

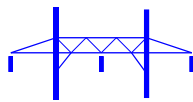


KRAFTSYSTEMUTREDNING
REGION BUSKERUD OG HADELAND
2022 – 2042

HOVEDRAPPORT

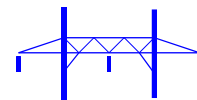
Bilde på forsiden viser krysningspunktet mellom 420 kV linja Nore 1 – Sylling og 132 kV linja Hokksund – Tyrstrand.

Foto: Glitre Energi Nett

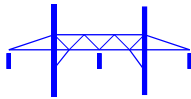


INNHold:

0. FORORD	3
1. INNLEDNING	5
2. UTREDNINGSPROSESSEN	7
2.1 Bakgrunn.....	7
2.2 Organisering av utredningsprosessen.....	7
2.3 Samordning mot tilgrensende utredningsområder	8
2.4 Behandling av utredningen	8
2.5 Rullering av utredningen.....	8
3. FORUTSETNINGER I UTREDNINGSARBEIDET	9
3.1 Utredningens ambisjonsnivå og tidshorisont	9
3.2 Mål for regionalnettet.....	9
3.3 Retningslinjer for utvikling av regionalnettet	9
3.4 Tekniske og miljømessige forhold.....	10
4. FORBRUK OG PRODUKSJON	11
4.1 Energiforbruk	11
4.2 Effektuttak.....	11
4.3 Produksjon	12
5. DAGENS KRAFTSYSTEM	13
5.1 Historisk utvikling.....	13
5.2 Alderssammensetning	13
5.3 Overføringslinjer	13
5.4 Stasjoner.....	14
5.5 Innmating til regionalnettet.....	14
5.6 Feilstatistikk og spenningskvalitet	14
6. PLANER FOR UTVIKLING AV KRAFTSYSTEMET	15
6.1 Scenarier for belastningsutvikling	15
6.2 Tilgang på ny kraft.....	16
6.3 Analyser over framtidig utvikling av kraftsystemet	16
6.4 Muligheter for tilknytning av ny kraftproduksjon	25
7. TILTAK OG INVESTERINGSBEHOV I KRAFTSYSTEMET	27
7.1 Tiltak 2022-2032.....	27
7.2 Tiltak 2032-2042.....	29



Innhold



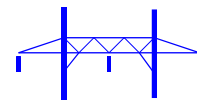
0. FORORD

Kraftsystemutredningen for Buskerud og Hadeland består av to deler, én grunnlagsrapport og én hovedrapport som er et sammendrag av innholdet i grunnlagsrapporten.

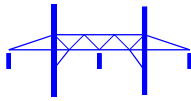
Utredningen er å betrakte som offentlig med unntak av grunnlagsrapporten som er underlagt taushetsplikt etter energiloven §9-3 jf bfe §6-2, og unntatt fra innsyn etter offentleglova §13. Grunnlagsrapporten vil derfor kun bli distribuert til de som er autorisert til å motta denne typen materiale.

Kraftsystemutredningen er utarbeidet av Glitre Energi Nett som utredningsansvarlig i Buskerud og på Hadeland. Dette arbeidet er utført med deltakelse fra kraftsystemutvalget og kundene av regionalnettet.

Drammen, 08.06.2022



Forord



1. INNLEDNING

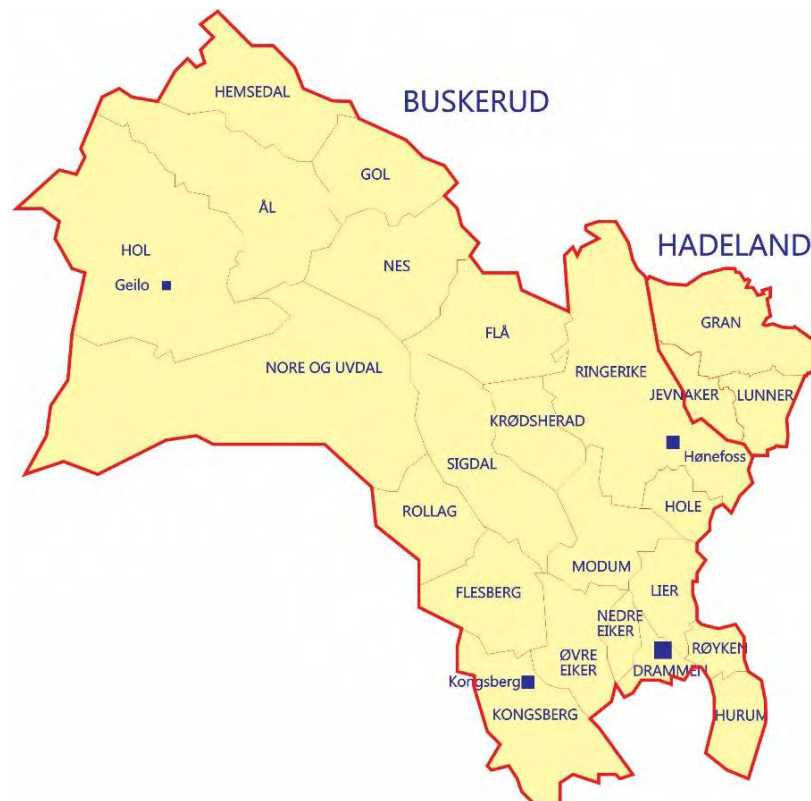
Den foreliggende utredningen er 18. utgave av regional kraftsystemutredning for Buskerud og kommunene Jevnaker, Gran og Lunner på Hadeland. Utredningen dekker perioden 2022 - 2042, og omfatter elektriske anlegg med nominell spenning fra 33 til 145 kV.

Arbeidet med regionale kraftsystemutredninger er organisert og inndelt i utredningsområder. Innenfor hvert utredningsområde har NVE i samråd med anleggskonsesjonærene oppnevnt én utredningsansvarlig for regionalnettet. I utredningsområde Buskerud og Hadeland er Glitre Energi Nett tildelt dette ansvaret. En av oppgavene til utredningsansvarlig er bl.a. å sørge for at det hvert 2. år blir utarbeidet en felles kraftsystemutredning for regionalnettet i regionen.

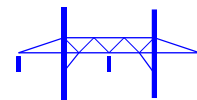
Deler av utredningen er bygd opp rundt prinsippet med scenario-planlegging. Scenariene tegner mulige fremtidsbilder av belastningsutviklingen i Buskerud og på Hadeland. Det er valgt å beskrive tre scenarier; ett hvor det kan bli en betydelig økning av forbruket, og to hvor det kan bli en moderat økning. Som en del av det grønne skiftet, er det i disse scenariene også innarbeidet to scenarier for elektrifisering av transportsektoren.

Nødvendige tiltak i nettet bygger på analyser av disse scenariene. Sentralt i dette arbeidet har vært å vurdere hvilke tiltak som må iverksettes for å bedre forsyningssikkerheten.

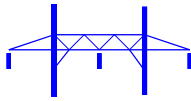
Utredningsområdet er identisk med Buskerud i Viken fylke og kommunene Jevnaker, Gran og Lunner i Innlandet fylke. Folketallet i regionen er pr. 01.01.2022 288.778 (Buskerud) og 29.682 (Hadeland).



Figur 1- Oversikt over utredningsområdet



Innledning



2. UTREDNINGSPROSESSEN

2.1 BAKGRUNN

I Energilovens forskrift §7-1 er det gitt hjemmel og rammer for arbeidet med kraftsystemutredninger. Her er det bl.a. nedfelt at det skal utarbeides langsiktige planer innenfor et nærmere avgrenset område. NVE har vedtatt at Buskerud fylke og Hadeland i Innlandet fylke skal være ett av disse avgrensede områdene, og har definert denne regionen som et eget utredningsområde. Utredningsansvarlig i dette området er Glitre Energi Nett.

Hensikten med utredningsarbeidet er primært å utarbeide en felles plan for tiltak og investeringer i regionalnettet. På den måten sikres en rasjonell og kostnadseffektiv utbygging av kraftsystemet. Over tid vil dette også bidra til reduserte drifts- og vedlikeholdskostnader. Kraftsystemutredningen er derfor en viktig del av NVE's underlagsmateriale ved behandling av forhåndsmeldinger og søknader om anleggskonsesjon.

Utredningen er utarbeidet i henhold til forskrift om energikutredninger og retningslinjer gitt av NVE i "Veiledningsmateriale for kraftsystemutredninger", samt informasjon gitt på plenumsmøter og kontaktmøter for utredningsansvarlige selskaper.

2.2 ORGANISERING AV UTREDNINGSPROSESSEN

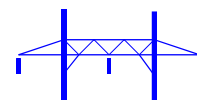
Arbeidet med å revidere kraftsystemutredningen ble igangsatt høsten 2020 med informasjon om oppstart til selskaper og interessenter nevnt i §9 i forskrift om energikutredninger. Høsten 2020 ble det også avholdt et oppstartsmøte hvor selskaper og interessenter nevnt i §10 i forskrift om energikutredninger ble invitert. På dette møtet ble det valgt representanter til kraftsystemutvalget, som for perioden 2020 – 22 har bestått av:

- | | |
|---------------------------------|--------------------------------------|
| ○ Statnett SF | Birgitte R. Songe/Linnea Kristiansen |
| ○ Hallingdal Kraftnett AS | Øystein Velure |
| ○ Statkraft-Tofte/Asker Nett AS | Erik Kaspersen |
| ○ Rollag Elektrisitetsverk AS | Vegard Bekkeseth |
| ○ Føie AS | Espen Sjøstad |
| ○ Skagerak Kraft AS | Tommy Wibetoe |
| ○ Glitre Energi Nett AS | Trond Eriksen/Harald Nes |

Etter oppstartsmøte høsten 2020 har det vært avholdt 2 møter i utvalget. Temaet på disse møtene har blant annet vært informasjon om pågående tiltak i regionalnettet, avklaringer om innhold, gjennomgang av innspill til utredningsarbeidet og gjennomgang av utkast til utredning.

I tillegg til deltakelsen til kraftsystemutvalget har det i arbeidet med utredningen også vært utstrakt samarbeid med nettselskapene, industrien og kraftprodusentene i Buskerud og på Hadeland. Utredningen bygger således i stor grad på innspill fra disse bransjene.

Planavdelingen i berørte kommuner har også vært involvert, men da stort sett indirekte i forbindelse med informasjon til nettselskapene om fremtidig bolig- og næringsutvikling.



