring om tariffer for uttak i distribusjonsnett. [Internett] 2015. <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/nettjenester/nyheter-og-hoeringer-om-nettjenester/horing-om-tariffer-for-uttak-i-distribusjonsnett-avsluttet/>.
23. Smartly. [Internett] <https://www.smartly.no/>.
24. Europower. *Tester smartgrid i stor skala.* [Internett] Sept. 2015. <http://www.europower.com/no/article259478.ece>.
25. Pettersen, Magne Holstad og Finn Erik L. Hvordan reagerer strømforbruket i alminnelig forsyning på endringer i spotpris? *Økonomiske analyser 2/2011.* 2011.
26. Ekstrøm, Mathias. Hva driver forbrukerne. *Presentasjon på NVEs energidager.* [Internett] 15 oktober 2015. http://www.nve.no/Global/Seminar%20og%20foredrag/energidagene2015/energibruk/4%20Ekstr%c3%b6m_Energibruk_Energidagene2015.pdf.
27. NVE. Smarte målere (AMS) og feedback. *Vil informasjon og tilbakemelding om faktisk strømforbruk stimulere til energieffektivisering blant.* [Internett] Rapportnummer 72 2014, 2014. <http://www.vaasaett.com/wp-content/uploads/2015/03/NVE-Assessing-potential-of-Feedback-in-Norway-2.pdf>.
28. Enova. Støtter grønn energi i Sandnes. [Internett] 2 Mars 2016. http://m.enova.no/?path=presse/pressesenter/presserom/presserom&menu=885&id=1904#/news/stoetter-groenn-energi-i-sandnes-146254?utm_campaign=mm_email_notification.
29. varmeforening, Norsk. Om energikildene til fjernvarme. [Internett] <http://www.fjernkontrollen.no/content/?id=1#cat6>.
30. Lyse AS. Tariffer for uttak i distribusjonsnett - Høringsuttalelse fra Lyse AS. [Internett] 14 August 2015. <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201502667/1518994>.
31. IVAR. Biogass. [Internett] 2015. <http://www.ivar.no/biogass/category701.html>.
32. NVE. Konesjonssaker. *Saker knyttet til energiutbygging, samt tiltak i vann og vassdrag.* [Internett] <https://www.nve.no/konesjonssaker/>.
33. Dalane Tidende. Bekreftar at Bjerkreim vindpark skal byggjast. [Internett] 9 November 2016. <http://dalane-tidende.no/nyheter/bekreftar-at-bjerkreim-vindpark-skal-byggjast/19.20451>.
34. Lyse Elnett. Brev til OED: Nettsituasjonen i Sandnes Øst og Ryfylke og mulighetene for tilknytning av ny fornybar situasjon . 2016.
35. NVE. *Fylker 2015.* 2015.
36. —. *Vindkraftpotensialet i Norge.* 2005.
37. —. *Kontrollstasjonsrapport: NVEs gjennomgang av elsertifikatorordningen.* 2014. ISBN: 978-82-410-0952-5.
38. Europower. Stiller 160 GWh-prosjekt i bero. [Internett] 19 Januar 2016. <http://www.europower.com/no/article263488.ece>.
39. Svensk Vindenergi. Vindkraftstatistikk og Prognos Kvartal 2. <http://www.vindkraftsbranschen.se/wp-content/uploads/2014/07/Statistik-vindkraft-kvartal-2-2014.pdf>. [Internett] 2014.
40. NVE. *Elsertifikater: Kvartalsrapport nr. 2 2016.* s.l. : NVE og Energimyndigheten, 2016.
41. Norwea. Pressemelding: Bygger Egersund Vindpark! [Internett] 8 Juni 2016. <http://www.norwea.no/nyhetsarkiv/visning-nyheter/pressemelding-bygger-egersund-vindpark-.aspx?Action=1&M=NewsV2&PID=1145>.
42. Lyse Elnett. *Kraftsystemutredning for Sør-Rogaland 2011-2030 Hovedrapport.* Stavanger : Lyse Elnett, 2011.
43. Vista Analyse. *Prissetting av lokale miljøvirkninger av nettiltak i samfunnsøkonomiske analyser.* 2016.
44. Stavanger kommune. Plan 2424 Madla-Revheim. *Presentasjon for Kommunalstyret for byutvikling 12.02.2015.* [Internett] 2015. http://stavanger.kommune.no/Documents/KBU%20-%20Kultur%20og%20byutvikling/PLANSAKER/Under%20utarbeiding/2424%20Madla-Revheim/Madla-Revheim_KBU12022015.pdf.
45. SSB. Elektrisitet, årstal, 2013. [Internett] MAr 2015. <http://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitetaar/aar/2015-03-25?fane=om#content>.

