



Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

**Masteroppgave 2023 30 stp**

Fakultet for realfag og teknologi

# **Observasjoner og nødvendige hensyn ved plassering av små modulære reaktorer (SMR) i Bergen og omland fra et kraftsystemperspektiv**

Observations and Necessary Considerations in  
Regard to the siting of Small Modular Reactors  
(SMRs) in the Bergen Area from a Power Grid  
Perspective

**Margrethe Synnevaag Malm**

Miljøfysikk og fornybar energi

## Forord

Siden 2019 da jeg deltok på et foredrag med Sunniva Rose om kjernekraft ved NMBU, har jeg hatt en stor interesse for kjernekraft. I utgangspunktet hadde jeg ikke et spesielt forhold til kjernekraft. Det som ble vendepunktet for meg, var at jeg, i løpet av foredraget, forstod hvor mye informasjon rundt kjernekraft jeg hadde tatt for gitt at var sant. Jeg ble nysgjerrig på hvorfor meningene rundt kjernekraft i Norge har vært så sterke, når atomkraft virket så lurrt, og så trygt. Jeg ble nysgjerrig på hvor mye av det som ble presentert under foredraget, som de fleste i samfunnet faktisk visste om. Siden den gang har jeg slukt alt av debattinnlegg og nyheter om kjernekraft. Spesielt stor har interessen vært for små modulære reaktorer (SMR), som jeg skrev semesteroppgave om i 2021. Det som fanget meg spesielt med denne type reaktor var at disse ble hevdet å ha løsninger på utfordringer som ofte forbindes med store konvensjonelle reaktorer: Økt trygghet, lavere konstruksjonstid, lavere kostnader, mindre arealbruk, evne til å lastfølge. Ballen begynte å rulle hos Institutt for energiteknikk (IFE) i Halden, der jeg hadde sommerjobb sommeren 2022. Så ble Norsk Kjernekraft AS startet opp, og debatten rundt kjernekraft tok seg opp i samfunnet for alvor. Og ønsket mitt om å få skrive om kjernekraft ble møtt og tatt videre da jeg tok kontakt med BKK i Bergen, og jeg fikk selvtillit til å tørre å satse.

Masteroppgaven om kjernekraft på Vestlandet fra nettperspektiv har betydd utrolig mye. Den har gjort at jeg har kunnet fordype meg i noe som jeg har så stor interesse for. Den har gjort at jeg har fått bli kjent med så mange underveis. Og hatt så mange innholdsrike og spennende diskusjoner. Den har også gjort at jeg har fått dele noe av det jeg brenner for, med andre. Og gjennom masteroppgaven min har jeg også fått en fantastisk mulighet til å holde foredrag om kjernekraft i Norge hos BKK! I tillegg har jeg gjennom masteroppgaven fått muligheten til å få bli bedre kjent med IFE i Halden og også å få bli kjent med BKK. Jeg har fått sitte hos dem for å jobbe, og de har bidratt med tilgang til nødvendig utstyr og verktøy.

Tusen takk til alle som har motivert meg underveis, støttet meg og delt sin kunnskap og sine meninger med meg. Heidi, min masterveileder, som hele tiden har motivert meg til å satse på oppgaven jeg ønsket meg, og som alltid har vært tilgjengelig når jeg har trengt det. Også tusen tusen takk til Sonja i BKK, som har fulgt meg opp tett hele perioden, hatt utallige samtaler med meg og vist meg mye om hvordan BKK jobber. Tusen takk til Robert, som har alltid har vært behjelpelig med informasjon om kjernekraft, og som har gitt meg innsikt i SMR-simulatoren hos IFE. Tusen takk til Jonny og Sunniva, som alltid har vært åpne for å diskutere, selv en hel togtur gjennom Østfold. Og tusen takk til alle jeg har møtt på min vei hos IFE og BKK, og som har inkludert meg i hverdagen sin i løpet av våren. Tusen takk til Jonas og Martin, som har vært så behjelpelige med input til oppgaven min, og som har tatt seg tid til å følge meg opp. Tusen takk også til den fantastiske mastergjengen min, som jeg dessverre fikk vært sammen med alt for lite denne våren. Og ikke minst tusen takk til både familie og svigerfamilie, som har vært uvurderlige i denne prosessen.

Jeg har lært masse om meg selv, lært å stå i gode perioder men også i tøffe perioder der ting ikke går slik det skal - med god støtte fra alle rundt meg.