Utredningsprosessen

2.3 SAMORDNING MOT TILGRESENDE UTREDNINGSOMRÅDER

I arbeidet med denne utgaven av utredningen er det utvekslet informasjon med Statnett og omkringliggende regionale nettselskap.

I forbindelse med konkrete prosjekter, som danner selve grunnlaget for utredningen, har det også vært samarbeid med lokale nettselskap, Statnett SF, Lede AS og Skagerak Kraft AS.

Som nevnt under 2.2 er det samordning mot kommunale planer gjennom de enkelte nettselskapene og mot fylkeskommunale planer gjennom utredningsansvarlig (Glitre Energi Nett).

2.4 BEHANDLING AV UTREDNINGEN

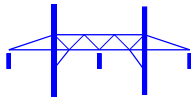
Etter bearbeiding og ferdigstilling hos utredningsansvarlig er utredningen oversendt til kraftsystemutvalget for uttalelse. I korrespondanse og møte med utvalget er kommentarer drøftet før de er innarbeidet i utredningen.

Utredningen er offentliggjort og oversendt NVE innen 01.07.2022 (frist i 2022 er 01.07). Offentliggjøring vil i denne sammenheng si at hovedrapporten er lagt ut på hjemmesiden til utredningsansvarlig (Glitre Energi Nett AS), og at bransjen er informert om at det foreligger en ny utredning for området.

Alle lokale nettselskaper, aktuelle industribedrifter og kraftselskaper i utredningsområdet er informert om at kraftsystemutredningen er revidert. Det samme er Fylkeskommunene i henholdsvis Viken og Innlandet, omkringliggende regionale nettselskaper, Statnett og andre berørte instanser. De er også informert om at hovedrapporten kan lastes ned fra nevnte hjemmeside, og at grunnlagsrapporten kan oversendes på forespørsel.

2.5 RULLERING AV UTREDNINGEN

I henhold til forskrift for energiutredninger rulleres utredningen hvert 2. år.



3. FORUTSETNINGER I UTREDNING SARBEIDET

3.1 UTREDNINGENS AMBISJONSNIVÅ OG TIDSHORISONT

Utredningen har en tidshorisont på 20 år. Det er imidlertid lagt mest vekt på å beskrive den første 10-års perioden fram til 2032, mens påfølgende 10-års periode er noe lettere behandlet.

Utredningens ambisjonsnivå er å være en overordnet plan som gjennom målsetting, retningslinjer og tiltak skal vise hvordan regionalnettet bør videreutvikles i planperioden.

I noen sammenhenger strekker utredningen seg utover tidshorizonten på 20 år. Dette er gjort i de tilfellene hvor en ønsker å skissere løsninger som kan være aktuelle i et noe lengre tidsperspektiv.

3.2 MÅL FOR REGIONALNETTET

Følgende hovedmål legges til grunn for regionalnettet i utredningsområdet:

- regionalnettet skal videreutvikles og drives slik at nettkundenes krav til investeringer og driftskostnader står i forhold til den samfunnsmessige nytten en oppnår ved økt forsyningssikkerhet, bedre utnyttelse og reduserte tap i nettet.
- samordnet planlegging av regionalnettet skal sammen med koordinering av planene i transmisjons- og distribusjonsnettet medvirke til en samfunnsmessig riktig utforming av nettet.
- regionalnettet skal oppfylle rammebetingelser fastsatt av myndighetene, herunder krav til beredskapsarbeid for regionen.

3.3 RETNINGSLINJER FOR UTVIKLING AV REGIONALNETTET

Systemplanlegging

Målet med planleggingen skal være å bidra til å minimalisere de samfunnsmessige kostnadene. Det skal legges vekt på at eksisterende anlegg og traséer utnyttes best mulig framfor å foreta nyinvesteringer. Planleggingen skal utføres i samarbeid med netteiere og berørte parter slik at de samfunnsmessige kostnadene blir minimalisert.

Investeringer

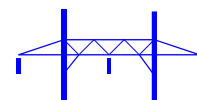
Utviklingen av regionalnettet skal baseres på investeringer som gir samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Det skal også velges tekniske standarder og en anleggsutforming som gir kostnadseffektive og bedriftsøkonomiske løsninger for anleggseier. Et viktig prinsipp er at nettet skal utformes optimalt uavhengig av eierstruktur.

Finansiering

Prisen for transporttjenester skal i utgangspunktet gi bedriftsøkonomisk inntjening av investeringer i nettet. Dersom enkelte prosjekter ikke gir netteier kostnadsdekning, kan anleggsbidrag benyttes etter gjeldende retningslinjer.

Samfunnsøkonomisk vurdering

Investeringer i regionalnettet blir vurdert etter samfunnsøkonomiske kriterier, der økonomiske forhold, miljø og samfunnsmessige interesser/krav inngår som de viktigste elementene. Når det gjelder økonomiske forhold blir det bl.a. foretatt en vurdering av investeringskostnader, tapskostnader, avbruddskostnader (leveringssikkerhet) og drifts-/vedlikeholdskostnader.



Forutsetninger i utredningsarbeidet

Hvis et prosjekt har flere utbyggingsalternativer, benyttes nåverdimetoden til en innbyrdes rangering. Normalt vil det alternativet med lavest nåverdi/totalkostnad bli valgt. Det legges imidlertid en helhetsvurdering til grunn. Forhold av ikke-økonomisk art er derfor også med på å avgjøre hvilket alternativ som skal velges.

3.4 TEKNISKE OG MILJØMESSIGE FORHOLD

Elektromagnetiske felt

Grenseverdier for elektromagnetiske felt er ikke fastsatt i Norge. Nettplanleggingen i utredningsområdet skal imidlertid tilpasses de retningslinjer som til enhver tid er gitt av myndighetene. Retningsgivende i dag er Strålevern Rapport 2005:8 som anbefaler at det utredes avbøtende tiltak dersom boliger blir utsatt for et magnetfelt som overstiger $0,4 \mu\text{T}$ (gjennomsnittsverdi over året). Denne verdien er betydelig lavere enn det som tillates som varig eksponering ($200 \mu\text{T}$), og er en utredningsverdi i forbindelse med etablering av nettanlegg. Den enkelte kommune setter egne grenser for bygging inntil nettanlegg.

Kraftlinje kontra kabel

Odelstingsproposisjon 62 (2008-2009), senere stadfestet i nettmelding av 2012, gir føringer for bruk av kabel som alternativ til kraftlinje. Hovedregelen er at det skal benyttes kraftlinjer fremfor kabel i regionalnettet.

Kabling av kraftlinje

I de tilfellene kunde-initierte prosjekter krever kabling eller flytting av kraftlinjer, må den som utløser behovet for kabel dekke alle kostnader med å erstatte kraftlinja. For anlegg tilknyttet regionalnettet innebærer dette bl.a. vurdering av alternativer, utarbeidelse av konsesjonssøknad, grunnervervelse, erstatninger og ombygging av anlegget. Ved ombygging vil netteier kreve at minst 1 km av linja legges i kabel. Hvis det er mindre enn 1,5 km til nærmeste stasjon, skal kabelen føres helt inn i stasjonen.

Miljø

Energitransport vil kunne medføre miljøkonflikter bl.a. vedrørende arealbruk, visuelle forhold, støy, utslipp og dyreliv. Virkningene på miljøet, naturressurser og samfunnet for øvrig, skal i den grad det er mulig, kvantifiseres og inngå i samfunnsmessige beregninger av kost/nytte. Dersom miljømessige konsekvenser ikke kan tallfestes, skal de beskrives og gis en skjønsmessig vekt i totalvurderingen av alternativene. Ved ombygging/utbygging, hvor miljøkonflikter kan forventes, vil alternative traséer utenfor disse områdene bli vurdert. I slike tilfeller vil også kabelalternativer bli utredet.

4. FORBRUK OG PRODUKSJON

De viktigste stasjonære energibærerne i utredningsområdet er elektrisitet, ved/avlut og Petroleums produkter med en andel på hhv. 79%, 9% og 9%. Andelen fra ved og avlut har blitt vesentlig redusert etter at industribedriftene Södra Cell Tofte og Norske Skog Follum ble nedlagt i hhv 2012 og 2013. Tidligere utgjorde andelen fra ved og avlut 30%, hvor Södra Cell Tofte alene tok ut i overkant av 2 TWh fra treavfall og avlut.

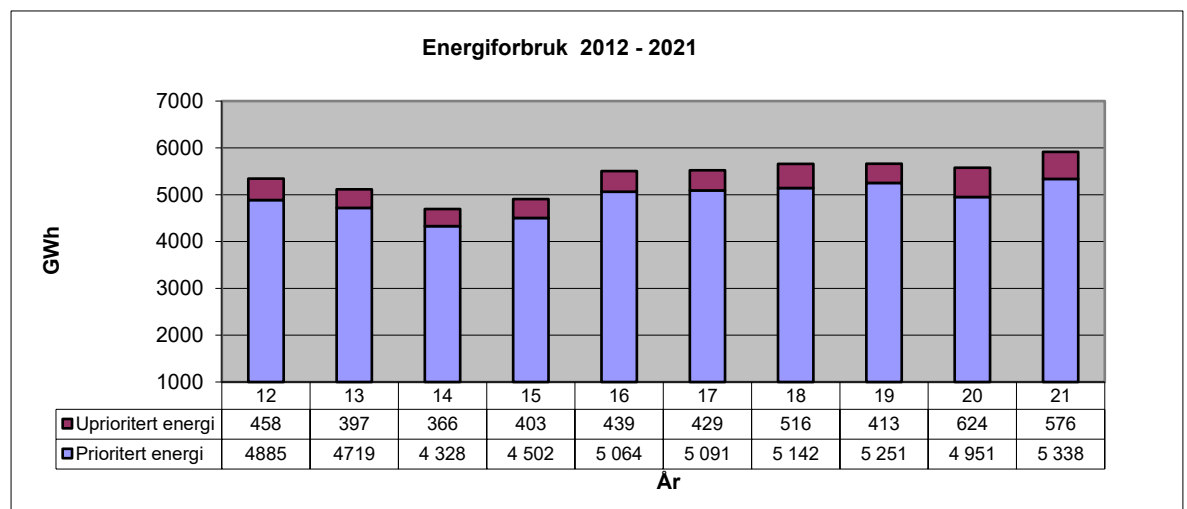
4.1 ENERGIFORBRUK

Energiforbruket i utredningsområdet har de siste årene vært 5 – 6 TWh. Av dette utgjør ca 0,5 TWh såkalt fleksibelt forbruk, som er forbruk som kan reduseres når det er høy belastning i strømmettet..