46. Lyse Elnett. *Kraftsystemutredning for Sør-Rogaland 2011-2030 Hovedrapport*. Stavanger : Lyse Elnett, 2011.
47. Lyse Elnett AS. *Kraftsystemutredning for Sør-Rogaland Grunnlagsrapport (unntatt offentlighet)*. 2014.
48. Statnett. Samfunnsøkonomisk analyse av Lyse-Stølaheia og alternative konsepter for å bedre strømforsyningen til Sør-. *Tilleggssøknad Lyse-Stølaheia*. [Internett] oktober 2014. <http://www.statnett.no/PageFiles/8204/Dokumenter/Dokumenter/Tilleggssøknad%202014%20med%20vedlegg/Vedlegg%202%20-%20Samfunnsøkonomisk%20analyse%20av%20Lyse-%20Stølaheia.pdf>.
49. AS, Optimeering. *Forbruksfremskrivning Norge og Sverige 2035 - Slutttrapport*. 2015.
50. SSB. Befolkning og areal i tettsteder, 1. januar 2015. [Internett] 2015. <http://www.ssb.no/befolkning/statistikker/befsett/aar/2015-12-11>.
51. Samferdselsdepartementet. Meld.St. 26 (2023-2013) Nasjonal transportplan 2014-2023. [Internett] http://www.ntp.dep.no/Forside/_attachment/502793/binary/813774?_ts=1400c273da8.
52. Statnett. *Konseptvalgutredning for ny sentralnettsløsning i Oslo og Akershus*. 2013.
53. Abrahamsen, Odd Henning. 2016.
54. SSB. Boliger 1. januar 2014. [Internett] <https://www.ssb.no/bygg-bolig-og-eiendom/statistikker/boligstat>.
55. THEMA Consulting Group. *KILE for husholdninger*. 2015. 978-82-93150-82-4.
56. Statnett. *Søknad om konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Tyskland og Storbritannia*. s.l. : Statnett, 2013.
57. —. *Kabler til Tyskland og Storbritannia – analyse av samf.øk. nytte ved spothandel*. 2013.

Vedlegg

Vedlegg 1 Forbruk per kommune 2013

Forbruk per kommune, 2013.



Figur 27 Årlig forbruk(2013) i GWh på kommunenivå, Sør-Rogaland (46)