I Buskerud og på Hadeland er det ikke industri som kommer inn under kategorien kraftkrevende industri.

Forsyningen til de store industribedriftene Borregaard-Hellefoss og Kongsberg Teknologipark er derfor pr. def. alminnelig forsyning.

Det totale energiforbruket i 2021 var 5450 GWh (Buskerud) og 453 GWh (Hadeland). Av dette var 576 GWh fleksibelt forbruk eller uprioritert kraft.

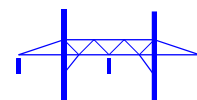


Figur 2 - Registrert energiforbruk i utredningsområdet, eks. forsyningen til Asker. Fra og med 2016 inngår Hadeland i utredningsområdet. Kilde: Målt forbruk i uttakspunktene.

4.2 EFFEKTUTTAK

Effektuttaket registreres i det som defineres som toppplasttiden i Syd-Norge Øst, dvs den timen i året hvor en har høyest belastning i Syd Norge Øst. Tidspunktet for maksimalt effektuttak i utredningsområdet er stort sett sammenfallende med denne timen, men kan avvike noe i kommuner med stort innslag av fritidsboliger og servicenæring som gjerne har høyeste belastning i forbindelse med jule-nyttårshelgen eller vinterferien.

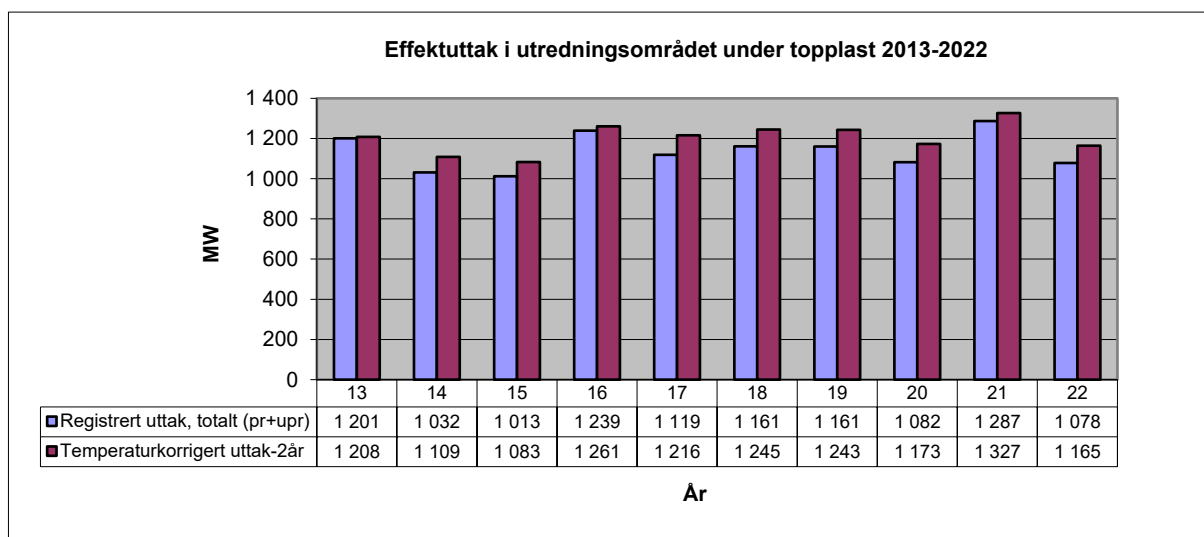
Effektuttaket i toppplasttiden 2021 (time 10 - 12. februar 2021) var 1176,5 MW (Buskerud) og 110,7 (Hadeland) hvorav 46,5 MW var uprioritert. For toppplasttiden 2022 (time 17 – 6. desember 2021) var tilsvarende hhv 989, 88,8 og 53,4 MW.



Forbruk, produksjon og prognoser

Effektuttaket i topplasttimen 2010 (time 9 - 11. januar 2010) er hittil den største belastningen som er registrert etter at begrepet topplasttime ble innført. Total belastning i Buskerud var i denne timen 1270,5 MW, hvor 116,0 MW var uprioritert kraft. På Hadeland var belastningen i denne timen 128,8 MW. Forsyningen til Asker gjennom regionalnettet i Buskerud var i tillegg denne timen 101,2 MW.

Figuren under viser belastningen i topplasttimen de siste årene.



Figur 3 - Registrert effektuttak i topplasttimen i utredningsområdet. Totalt uttak inkl. lokal produksjon eks. forsyningen til Asker. Fra og med 2016 inngår Hadeland i utredningsområdet. Kilde: Målt uttak i utvekslingspunktene med regionalnettet.

4.3 PRODUKSJON

Sum middelproduksjon av elektrisk energi i utredningsområdet er ca. 9900 GWh, derav 5600 GWh i kraftverk tilknyttet transmisjonsnettet, 3250 GWh tilknyttet regionalnettet og 950 GWh i kraftverk tilknyttet distribusjonsnettet.

I utredningsområdet er det totalt installert en produksjonskapasitet på 2293 MVA. Ved topplast er tilgjengelig vintereffekt fra disse på ca. 1700 MW.

I tillegg til vannkraft er det et par gasskraftverk som benytter deponigass fra avfallsanlegg. Midlere energiproduksjon i disse er ca. 10 GWh.

Foreløpig er det kun en vindmølle i Buskerud. Den er plassert ved Hein Turisthytte og har en ytelse på 12 kW.

I Buskerud er det fjernvarme i Drammen sentrum og i Hønefoss. For øvrig er det noen mindre fjern- og nærvarmeanlegg bla. i Kongsberg næringspark, i Vestfossen, i Solbergelva og i Hemsedal. Noen av disse anleggene kan benytte biobrensel, men i hovedsak er energikilden olje og elektrisitet.

5. DAGENS KRAFTSYSTEM

5.1 HISTORISK UTVIKLING

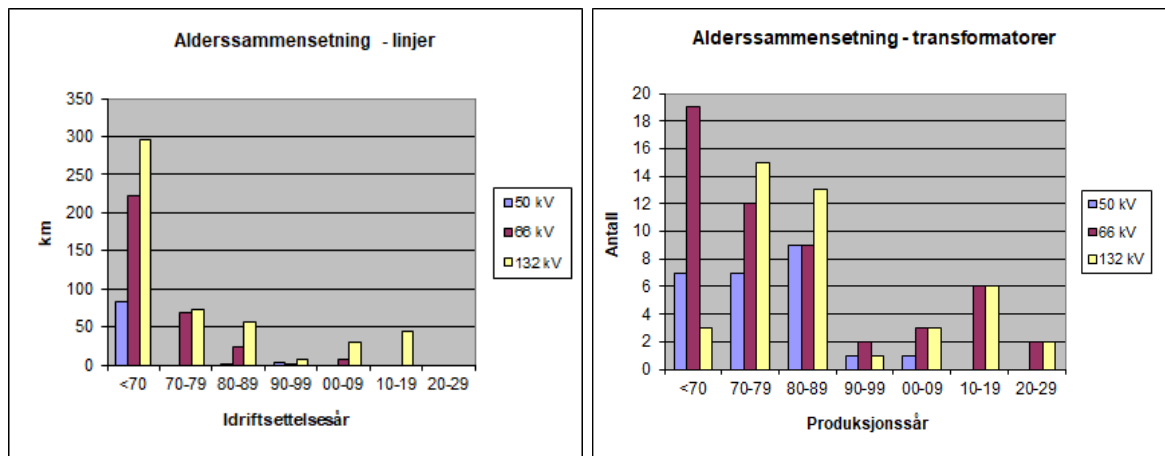
Fram til midten av 60-tallet bestod regionalnettet i utredningsområdet for det meste av overføringslinjer med 50 eller 66 kV som systemspenning. På denne tiden var det kun overføringslinjene fra Nore I til Oslo og Vestfold som hadde 132 kV som systemspenning. For øvrig var dette landets første ledninger med dette spenningsnivået.

I sin tid var det hovedsakelig behovet for overføring av kraft fra produksjonsanleggene som har styrt utvikling og valg av spenningsnivå i de ulike regionene. Dette gjelder bla. 50 kV nettet i Drammen (Labroledningene), 66 kV nettet i Kongsbergregionen (Rjukanledningen), 66 kV nettet på Modum og 132 kV nettet i Numedal og på Ringerike (Nore I). I Hallingdal var det en kombinasjon av økt belastning og elektrifisering av Bergensbanen på 60-tallet som introduserte 66 kV i dette området.

Når behovet for overføringskapasitet økte på 60- og 70 tallet, ble 132 kV som systemspenning også tatt i bruk til forsyning internt i fylket. I dag er utstrekningen av 66 og 132 kV nettet omtrent like store.

5.2 ALDERSSAMMENSETNING

Diagrammene under viser alderssammensetningen på regionalnettet i Buskerud og på Hadeland.



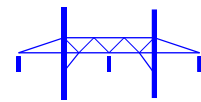
Figur 4 – Alderssammensetning av linjer og transformatorer i regionalnettet

5.3 OVERFØRINGSLINJER

Regionalnettet i Buskerud har i dag tre forskjellige systemspenninger (50, 66 og 132 kV). Utstrekningen på nettet er ca 500 km med 132 kV linjer og 400 km med 50-66 kV linjer. 50 kV benyttes bl.a. til intern forsyning i Drammen og i forbindelse med overføring av kraft fra Gravfoss og Kaggefoss på Modum. Kongsberg, store deler av Hallingdal og Midt fylket har 66 kV som systemspenning, mens regionalnettet i Ringerike, Hadeland, deler av Numedal og i Drammens-regionen (eks. Drammen by) har 132 kV som systemspenning.

Kapasiteten i overføringsnettet er stort sett god. Under tunglast kan det være noe anstrengt i enkelte snitt, men generelt er overføringskapasiteten i både 132 og 66 kV nettet god.