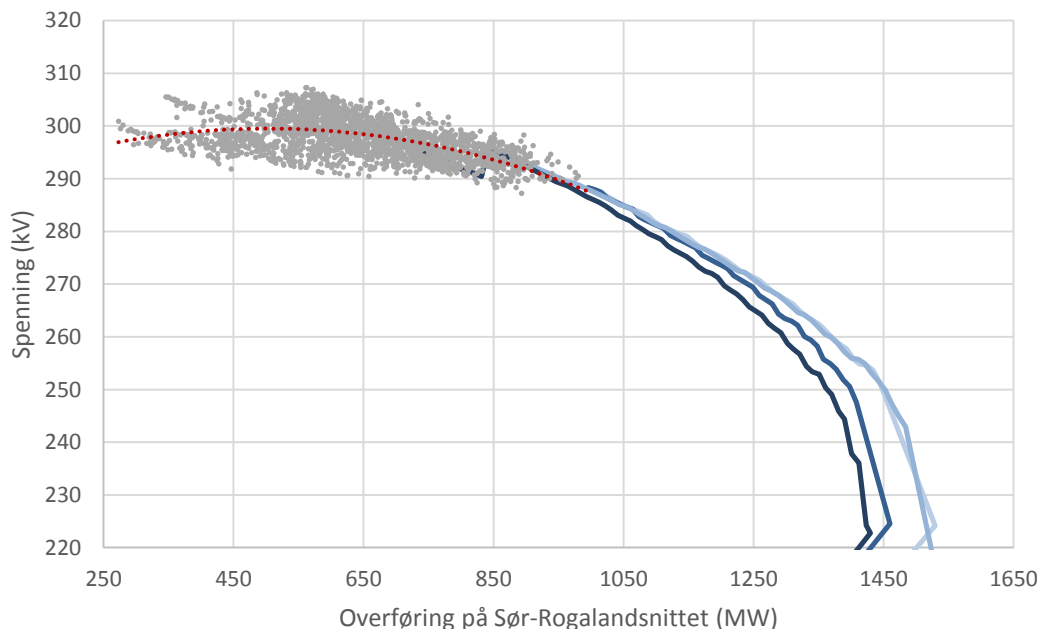
Vedlegg 2 Metode for å beregne kapasitetsgrenser

Kapasitetsgrensene er beregnet i kraftsystemanalyseprogrammet PSS/E. Vi har tatt utgangspunkt i en nettmodell av dagens nett og kalibrert denne mot observasjoner av spenningen i området for å få så presise resultater som mulig. Det er likevel en betydelig usikkerhet i hva de faktiske kapasitetsgrensene er da området aldri har blitt presset til noe i nærheten av spenningskollaps. Vi anslår derfor at det er +/- 50 MW usikkerhet i kapasitetsgrensene.

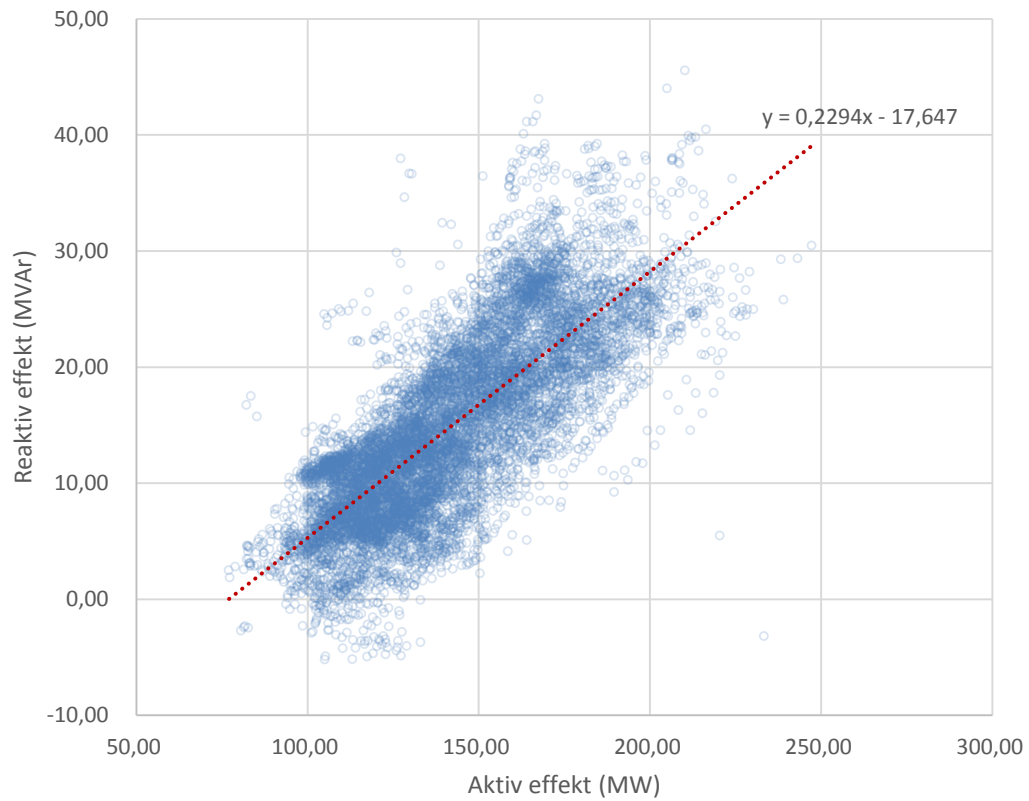
I hovedtrekk har vi gjort følgende tilpasning av nettmodellen:

- Modellen er oppdatert med relevante nettforsterkninger i tråd med det gjeldende nettalternativet. F.eks. har vi i nullalternativet lagt inn kondensatorbatterier i Bærheim i tillegg til alle planer fra Statnetts prosjektportefølje som vi forventer å ha gjennomført til tidlig på 2020-tallet. Planer langt utenfor analyseområdet har liten betydning. Det som har mest å si er oppgraderingen av transmisjonsnettet mellom Kristiansand og Sauda (Vestre korridor).
- Vi har tilpasset modelleringen av lasten i Bærheim, Stølaheia og Stokkeland for å få en bedre representasjon av reaktivt forbruk i disse punktene. Dette er gjengitt for Bærheim i figur 29.
- Vi har justert spenninger i Tonstad og Fedra for å være mer i tråd med observasjoner.
- Vi har justert settpunktet på kraftverk i analyseområdet for å få lavere spenninger i tråd med det som er observert

Med denne modellen har vi sammenlignet simulerte PV-kurver (effektflyt mot spenning) med observasjoner. Dette er gjengitt Figur 28 og viser god overenstemmelse mellom modell og virkelighet. Kapasitetsgrensen er satt lik overføringen ved en spenning på 270 kV. Resultatene er gjengitt i teknisk analyserapport XXX. Siden overføringskapasiteten i denne rapporten blir oversatt til forbruk har vi skjematisk trukket fra 30 MW i tap på alle kapasitetsgrenser. Tapene vil belaste snittet, men kan ikke gå til å dekke forbruk. Ved høy overføring eller feil i nettet vil tapene bli svært høye og vi må derfor korrigere for dette.



Figur 28 Figuren viser spenning i Stølaheia mot flyt på Sør-Rogaland snittet. De grå punktene er observasjoner fra des 2010 - feb 2011 da vi hadde den høyeste registrerte flyten på snittet. Den røde stiplede linjen er en kvadratisk tilpasning til observasjonene. De blå kurvene er simuleringer med ulike forutsetninger om lastens effektfaktor (cos phi).



Figur 29 Aktiv vs. reaktiv effekt i Bærheim stasjon. Den lineære tilpasningen har blitt brukt til å justere forholdet mellom aktivt og reaktivt forbruk i Bærheim. Tilsvarende øvelse har blitt gjort i Stokkeland og Stølaheia.

Vedlegg 3 Kraftstasjoner og transformatorstasjoner i Sør-Rogaland



Vedlegg 4 Konesjonssøkte og konesjonsgitte vann- og vindkraftprosjekt i Sør-Rogaland

Oversikten under angir konesjonsstatus for vann- og vindkraftprosjekter per 1. juni 2016. Disse er basert på data fra NVE. Vi har ikke inkludert prosjekter under 1 MW i oversikten.

Tabell 7 Konesjonssøkt vannkraft i Sør-Rogaland per 01.06.2016.