Til tross for høy alder på deler av nettet, er den tekniske tilstanden også stort sett god. Det er kun noen seksjoner som er i en slik forfatning at det i løpet av få år vil bli behov for



Dagens kraftsystem

ombygging. I gjennomsnitt er alderen i 50 og 66 kV nettet ca 10 år høyere enn i 132 kV nettet. I løpet av en periode på 20-25 år antar en at det meste av regionalnettet i Buskerud vil ha 132 kV som systemspenning.

Generelt er mulighetene for reserve gode, men i gitte feilsituasjoner kan en få utfordringer med forsyningen. De fleste stasjonene i fylket har muligheter for tosidig innmating.

Store deler av nettet inklusive transformatorstasjonene har muligheter for fjernstyring og fjernovervåking. Dette har bl.a. ført til redusert avbruddstid og økt leveringskvalitet.

5.4 STASJONER

De siste årene er det bygd to nye transformatorstasjoner i utredningsområdet; Sundbakken (2013) og Nes (2020), mens flere stasjoner er modernisert og rustet opp. Totalt er det 58 transformatorstasjoner og 11 uttak tilknyttet kraftstasjoner.

Reserveforholdene i stasjonene er god. De aller fleste anleggene i sentrale strøk har transformatorreserve. Målsettingen er at det ved feil på én transformator skal være tilstrekkelig reserve i samme stasjon eller muligheter til å forsyne hele eller deler av belastningen fra omkringliggende transformatorstasjoner.

5.5 INNMATING TIL REGIONALNETTET

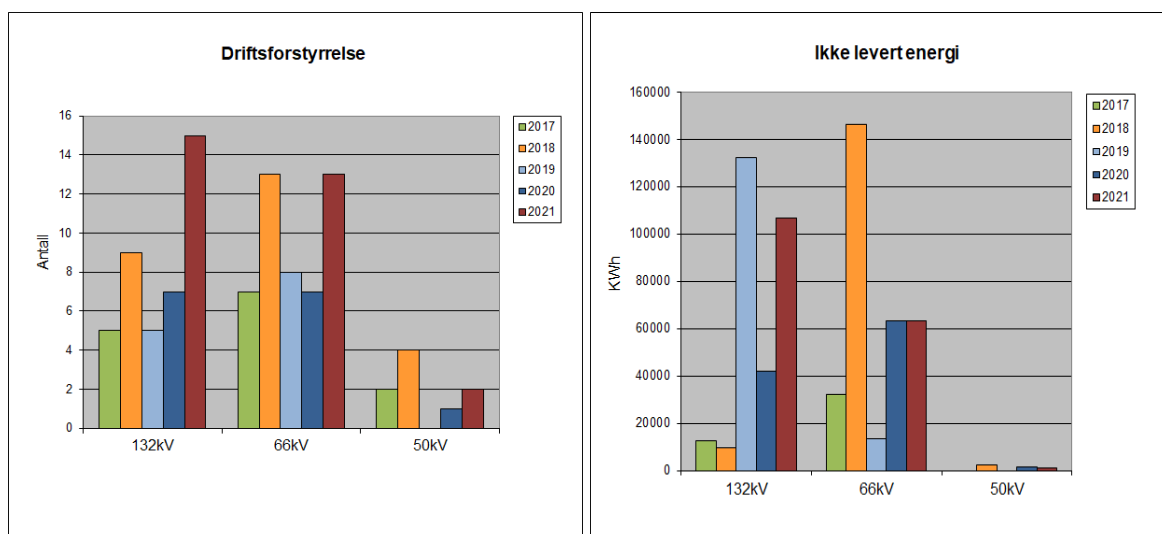
Regionalnettet i Buskerud og på Hadeland er tilknyttet transmisjonsnettet i 9 innførings- eller kraftstasjoner. Sammen med lokale produksjonsenheter forsyner disse innføringsstasjonene regionalnettet i utredningsområdet med kraft.

5.6 FEILSTATISTIKK OG SPENNINGSKVALITET

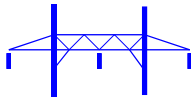
Det blir hvert år utarbeidet statistikk over feil og avbrudd i regionalnettet.

Figurene under viser avbrudd som følge av ikke levert energi (ILE) og driftsforstyrrelser (planlagte og ikke planlagte avbrudd). Som oversikten viser er det få feil i regionalnettet i Buskerud og på Hadeland.

Det er etablert et samarbeid mellom flere av konsesjonærene i regionen for registrering og innsamling av måleverdier for spenningskvalitet. Forskrift for leveringskvalitet, fastsatt av NVE 01.01.2013 legges til grunn.



Figur 5 - Oversikt over feil og ILE i regionalnettet. Hadeland inngår fra og med 2016.



6. PLANER FOR UTVIKLING AV KRAFTSYSTEMET

6.1 SCENARIER FOR BELASTNINGSUTVIKLING

Det er innført scenarier for å tegne mulige framtidssbilder av belastningsutviklingen i Buskerud og på Hadeland. Det er valgt å beskrive tre scenarier; ett hvor det kan bli en betydelig økning av forbruket, og to hvor det forventes en noe mer moderat utvikling.

Elektrifisering av transportsektoren er integrert i alle scenariene med bakgrunn i effekttall utarbeidet av NVE ifm **Klimakur 2030**.

6.1.1 Scenario Basis

Scenariet bygger på en framskrivning av dagens effektuttak og energiforbruk med basis i forventet utvikling i de ulike områdene av Buskerud og på Hadeland.

Det antas at trenden med vekst, spesielt langs aksene fra Drammen til Kongsberg og langs aksene fra Sandvika til Hønefoss fortsetter. Disse områdene har i dag stort innslag av høyteknologisk industri og næring som en antar vil være i positiv utvikling i lang tid. Med stor tilgang på sentrale og attraktive boområder i nedre del av Buskerud antar en også at «flyttestrømmen» fra Oslo regionen vil fortsette. Ny E16 og Ringeriksbane mellom Sandvika og Hønefoss vil ytterligere forsterke denne trenden.

I øvre del av Buskerud og på Hadeland forventes moderat vekst. I disse områdene antar en at den største andelen av belastningsøkningen vil komme innenfor reise- og friluftsliv, samt næring knyttet til disse aktivitetene.

6.1.2 Scenario Høy

Scenariet tegner et bilde av et ekspansivt næringsliv i den nedre delen av Buskerud og på Hadeland, og et tilsvarende ekspansivt reiseliv i den øvre delen av Buskerud.

I nedre og midtre del av Buskerud, hovedsakelig konsentrert rundt byene Kongsberg, Drammen og Hønefoss, ser en for seg en betydelig økning i næringslivet. Økningen kommer på bakgrunn av at det er høykonjunktur og at presset mot Oslo-regionen øker.

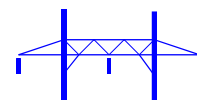
I øvre del av Buskerud, og da lokalisert til dalførene, vil det være reiseliv og turisme som får et oppsving. En tenker seg at den veksten en har hatt på dette området fortsetter, og at økningen vil foregå innenfor både sommer- og vinterturisme. Dette gir også grunnlag for ny næringsutvikling i dalførene.

6.1.3 Scenario Lav

Energi er en knapp ressurs og den vil bli enda knappere som følge av det grønne skiftet. Dette vil virke prisdrivende på elektrisk kraft og øke lønnsomheten for alternative energikilder.

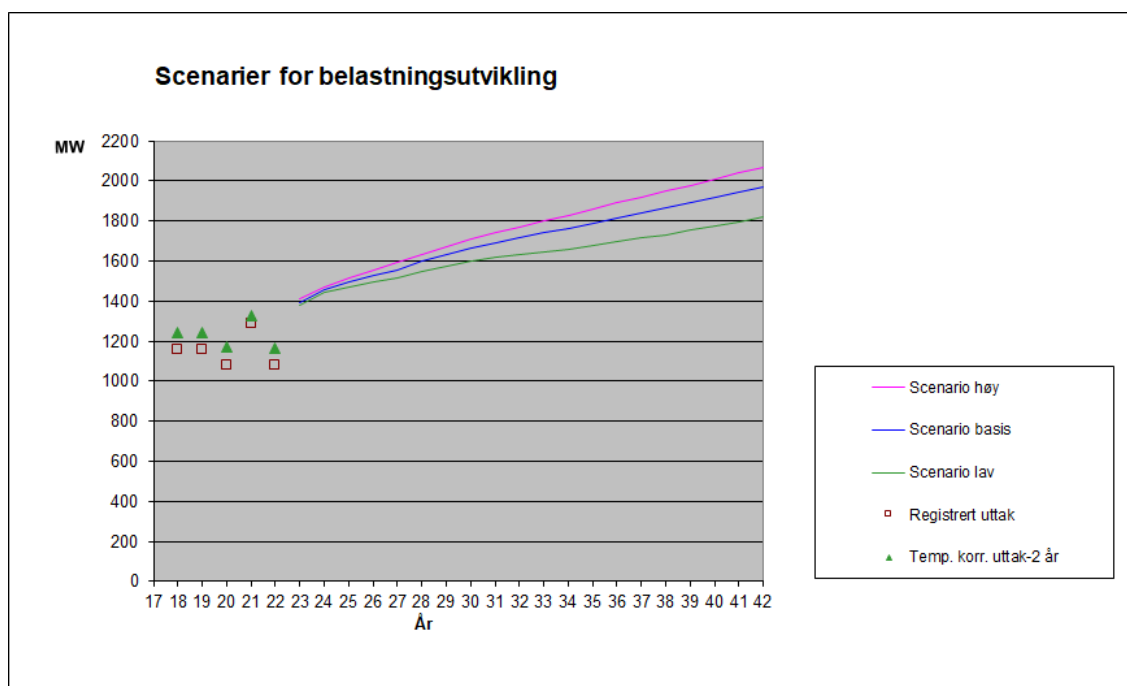
Det fører til at alternative energikilder blir innført i mye større skala enn det en har sett til nå. Nye nærings- og forretningsbygg vil ha energibrønner og varmepumper til oppvarming, og solcellepaneler til produksjon av elektrisitet. I Buskerud og på Hadeland hvor det er god tilgang på skogressurser ser en også for seg at det etableres nye nærvarmeanlegg basert på biobrensel.

Høy pris på elektrisk kraft fører også til større fokus på energieffektive boliger, og at en enda større andel av boligene som blir bygd vil være null hus eller plussus.



Planer for utvikling av kraftsystemet

Et mulig scenario er at alternative energikilder sammen med en mer energieffektiv bygningsmasse og ny teknologi, som gjør det enklere å foreta både effekt- og energistyring, kan bidra til å dempe forbruksveksten og effekttoppene.



Figur 6 - Scenarier for belastningsutvikling i utredningsområdet (totalt uttak).

6.2 TILGANG PÅ NY KRAFT

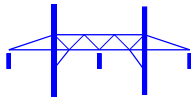
Det forventes en begrenset økning i tilgangen på effekt og energi fra vannkraftanleggene i Buskerud og på Hadeland.. Det er for tiden noen få småkraftverk under planlegging og konsesjonsbehandling, og det er planer om opprusting og ombygging i noen av de større kraftstasjonene. I tillegg til økningen innenfor vannkraft, arbeides det også med noen planer for storskala solkraftanlegg. Totalt er det snakk om en økt produksjon på 50-60 MW og ca 100 GWh de neste 10 årene.

Muligheter for tilknytning av ny kraftproduksjon fremgår av kapittel 6.4.

6.3 ANALYSER OVER FRAMTIDIG UTVIKLING AV KRAFTSYSTEMET

Beskrivelsen av planene i kraftsystemet er delt inn i regioner som nettmessig og geografisk hører sammen. Inndelingen som er benyttet er vist i oversikten på neste side.

Det er lagt mest vekt på å beskrive den første 10-års perioden fram til 2032, mens påfølgende 10-års periode er noe lettere behandlet. I noen sammenhenger strekker utredningen seg utover tidshorizonten på 20 år. Dette er gjort i de tilfellene hvor en ønsker å skissere systemløsninger som kan være aktuelle i et noe lengre tidsperspektiv.



REGION	Omfatter kommunene	Kapittel
KONGSBERG - FLESBERG	Kongsberg og Flesberg	6.3.2
NUMEDAL	Rollag, Nore og Uvdal	6.3.3
DRAMMEN - HURUM	Drammen, Lier, og tidligere Røyken og Hurum	6.3.4
ØVRE EIKER - MODUM	Øvre Eiker, Modum, Sigdal og Krødsherad	6.3.5
RINGERIKE - HADELAND	Ringerike, Hole, Jevnaker, Gran og Jaren	6.3.6
HALLINGDAL - HEMSEDAL	Flå, Nesbyen, Gol, Ål, Hol og Hemsedal	6.3.7

6.3.1 Lastflytanalyser

Under er det foretatt en oppsummering av lastflytberegningene ved ulike stadier og scenarier (belastningssituasjoner). For mer detaljert informasjon om tiltak i nettet vises det til 6.3.2 – 6.3.7.

Tunglast 2022

Det er ved dette stadiet ikke registrert spennings- eller belastningsproblemer i noen deler av nettet ved normaldrift. Det er imidlertid høy last i 66 kV nettet på Kongsberg og i deler av nettet i Hallingdal.

Lettlast 2022

Ved lettlast er det pga stor produksjon i vannkraftverkene i Numedal høy last i 132 kV nettet fra Nore til Flesaker. Avhengig av hvordan nettet driftes kan det til tider også være høy belastning på transformeringen fra 66 til 132 kV i Setersberg.

Stadium 2032

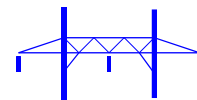
Det er ikke avdekket spenningsproblemer for noen av belastningsscenariene. Men det er belastningsproblemer både for scenario «Basis» og for scenario «Høy» i disse områdene:

- 132 kV nettet mellom Flesaker og Langum.
- Deler av 50 kV nettet i Drammen.
- 66 kV nettet i Kongsberg.
- 132 kV ringen Kjenner – Borgen – Heggedal – Bødalen – Kjenner, pga forventet stor lastøkning.
- Overlast på transformatorene i Sylling.

Analysene viser at det vil være liten forskjell på hvilke systemmessige tiltak som må iverksettes, enten det er scenario lav, basis eller høy som legges til grunn. Noe av årsaken til det er at flere av tiltakene utløses av teknisk tilstand før det er behov for oppgradering av overføringskapasiteten. Utfallsrommet til det en anser som mulige belastningsscenarier i utredningsområdet gir heller ikke den helt store forskjellen i fremtidige belastninger. Med få unntak vil derfor tidspunktet for når en må gjennomføre tiltak være tilnærmet det samme uavhengig av belastningsscenario.

6.3.2 Region Kongsberg – Flesberg

Fremtidig nettstruktur i Kongsberg-regionen begynner etter hvert å falle på plass. Lastflytanalysene viser at det i mange år framover vil være tilstrekkelig med 66 kV som systemspenning når linja Flesaker – Stengelsrud og Stengelsrud – Glabak er bygd om med større linetverrsnitt. På sikt anser en imidlertid at det vil bli aktuelt med overgang til 132 kV, både av hensyn til overføringskapasitet og ønske om systemmessige endringer i



Planer for utvikling av kraftsystemet

Flesaker og Skollenborg. De anleggene som bygges i dette området blir derfor tilrettelagt for overgang til 132 kV.

Utredninger som er utført konkluderer med at det ikke vil være hensiktsmessig å samordne utbyggingen av hovedfordelingsnettet i Numedal, Kongsberg og nordre Vestfold. Tidligere planer om å føre Nore-ledningen inn til Kongsberg eller gjennom Kongsberg er derfor skrinlagt. Det samme gjelder planene om å kombinere forsyningen til Kongsberg med forsyningen til nordre Vestfold.

Utviklingen av hovedfordelingsnettet i disse områdene vil derfor foregå uavhengig av hverandre. For hovedfordelingsnettet i Kongsberg-regionen betyr det en videreutvikling av eksisterende nettstruktur med innmating i Flesaker og Skollenborg.

I 2011 ble det foretatt en ombygging av ledningen mellom Flesaker og Bevergrenda (Stengelsrud). Analysene av scenariene viser at en videreføring fram til Glabak må gjennomføres i løpet av en 5 års periode.

I løpet av de neste årene vil det derfor bli prioritert å bygge om nettet fra Skollenborg til Gomsrud, samt å videreføre ombygging av nettet fra Bevergrenda (Stengelsrud) til Glabak. Det er søkt konsesjon på disse tiltakene. Tidspunktet for gjennomføring er avhengig av tiden det tar før det blir gitt endelig konsesjon. Nye ledninger og kabler i dette området tilrettelegges for en fremtidig overgang til 132 kV, men vil i første omgang bli driftet på 66 kV.

Følgende tiltak vil bli gjennomført:

Gomsrud - Skollenborg:

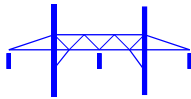
Ny 132kV enkeltlinje i dagens trasé.

Bevergrenda - Glabak:

Ny 132 kV linje i deler av dagens trasé.

Forsyningen til Flesberg skjer i dag fra kraftstasjonene Pikerfoss og Vrenga som ligger relativt langt unna belastningstyngdepunktet i Flesberg. For å bedre forsyningssituasjonen i dette området er det blant annet sett på muligheten for å bygge en ny 132/22 kV stasjon med uttak fra Nore-ledningen ved Vangestad. Hvis dette blir aktuelt, kan et alternativ være å mate hele produksjonen i Vrenga inn i Flesbergs 22 kV nett og la utveksling foregå i en ny stasjonen på Vangestad. Med en slik løsning vil behovet for fornyelse og fremtidig drift av 66 kV linja Stengelsrud – Vrenga falle bort. Ny stasjon på Vangestad vil sikre tilstrekkelig forsyning til Flesberg også ved utfall av produksjonen i Vrenga.

En endelig avgjørelse på valg av løsning avventes inntil Skagerak Kraft har vurdert hvilke tiltak de kommer til å iverksette i Vrenga. Tidspunktet for når restlevetiden på 66 kV linja fra Vrenga til Stengelsrud utløper vil også være en avgjørende faktor her. Det kan da bli aktuelt å overføre produksjonen i Vrenga til Nore-ledningen på 132kV og å beholde Vrenga som et uttakspunkt for Flesberg.

**Alternativer for ny forsyning til Flesberg:**

- Null alternativet: Tiltak i Vrenga og på 66 kV linja Stengelsrud – Vrenga
- Alternativ 1: Det bygges ny 132/22 kV transformering på Vangestad. Stasjonen knyttes til 132 kV linja Flesaker-Nore II. 66 kV linja Stengelsrud - Vrenga rives og produksjonen i Vrenga overføres til Vangestad på 22 kV.
- Alternativ 2: Vrenga knyttes til 132 kV linja Flesaker – Nore II. 66 kV linja Stengelsrud – Vrenga rives.

6.3.3 Region Numedal

Etter at planene om å erstatte Nore I med en ny stasjon plassert i fjell er lagt på is, arbeides det videre med planer for en ny nettstruktur i området uten dette tiltaket.

Ny nettstruktur trigges av behovet for rehabilitering av 300 og 400 kV anleggene til Statnett og Statkraft, ønske om å nedgradere 300 kV linja Uvdal 2–Nore I til 132 kV og behovet for ny innmating til Nore og Uvdal kommune for å frigjøre forsyningen fra kraftverket. I tillegg er det behov for å se på alternative løsninger for å erstatte dagens transformatorer fra 11 til 22 kV i Nore I.

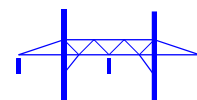
Disse planene må også ses i sammenheng med ny innmating til Nore og Uvdal (132/22 kV), og planene om å oppgradere dagens 132 kV ledning fra Flesaker til Nore II. Hvis det etableres en 132 kV forbindelse mellom Nore I og Nore II, vil det frigjøre kapasitet på linja mellom Nore II og Flesaker. Dette vil igjen gi muligheter for ny småkraft og tilkobling av Vrenga til Nore-ledningen. Det må også vurderes om fremtidig behov for linja Nore II til Sandum må forsterkes som følge av dette.

Det ble i 2012 utført en nettanalyse for å avklare hvordan en skal håndtere fremtidige uttak, innmating av produksjon fra småkraftanlegg og samordning av regional- og transmisjonsnett i Nore og Uvdal. Denne analysen er nå oppdatert, og Statnett har gjort et konseptvalg for tiltak i Nore I. Dette innebærer bla at det vil bli installert en 420/132 kV transformering i Nore I, slik at 300 kV linja fra Uvdal II – Nore I etter hvert kan spenningsnedgraderes.