Prosjektnavn	Søkt installert effekt i MW
Mjelkefossen, Gya, Tekse og Åmot kraftverk i Hellelandsvassdraget	38
Nedre Lanes Kraftverk	3
Nordåna kraftverk	2
Sagåna kraftverk	3,3
Sandvassåna kraftverk	5,49
Songesand kraftverk	8,55
Øvre Dalaåna kraftverk	2,9
Øvre Lanes kraftverk	3
Øvre Ullestadåna kraftverk	2,3
Dalaåna kraftverk	9,9
Dalen 2 kraftverk og pumpe	7,5
Høgamork kraftverk	9,8
Kreppingdalen kraftverk	2,9
Kvednebekken kraftverk	1,8
SUM:	100,5

Tabell 8 Konesjonsgitt vannkraft i Sør-Rogaland per 01.06.2016

Prosjektnavn	Installert effekt MW i konesjonssøknad
Flatestøl kraftverk	1,8
Frøytlog kraftverk	5
Lauvåsåna kraftverk	1,1
Malmei kraftverk	1,2
Rusdal kraftverk	5,49
Sagåna kraftverk	2,4
Segadal kraftverk	3,6
Skinnellåna kraftverk	5,4
Steinbergdalen kraftverk	2
Tverråna kraftverk	4
Ueland minikraftverk	1
SUM:	33

Tabell 9 Konesjonssøkt vindkraft i Sør-Rogaland per 01.06.2016

Prosjektnavn	Installert effekt MW i konsesjonssøknad
Faufejellet	60
Sandnes vindkraftverk	90
Vardafjellet	30
SUM:	180

Tabell 10 Konesjonsgitt vindkraft i Sør-Rogaland per 01.06.2016

Prosjektnavn	Installert effekt MW i konsesjonssøknad
Bjerkreim (Eikeland-Steinsland)	150
Demonstrasjonsanlegg for offshore vindkraft utenfor Kvitsøy	10
Demonstrasjonsanlegg for offshore vindkraft utenfor Rennesøy	10
Gilja	135
Moldalsknuten	30
Gravdal	90
Måkaknuten	66
Skinansfjellet	90
Skurvenuten	10
Stigafjellet	30
Svåheia	24
Tellenes	200
Tindafjellet	10
SUM:	855

Vedlegg 5 Estimering av maksforbruk

Prognoserte verdier for maksforbruket er en viktig input både for å beregne når vi forventer å nå N-0-kapasitetsgrensen inn til området og for beregning av avbruddskostnader. Nedenfor beskriver vi hvordan vi har kommet frem til maksforbrukverdiene vi har benyttet i analysene.

Maksforbruket er en viktig størrelse for å beregne når vi når N-0-grensen og for å beregne fremtidige avbruddskostnader

Maksforbruket i et område er det høyeste effektforbruket som vi forventer at kan inntreffe under gitte dimensjonerende omstendigheter. Maksforbruket vil typisk inntreffe når omgivelsestemperaturen blir liggende under et gitt temperaturnivå i en viss periode. For Sør-Rogaland har Lyse Elnett definert disse dimensjonerende forholdene som en tre-døgns periode med middeltemperatur -13°C eller lavere (47). I en slik situasjon antar vi at så godt som all tilgjengelig oppvarmingseffekt vil gå for fullt, slik at ytterligere fall i temperaturen ikke vil gi noen betydelig økning i effektuttaket. Maksforbruket i området benyttes som et mål på hvordan forbruket utvikler seg over tid, og er også viktig for å beregne tidspunkt for når vi forventer å nå N-0-grensen, samt for å beregne fremtidige avbruddskostnader. Når vi bruker maksforbruket i beregningene har vi antatt at maksforbruket i et område er konstant innenfor et gitt år og at det utvikler seg fra år til år, gitt av blant annet utvikling i befolkning og effektintensitet. Videre har vi antatt at forbruket på lavere lastnivåer vil utvikle seg omtrent proporsjonalt med maksforbruket, slik at forbruksvarighetskurver fra ett år kan skaleres med forventet utvikling i maksforbruket for å gi forventet forbruksvarighetskurver for et annet år.