Alternativer for ny forsyning til Nore og Uvdal:

- Null alternativet: Nye 11/22 kV transformatorer og andre tiltak i Nore I.
- Alternativ 1: Ny utendørs transformatorstasjon i Nore I (Gis anlegg, ombygging av 300 kV nettet Uvdal II – Nore I til 132 kV og sammenkobling av Nore I og Nore II på 132 kV).
- Alternativ 2: Ny utendørs transformatorstasjon ved Nore I på Granhaugen eller Dokkeberg. (Konvensjonelt anlegg, ombygging av 300 kV nettet Uvdal II – Nore I til 132 kV og sammenkobling av Nore I og Nore II på 132 kV).

I 2022 er det søkt konsesjon på alternativ 2, dvs bygging av ei ny linje fra Nore II til Dokka hvor det bygges en ny transformatorstasjon som vil få navnet Rødberg.



Planer for utvikling av kraftsystemet

I dette området er en også i gang med å bygge et nytt kraftverk i Godfarfossen ved Dagali. Stasjonen vil få en installert ytelse på 9,9 MVA og vil bli ferdigstilt i 2024. Stasjonen vil bli tilknyttet Statnetts kompenseringssanlegg i Dagali.

Som nevnt under planer for Kongsberg regionen kan det når restlevetiden på 66 kV linja fra Vrenga til Stengelsrud utløper bli aktuelt å overføre produksjonen i Vrenga til Nore-ledningen. Disse forholdene vil bli nærmere avklart når arbeidet med forsyningsituasjonen til Flesberg er bestemt.

Det vil i planperioden bli utført en tilstandskontroll for å få oversikt over behovet for tiltak på 132 kV linja fra Flesaker til Nore II. Hvis det er snakk om ombygging, vil det bli vurdert om linja skal bestå som dobbellinje eller bygges om til enkellinje. Hvis det etableres en forbindelse til transmisjonsnettet i Nore I, vil det sannsynligvis være tilstrekkelig med enkellinje, men dette må ses nærmere på ved omstrukturering av regional- og transmisjonsnettet i Numedal.

Alternativer for ombygging av Nore II - Flesaker:

Null alternativet: Rehabilitering av dagens linje.

Alternativ 1: Ny 132 kV dobbellinje.

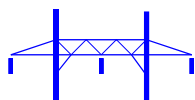
Alternativ 2: Ny 132 kV enkeltlinje.

6.3.4 Region Drammen – Hurum

Dagens hovedforsyning til Drammen er sårbar og har ikke tilfredsstillende reserve hvis det oppstår en feil. Uavhengig av hvilket scenario belastningen vil følge, vil det være høy last i deler av 50 kV nettet og i transformeringen fra 132 til 50 kV. Det arbeides derfor med å styrke forsyningen til dette området ytterligere. Målsetningen er økt sikkerhet og reduserte konsekvenser ved feil, samt å tilrettelegge for langsiktig netteffektivisering.

Utredningene viser at det systematisk bør foregå en omlegging av forsyningen i Drammen ved at deler av belastningen flyttes over til uttak direkte tilknyttet 132 kV nettet. Et ledd i dette arbeidet er etableringen av 132 kV linje/kabel fra Bråtan til Bragernes transformatorstasjon i 2016. I løpet av en 5 års periode vil 132 kV nettet bli ført videre til transformatorstasjonene på Sundland og Langum. Høsten 2021 ble det sendt konsesjonssøknad på oppgradering av Sundland transformatorstasjon til erstatning for dagens anlegg på Grønland og Sundland. Dette vil være neste trinn i arbeidet med å styrke forsyningsikkerheten til Drammen.

Med planer om boliger og næring på Lierstranda kan det bli aktuelt å forsyne deler av Lier fra Spikkestad. Et alternativ kan også være å etablere en 50/22 kV transformering i Fjellheim transformatorstasjon som ligger ved kommunegrensen mellom Lier og Drammen. Et annet alternativ som også vurderes er ny forsyning på 132 kV mellom Spikkestad/Hafskjold og Fjellheim. Dette alternativet kan ytterligere bli forsterket med planer om nytt sykehus på Brakerøya.

**Alternativer for ny forsyning til Lier/Brakerøya:**

- Null alternativet: Forsyning fra Spikkestad og Fjellheim transformatorstasjoner på henholdsvis 22kV og 11kV.
- Alternativ 1: Forsyning fra Spikkestad og Fjellheim transformatorstasjoner på 22kV
- Alternativ 2: Ny 50kV fra Spikkestad til Fjellheim transformatorstasjon og 22kV fra Fjellheim til Spikkestad
- Alternativ 3: Ny 132/22/11kV stasjon på Brakerøya med forsyning på 132 kV fra Fjellheim og Spikkestad.

I 2014 ble det sammen med Energi 1 Follo Røyken (nå Norgesnett) og Lier Energi gjennomført en utredning for å vurdere forsyningssituasjonen i disse kommunene. Hvis utviklingen blir som forventet, ser det ut til å være aktuelt med en ny transformatorstasjon på Follestad i Røyken i perioden 2025 – 2030. Dette alternativet må også sees i sammenheng med utviklingen i Lier.

Alternativer ny 132kV transformatorstasjon i Follestad:

- Null alternativet: Rehabilitering av Bødalen- og Spikkestad transformatorstasjon.
- Alternativ 1: Ny 132/22kV stasjon på Follestad.
- Alternativ 2: Rehabilitering og videreutvikling av Bødalen og Storsand transformatorstasjon

En videre utvikling av 50(132) kV nettet i Drammen og overgang til 132 kV vil være avhengig av anleggenes tekniske tilstand og belastningsutvikling. I utgangspunktet ser en for seg en gradvis overgang til 132 kV i de sentrumsnære stasjonene i Drammen. I dette området vil derfor kraftlinjer og kabler i all hovedsak bli bygd for 132 kV spenning.

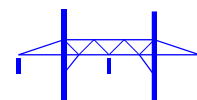
I løpet av 20-25 år vil 50 kV linjene fra Modum til Drammen ha nådd sin teknisk-økonomiske levetid, og det vil bli vurdert om de skal rives eller rehabiliteres. Før linjene eventuelt kan fjernes, må forsyningen til Drammen forsterkes utover det som er nevnt i planene over.

Alternativer 50 kV linjene fra Modum til Drammen:

- Null alternativet: Beholde 50kV linjene slik de er i dag.
- Alternativ 1: Rive linja Gravfoss – Drammen og videreføre linja Kaggefoss – Drammen.
- Alternativ 2: Rive begge 50 kV linjene, Lie overføres til 132 kV nettet, Kaggefoss oppgraderes og ombygging til dupleks Langum - Flesaker

6.3.5 Region Øvre Eiker – Modum

Det er nå etablert en gjennomgående 132 kV forbindelse mellom innføringsstasjonene på Ringerike og i Flesaker. På strekningen fra Flesaker til Setersberg består denne



Planer for utvikling av kraftsystemet

forbindelsen av en dobbellinje hvor det ene trådsettet drives på 66 kV og det andre på 132 kV.

På sikt vil det bli en overgang til 132 kV på trådsettet som i dag driftes på 66 kV i linja fra Flesaker til Hovde. Ved behov for opprusting av Hovde transformatorstasjon, må valg av tiltak vurderes i lys av dette, samt hvilken løsning som velges i forbindelse med økt behov for transformeringskapasitet og reserve i 66 - 22 kV nettet mellom Hovde og Eggedal.

Alternativer som er skissert er:

Ombygging av Hovde transformatorstasjon

Alternativer:

- Null alternativet: Rehabilitering av 66 kV anlegget og utskifting av én av transformatorene.
- Alternativ 1: Rehabilitering av 66 kV anlegget, én ny transformator til forsyning av 66 kV nettet, og én ny 66-22 kV transformator som har kapasitet til å håndtere belastningen i Hovde.
- Alternativ 2: Sette inn en ny 132/66/22 kV transformator som erstatter en av de eksisterende.

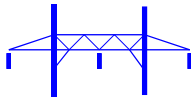
Kapasiteten nærmer seg fullt utnyttet på 132/22 kV transformatoren i Eggedal. Med fortsatt store planer for hytteutbygging, samt forventet generell forbruksøkning i området, er det nødvendig å øke kapasiteten på denne innmatingen. Det kan også være aktuelt å etablere en gjennomgående forbindelse mellom Eggedal og Granli transformatorstasjoner for å sikre forsyningen i dette området. Hvis denne forbindelsen etableres, vil det være behov for en transformering fra 132 til 66 kV i Eggedal. Alternativer som vurderes er:

Alternativer for økt forsyningskapasitet til Eggedal

- Null alternativet: Ny 132/22 kV transformator med større kapasitet.
- Alternativ 1: Sette inn en ny 132/22 kV transformator i tillegg til eksisterende.
- Alternativ 2: Sette inn en ny 132/66/22 kV transformator i tillegg til eksisterende.
- Alternativ 3: Bygge ny 132/22 kV transformatorstasjon ved Djupsjøen.

Stasjonene tilknyttet 66 kV nettet mellom Flesaker og Setersberg vil over tid bli bygd om til 132 kV. I først omgang gjelder dette Hokksund transformatorstasjon som har en alder og tilstand som gjør at det om 10 – 15 år vil være behov for rehabilitering. Ombygging av Vestfossen transformatorstasjon ligger noe lengre fram i tid. Her kan det også bli aktuelt med planer når Eiker transformatorstasjon er bygd.

Før en går over til 132 kV på begge trådsettene mellom Flesaker og Setersberg vil det bli vurdert om Skotselv transformatorstasjon skal opprettholdes som innmatingspunkt. Hvis belastningen forblir liten, kan det være at et alternativ være å overføre belastningen til omkringliggende stasjoner.



Alternativer for ombygging av Hokksund og Vestfossen transformatorstasjoner:

Null alternativet: Rehabiliterer Hokksund og Vestfossen transformatorstasjoner på 66 kV.

Alternativ 1: Rehabiliterer Hokksund og Vestfossen transformatorstasjoner på 132 kV.

6.3.6 Region Ringerike - Hadeland

Tilstanden og kapasiteten på nettet i denne regionen er stort sett god. Dette bekreftes også gjennom analysene av scenariene som viser at nettet håndterer de belastningssituasjonene som kan opptre.

De siste årene er det etablert betydelig med ny næring på det tidligere industriområdet til Norske Skog på Follum. Effektuttaket har økt med 40 – 50 MW, og det er nå diskusjoner med Treklyngen om ytterligere en økning på ca 80 MW. Over tid vil Statnett derfor øke kapasiteten på transformeringen fra 420 til 132 kV i dette området.

Det er nå bestemt at det ikke er aktuelt å bygge om 132 kV linja fra Ringerike til Smestad til 420 kV. Statnett er derfor i ferd med å rive linja på strekningen fra Ringerike til Ultvedt. På strekningen fra Ringerike til Ultvedt vil linja bestå til forsyning av stasjonene Eikli og Ultevd. t.

Seksjonen fra Sørumsdal til Monserud, som opprinnelig ble bygd med tanke på en 132 kV ring rundt Hønefoss, vil i noe tid fremover fortsatt bli drevet på 22kV. I forbindelse med bygging av Ringeriksbanen vil imidlertid noen hundre meter bli revet. I tillegg kan det være aktuelt å koble Eikli transformatorstasjon til begge trådsettene på dobbelledningen Ringerike–Ultevd. t, samt over tid installere en transformator til i Eikli for å bedre reserveforholdene.

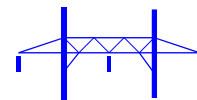
Avhengig av teknisk tilstand og behov, kan det i siste del av planperioden bli aktuelt med ombygging eller rehabilitering av 132 kV ledningen Nore II - Sandum.

6.3.7 Region Hallingdal – Hemsedal

I 2015 ble det gjennomført en utredning for å vurdere hvilken systemspenning det i fremtiden bør satses på i regionalnettet i Hallingdal og hvilke investeringer som må gjennomføres i planperioden. Utredningen viser at det er lite behov for store investeringer, og at det er samfunnsmessig mest lønnsomt å opprettholde 66 kV som systemspenning i tiden fremover. Kun unntaksvis vil tiltak i denne regionen bli tilrettelagt for 132 kV.

Analysene av belastningsscenariene viser at det kan bli aktuelt med flytting eller utskifting av transformatorer. I Hallingdal gjelder dette blant annet stasjonene Hol, Hagaskogen og Ål, og i Hemsedal Holdemoen, Svøo og Hemsil I. Omrokking og anskaffelse av transformatorer foregår fortløpende og vil ikke bli nærmere beskrevet.

Det er registrert begynnende råde på noen av mastene til 66 kV linja fra Hemsil I til Gjuva. I siste del av perioden 2022 - 2032 kan det derfor bli aktuelt å bygge om denne linja. Følgende alternativer vurderes:



Planer for utvikling av kraftsystemet

Alternativer for ombygging av 66 kV linja Hemsil I - Gjuva:

- Null alternativet: Beholde eksisterende linje, men skifte ut stolper og traverser ved behov.
- Alternativ 1: Samme som nullalternativet, men linetverrsnittet økes fra FeAl 70 til 240.
- Alternativ 2: Bygge om seksjonsvis. Linetverrsnittet økes fra FeAl 70 til 240.
- Alternativ 3: Bygge ny linje. Linetverrsnittet økes fra FeAl 70 til 240.

Over tid vil 300 kV nettet i Hallingdal bli bygd ned og erstattet med 420 kV. Våren 2022 startet Statnett et arbeid med å utarbeide en samlet plan for hele området (Områdeplan for Ringerike og Hallingdal). I første omgang vil planen skissere hvilke tiltak det er behov for i transmisjonsnettet. Sentralt i dette arbeidet er samordning av tiltak i både transmisjons- og regionalnettet.

I forkant av arbeidet med områdeplanen ble det i 2021 gjennomført en nettanalyse for å komme fram til hvordan produksjonen i kraftstasjonen Hol 3 skal tilknyttes transmisjons- og regionalnettet. Bakgrunnen er behov for reinvesteringer i både regional- og transmisjonsnettet tilknyttet Usta. Disse planene vil inngå som en del av områdeplanen i Hallingdal – Ringerike.

Alternativer for ombygging Usta – Hol III – Kleivi:

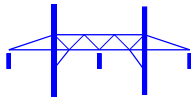
- Null alternativet: Nye kabler i Hol III, spenningsnedgradering av eksisterende 300 kV linje Hol III-Usta, eksisterende linje Usta – Kleivi.
- Alternativ 1: Nye kabler i Hol III, ny 66 kV linje med tverrsnitt FeAl 240 til Usta og Kleivi.
- Alternativ 2: Ny 66 kV kabel Hol III – Usta - Kleivi..

I slutten av planperioden planlegges en ombygging av 66 kV nettet mellom Ål og Kleivi og mellom Nes og Svenkerud. Planen er å oppgradere disse ledningene fra FeAl 70 til FeAl 185, eventuelt FeAl 240, men kabel vurderes også som et alternativ.

Alternativer for ombygging Ål – Kleivi og Nes – Svenkerud:

- Null alternativet: Bygge ny 66 kV linje med tverrsnitt FeAl 185.
- Alternativ 1: Bygge ny 66 kV linje med tverrsnitt FeAl 240.
- Alternativ 2: Bygge ny 132 kV linje med tverrsnitt FeAl 240.

I første del av planperioden vil det bli behov for økt forsyningskapasitet i området Holdemoen – Tottelia. Et alternativ til utvidelse av Holdemoen transformatorstasjon er å etablere en ny stasjon i Tottelia.

**Alternativer - ny transformatorstasjon i Tottelia - Hemsedal**

Null alternativet: Utvide kapasiteten i Holdemoen transformatorstasjon

Alternativ 1: Bygge ny transformatorstasjon i Tottelia

Hemsedal har i dag kun ensidig forsyning. Det vil bli satt i gang en utredning for å vurdere om det kan forsvares å etablere tosidig forsyning til dette området. Ett av alternativene kan da være å bygge ei ny 66 kV linje fra Hallingdal til Hemsedal. Arbeidet med å avklare alternativer er foreløpig ikke startet.

Alternativer for reserveforsyning til Hemsedal:

Null alternativet: Ny 66 kV linje fra Hallingdal til Hemsedal.

Alternativ 1: Ny innmating fra 300 kV linja Hemsil 2 – Borgund.

Jernbaneverkets planer om 2 nye omformerstasjoner i Hallingdal er foreløpig lagt på is. De nye stasjonene var tenkt plassert på Hol og Gulsvik. I stedet er det nå planer om å ruste opp og øke kapasiteten i eksisterende omformerstasjoner på Nesbyen og Haugastøl.

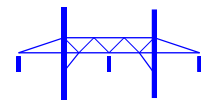
Alternativer for forsyning av Bergensbanen:

Null alternativet: Opprusting og økt kapasitet i omformestasjonene på Nesbyen og Haugastøl.

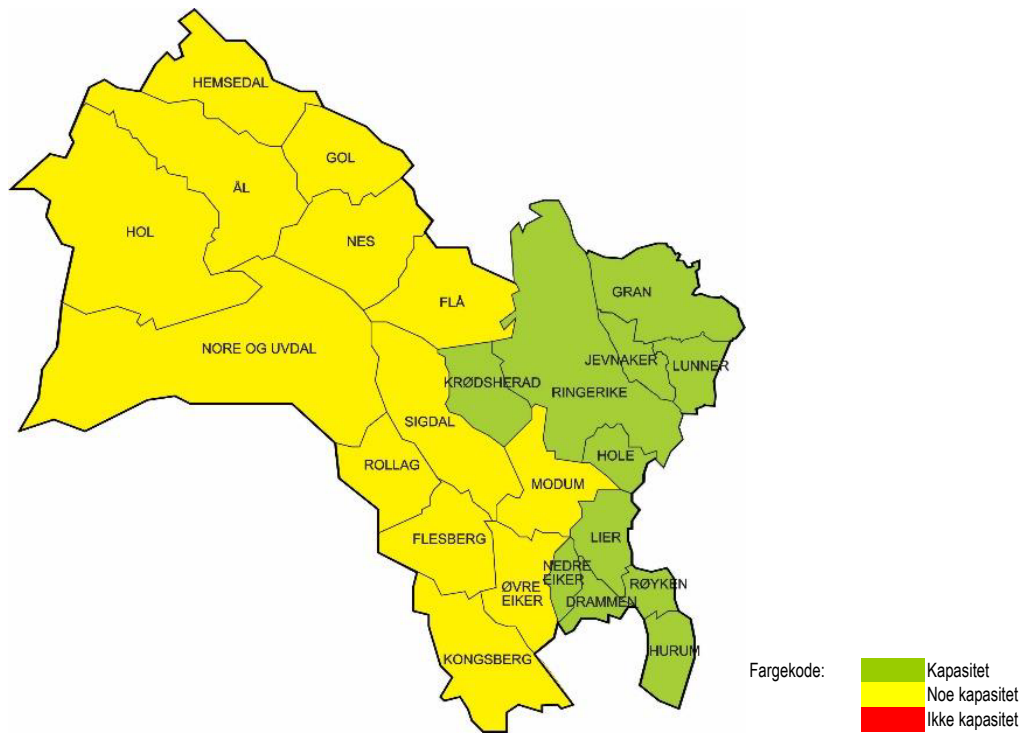
Alternativ 1: Bygging av 2 nye omformerstasjoner.