Maksforbruket er ikke uten videre observerbart, derfor er vi som regel nødt til å estimere det

En utfordring med maksforbruket som størrelse er at det som regel ikke er observerbart. For mange områder inntreffer de dimensjonerende forholdene svært sjeldent. I Sør-Rogaland for eksempel, har vi ikke observert tre-døgns middeltemperaturer under -13°C i løpet av elleveårsperioden vi har benyttet som historisk datagrunnlag for analysene²⁰. For årene der vi ikke observerer de dimensjonerende temperaturforholdene må vi i stedet estimere maksforbruket basert på observert forbruk ved høyere omgivelsestemperaturer. En vanlig måte å estimere maksforbruket på er å ta utgangspunkt i det høyeste målte forbruket i det aktuelle året, og så korrigere dette tallet med en antatt temperaturfølsomhet. Formelen som Lyse Elnett har benyttet til å beregne temperaturkorrigert maksforbruk for Sør-Rogaland er gitt nedenfor:

$$P_{DUT} = P + P\delta(DUT - DUT_n)$$

der

- P_{DUT} er det temperaturkorrigerede maksforbruket for det aktuelle året
- P er den høyeste målte effekten for det aktuelle året
- δ er maksforbrukets temperaturfølsomhet [$\%/^{\circ}\text{C}$]
- DUT er tredøgns-middeltemperatur før målingen av P [$^{\circ}\text{C}$]
- DUT_n er laveste tredøgns-middeltemperatur med n års returtid [$^{\circ}\text{C}$]

Ifølge Lyse Elnett har de benyttet $DUT_n = -13^{\circ}\text{C}$ (minimumstemperatur med ti års returtid) og $\delta = 1,7 \%/^{\circ}\text{C}$ (forbruksøkning per grad) i beregningene for Sør-Rogaland (47).

Maksforbruket er usikkert når dimensjonerende omgivelsestemperatur inntreffer sjeldent

For områder der den dimensjonerende omgivelsestemperaturen inntreffer sjeldent vil det være en del usikkerhet knyttet til hva det faktiske maksforbruket er. Dette gjelder særlig dersom det er lenge siden vi har observert omgivelsestemperaturer ned mot de dimensjonerende temperaturforholdene og vi

²⁰ Laveste tredøgns middeltemperatur i samme periode var $-11,6^{\circ}\text{C}$, som ble observert i januar 2010. I perioden 2011-2015 var den laveste tredøgns middeltemperaturen $-7,4^{\circ}\text{C}$, dvs. et godt stykke under de dimensjonerende forholdene. Kilde: www.eklima.no

har vært nødt til å bruke utstrakt temperaturkorrigering for å beregne maksforbruket i mellomtiden. I Sør-Rogaland har vi ikke observert tre-døgns middeltemperaturer under -8°C siden 2010, og vintrene i de senere årene har vært relativt milde. I den samme perioden har det vært en storstilt tilflytting og utvikling i området. På grunn av dette er det betydelig usikkerhet knyttet til dagens maksforbruk. Når vi har estimert maksforbruket for de fremtidige årene i analyseperioden har vi tatt utgangspunkt i et estimat for dagens maksforbruk og skalert dette med prognosert prosentvis forbruksutvikling for hvert år i perioden. Siden både dagens maksforbruk og den anslåtte forbruksutviklingen er basert på usikre anslag, vil det nødvendigvis være knyttet en del usikkerhet til de fremtidige maksforbruk-verdiene. Tilsvarende gjelder også for de estimerte forbruks- og flytvarighetskurvene, avbruddskostnadene og tidspunkt for utkobling av forbruk med intakt nett, siden alle disse bygger på de estimerte maksforbruksverdiene.