6.4 MULIGHETER FOR TILKNYTNING AV NY KRAFTPRODUKSJON

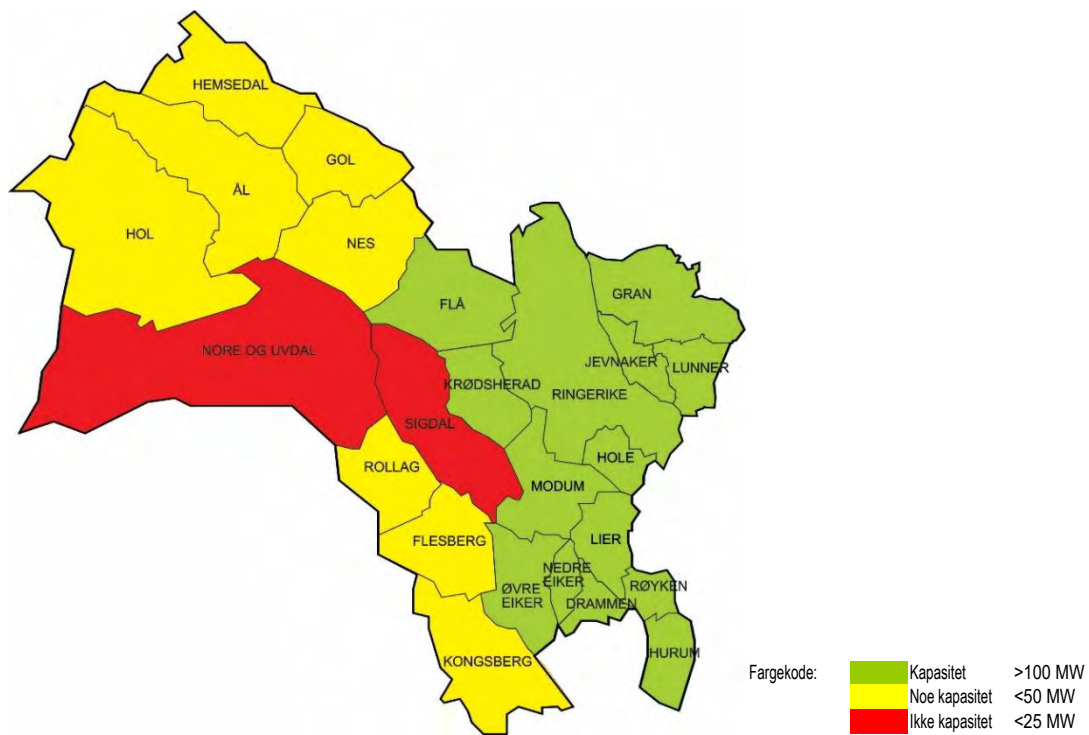
Oversikten på neste side viser kapasiteten og muligheten til tilknytning av ny kraftproduksjon. Nettkapasiteten er vurdert med bakgrunn i dagens nett og belastningssituasjon. Kommuner med god kapasitet er markert med grønt, kommuner med noe kapasitet med gult, og områder det pr i dag ikke er plass til mer kraftproduksjon er markert med rødt.



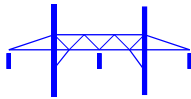
Planer for utvikling av kraftsystemet



Figur 7 – Kapasitet til ny kraftproduksjon i distribusjonsnettet.



Figur 8 - Kapasitet til ny kraftproduksjon i regionalnettet.



7. TILTAK OG INVESTERINGSBEHOV I KRAFTSYSTEMET

Tabellen under gir en oversikt over de anleggene som er beskrevet i kapittel 6 og som det er planer om å bygge i perioden fram til 2042.

For hvert tiltak er det satt opp alternative gjennomføringer. Disse er betegnet med nullalternativet, alt.1, alt. 2 osv., hvor nullalternativet er en videreføring av dagens nett.

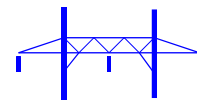
For den første 10 års perioden, 2022 - 2032, er det foretatt en noe mer detaljert vurdering av tiltak og alternativer enn det som er gjort for perioden 2032 – 2042. Tiltakene for sistnevnte periode må derfor ses på som løsninger som kan bli aktuelle og som foreløpig kun er på idéstadiet.

7.1 TILTAK 2022-2032

Tabell 1 - Ombygging og nyanlegg i regionalnettet

Prosjektnavn	Alternativ	Tiltak	Plassering (kommune)	Bakgrunn for tiltak	Inv. kostnad (mill kr)	Idriftsettelse (år)
Lier - Brakerøya (ny forsyning)	Nullalternativ	Tiltak i Spikkestad og Fjellheim tr.stasjoner 50/22kV i Fjellheim	Drammen, Røyken	Forbruksøkning	44,2	2024
	Alt 1	50kV Spikkestad – Fjellheim og 22kV i Fjellheim	Drammen, Lier	Forbruksøkning	37,5	2024
	Alt 2	Ny 132 kV Fjellheim-Spikkestad og ny stasjon på Brakerøya	Drammen, Lier, Røyken	Forbruksøkning	127,9	2024
	Alt 3		Drammen, Lier, Røyken	Forbruksøkning	200,3	2029
Økt forsyningskapasitet til Eggedal	Nullalternativ	Ny transformator med økt kapasitet	Sigdal	Forbruksøkning	9,0	2026
	Alt 1	Ny transformator i tillegg til eksisterende	Sigdal	Forbruksøkning	19,1	2026
	Alt 2	Ny treviklingstransformator i tillegg til eksisterende		Forbruksøkning	27,6	2026
	Alt 3	Ny transformatorstasjon på Djupsjøen		Forbruksøkning	47,5	2026

Forts. neste side

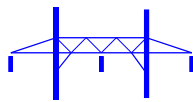


Tiltak og investeringsbehov

Forts. fra forrige side

Prosjektnavn	Alternativ	Tiltak	Plassering (kommune)	Bakgrunn for tiltak	Inv. kostnad (mill kr)	Idriftsettelse (år)
Ny transformatorstasjon Tottelia – Hemsedal	Nullalternativ	Utvidelse av Holdermoen trafostasjon	Hemsedal	Forbruksøkning	38,0	2028
	Alt 1	Ny stasjon i Tottelia			55,5	2028
Ombygging av Hovde	Nullalternativ	Rehab av 66kV-anlegg	Modum	Forbruksøkning/ rehabilitering	36,0	2028
	Alt 1	Rehab av 66kV-anlegg, ny 132/66 og 66/22 transformator	Modum	Forbruksøkning/ rehabilitering	62,5	2028
	Alt 2	Ny 132/66/22kV transformator	Modum	Forbruksøkning/ rehabilitering	57,0	2028
Usta – Hol III - Kleivi	Nullalternativ	Nye kabler i Hol III, spenningsnedgr. HolIII - Usta	Hol	Teknisk tilstand	5	2025
	Alt 1	Nye kabler i Hol III, ny 66 kV linje Usta - Kleivi	Hol	Teknisk tilstand	7	2025
	Alt 2	Ny 66 kV kabel Hol III og Usta - Kleivi	Hol	Teknisk tilstand	10,5	2025
Vrenga/ Vangestad (forsyning til Flesberg)	Nullalternativ	Rehabilitering av 66 kV linja Stengelsrud - Vrenga	Kongsberg, Flesberg	Teknisk tilstand	32,7	2030
	Alt 1	Ny Vangestad tr.stasjon	Flesberg	Reserve/levering spålitelighet	25,0	2030
	Alt 2	Vrenga overføres til Noreledningen	Flesberg	Ny produksjon	22,1	2030
Hemsil 1 - Gjuva (ombygging av linja)	Nullalternativ	Beholde eksisterende linje, utskifting av stolper og traverser ved behov.	Hemsedal	Teknisk tilstand	13,5	2030
	Alt 1	Samme som nullalternativet, linetverrsnittet økes fra FeAl 70 til 240.	Hemsedal	Teknisk tilstand	15,3	2030
	Alt 2	Bygge om seksjonsvis, linetverrsnittet økes fra FeAl 70 til 240.	Hemsedal	Teknisk tilstand	47,5	2030
	Alt 3	Bygge ny linje, linetverrsnittet økes fra FeAl 70 til 240.	Hemsedal	Teknisk tilstand	63,3	2030

Forts. neste side

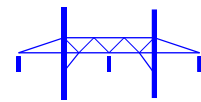

Tiltak og investeringsbehov

Forts. fra forrige side

Prosjektnavn	Alternativ	Tiltak	Plassering (kommune)	Bakgrunn for tiltak	Inv. kostnad (mill kr)	Idriftsettelse (år)
Follestad transformatorstasjon (ny stasjon)	Nullalternativ	Rehabilitering av Bødalen- og Spikkestad transformatorstasjon	Røyken/Hurum	Reserve/levering spålitelighet	41,2	2028
	Alt 1	Ny Follestad transformatorstasjon	Røyken/Hurum	Reserve/levering spålitelighet	72,9	2027
	Alt 2	Rehabilitering og videreutvikling av Bødalen og Storsand transformatorstasjon	Røyken/Hurum	Reserve/levering spålitelighet	53	2030
Ål-Kleivi og Nes - Svenkerud (ombygging av linja)	Nullalternativ	Ny 66 kV linje - FeAl 185	Hallingdal	Tilstand	33,6	2027
	Alt 1	Ny 66 kV linje - FeAl 240	Hallingdal	Tilstand	45,0	2027
	Alt 2	Ny 132 kV linje - FeAl 240	Hallingdal	Tilstand	59,0	2027

7.2 TILTAK 2032-2042
Tabell 2 - Ombygging og nyanlegg i regionalnettet

Prosjektnavn	Alternativ	Tiltak	Plassering (kommune)	Bakgrunn for tiltak	Inv. kostnad (mill kr)	Idriftsettelse (år)
Hokksund og Vestfossen (ombygging av transformatorstasjoner)	Nullalternativ	Rehabilitering av eksisterende 66kV anlegg	Øvre Eiker	Teknisk tilstand	40,5	2023
	Alt 1	Ombygging til 132kV	Øvre Eiker	Teknisk tilstand	101,0	2032
Reserveforsyning til Hemsedal	Nullalternativ	Ny 66 kV linje Gol - Hemsedal	Hemsedal/Hallingdal	Reserve/levering spålitelighet	84,3	2033
	Alt 1	Ny innmating fra 300kV Hemsil 1-Borgund	Hemsedal	Reserve/levering spålitelighet	200	2033
Forsyning av Bergensbanen	Nullalternativ	Opprusting av eks. omformerstasjoner	Hallingdal	Forbruksøkning	60	2032
	Alt 1	Nye omformerstasjoner	Hallingdal	Forbruksøkning	98	2032
50 kV ledningene Modum – Drammen (oppretholde eller rive)	Nullalternativ	Rehabilitering ledningene	Modum, Øvre Eiker, Nedre Eiker, Drammen	Reserve/levering spålitelighet	112	2033
	Alt 1	Rive den ene ledningen		Reserve/levering spålitelighet	141,2	2033
	Alt 2	Rive begge ledningene		Reserve/levering spålitelighet	182	2035
Flesaker - Nore II (rehabilitering av linja)	Nullalternativ	132kV rehabilitering	Numedal	Tilstand	88	2035
	Alt 1	132kV ny dobbeltlinje	Numedal	Tilstand	404	2035
	Alt 2	132kV ny enkeltlinje	Numedal	Tilstand	324	2035



Tiltak og investeringsbehov