Vi har benyttet justerte flytvarighetskurver når vi har beregnet tidspunkt for utkobling av forbruk med intakt nett og ikke-levert energi som følge av dette

Det finnes flere ulike måter å estimere forventet tidspunkt for når vi overstiger N-0, og vi er nødt til å koble ut forbruk med intakt nett. Én mulighet er å skalere Lyse Elnetts estimerte maksforbruk med prognosert prosentvis utvikling i forbruk fra år til år, legge til grunn minimum tilgjengelig lokal vinterproduksjon, og se i hvilket år den resulterende flyten overskrider N-0 overføringsgrensen. Denne fremgangsmåten forutsetter imidlertid at dimensjonerende temperatur inntreffer hvert år, noe som er en svært konservativ antagelse. En litt mer moderat antagelse er å anta at flyten hvert år i analyseperioden vil være gitt av den prognoserte flytvarighetskurven, med forbruket for hvert år skalert med antatt prosentvis økning i maksforbruk til det aktuelle året. Vi kan da anslå tidspunkt for utkobling av forbruk med intakt nett som det året der spissen på flytvarighetskurven overstiger N-0-flytgensen. Med denne fremgangsmetoden tar vi fortsatt høyde for at vi kan få situasjoner med høyt forbruk og lav lokal produksjon hvert år, men ikke mer ekstreme situasjoner enn det vi har observert i løpet av elleveårsperioden vi har hentet de historiske verdiene fra. Denne fremgangsmetoden legger til grunn høyere maksflyt enn vi forventer i et gjennomsnittså, men altså lavere enn hva vi hadde fått om vi hadde lagt til grunn det estimerte maksforbruket og minimumsproduksjonen direkte. Vi vurderer at denne fremgangsmetoden gir et rimelig anslag på hvor stor maksflyt vi risikerer i et gitt år og har derfor lagt dette til grunn når vi har beregnet forventet tidspunkt for utkobling av forbruk ved intakt nett. Ved å benytte de prognoserte flytvarighetskurvene i disse beregningene får vi, i tillegg til selve året for utkobling av forbruk, også et estimat på hvor mange timer og MWh som vil ligge utenfor N-0-grensen i et gitt år i analyseperioden. Denne informasjonen gjør det mulig å estimere kostnader for ikke-levert energi som følge av utkobling av forbruk ved intakt nett.

Vi har benyttet enkle sensitivitetsvurderinger for å undersøke hvordan usikkerhet i maksforbruket og den fremtidige forbruksutviklingen kan påvirke resultatene

Vi har ikke forsøkt å beregne noe usikkerhetsspenn for resultatene våre som følge av usikkerheten i dagens maksforbruk og den fremtidige forbruksutviklingen. Vi vet at det er usikkerhet knyttet til verdiene vi har benyttet i analysene, men siden vi ikke vet noe om sannsynlighetsfordelingene til de underliggende parameterne eller koblingen mellom disse gir det lite mening å forsøke å regne på dette²¹. I stedet har vi benyttet enkle sensitivitetsvurderinger for å studere hvordan usikkerhet i input-parameterne kan påvirke resultatene våre.

I prinsipp kunne man sett for seg en sannsynlighetsmodell basert på historikk over hvor mye vi har bommet på tilsvarende prediksjoner tidligere. Det er imidlertid flere utfordringer med å lage en slik modell. For det første er maksforbruket, som beskrevet tidligere, nesten aldri observerbart. Dette gjør at vi får lite feedback på hvor godt prediksjonene våre samsvarer med virkeligheten, og derfor lite data å basere en slik sannsynlighetsmodell på. Videre vil det være vanskelig å vurdere om faktorene som har gjort at vi har bommet på estimerer tidligere vil være de samme som gjør at vi eventuelt bommer på estimatene våre om dagens maksforbruk og forbruksutvikling i Sør-Rogaland. Siden vi har såpass tynt historisk datagrunnlag er det en overveiende fare for at en slik modell ville blitt forventningsskjev og tilnærmet verdiløs.

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo
PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo
Telefon: 23 90 30 00
Fax: 23 90 30 01
E-post: firmapost@statnett.no
Nettside: www.statnett.no

Statnett