---

Ski, 1. oktober 2023

Margrethe S. Malm  
Margrethe Synnevaag Malm

---

## Sammendrag

Med grunnlag i det massive behovet for elektrisk kraft blant annet for å støtte opp under en betydelig forbruksvekst, etablering av grønn industri og elektrifisering av petroleumsvirksomhet og næring, settes det nå igang med utredninger knyttet til etablering av kjernekraft i form av små modulære reaktorer (SMR) i Norge. Dette medfører et behov for å vurdere etablering av små kjernekraftverk i lys av kapasiteten i kraftnettet.

Hensikten med denne oppgaven er å kartlegge eventuelle sårbare situasjoner i form av overlast som må tas stilling til fra kraftsystemperspektiv dersom SMR etableres på Vestlandet i 2030. For gjennomføring av analysen benyttes en statistisk modell utarbeidet av og i bruk hos BKK Nett. Modellen inkluderer dagens kraftnett for Bergen og omegn i tillegg til tiltak og tilknytning av produksjon og forbruk som skal iverksettes innen 2030. Med utgangspunkt i konkrete planer om industriforbruk på 700 MW både i Øygarden og på Lindås simuleres det tilknytning av 12 seriekoblede 50 MWe-reaktorer (megawatt elektrisk) av typen Nuscale SMR i Øygarden, på Lindås og begge steder for å møte det planlagte forbruket. Tre ulike forbrukssituasjoner - tilknytning av forbruk i Øygarden, tilknytning av forbruk på Lindås og tilknytning begge steder samtidig - simuleres for hver av situasjonene, og også for et referansescenario uten noen SMR. Simuleringene gjøres i form av lastflytanalyser både for en normalsituasjon uten utfall, og for ulike og potensielle utfallssituasjoner. For hver simulering hentes linjene som overbelastes og respektive belastningsgrader ut med mål om å kartlegge situasjoner som må tas stilling til i lys av kraftsystemets belastningsbilde dersom SMR etableres på Vestlandet. Verktøyet som benyttes i simuleringene er PSS<sup>®</sup>E utviklet av Siemens, i versjon 34.

Resultatene viser at det må tas stilling til overbelastning av forbindelsene mellom Modalen og Bergen sentrum og mellom Fana og Kollsnes dersom SMR etableres på Vestlandet, forbindelser som i hovedsak ligger i 300 kV-nettet. I tillegg må det tas hensyn til overbelastning i forbindelsene mellom Lindås og Øygarden både i 420 kV- og i 132 kV-nettet. Antallet overbelastede forbindelser og belastningsgrad ble funnet å variere noe for de ulike scenarioene, og mens scenarioene der SMR plasseres både i Øygarden og på Lindås resulterte i situasjonen med færrest overbelastede linjer, vil en mulig etablering av SMR på Lindås kreve langt flere tiltak for å håndtere en betydelig andel overbelastede forbindelser.

Uforventet nok resulterte utfall ved samtlige scenarioer i spenningskollaps, bortsett fra situasjonen med SMR både i Øygarden og på Lindås. I en situasjon uten SMR var det ikke mulig å tilknytte forbruk begge steder i det hele tatt i en normalsituasjon uten utfall. Videre resulterte etablering av SMR på Lindås i flere spenningskollapser ved en utfallssituasjon enn det en etablering av SMR i Øygarden gjorde. Resultatene indikerer at situasjoner med overbelastning må tas stilling til ved etablering av SMR på Vestlandet. De kan videre tyde på at kraftnettet på Vestlandet er i langt dårligere forfatning enn først antatt, og de gir indikasjoner på at det er svært lite forbruk som kan tilknyttes før kritiske situasjoner med spenningskollaps kan oppstå.

Flere begrensninger med analysen gir muligheter for videre arbeid. Analysen bør eksempelvis gjøres i en dynamisk modell som vil kunne gi en bedre representasjon av det faktiske kraftnettet på Vestlandet blant annet gjennom spenningsregulering og en realistisk kraftoverføring mot øvrig kraftnett. I tillegg bør retningen på kraften undersøkes nærmere for hver av situasjonene for å kunne forstå årsaken til at kraftflyten resulterer i overbelastninger og bestemme eventuelle tiltak. Videre bør analysen også gjøres for andre typer reaktorer, andre ytelser, plasseringer i nettet og andre laster.

---

## Abstract

With a basis in the massive need for electric power, among other things, to support a significant increase in consumption, the establishment of the renewable energy industry and the electrification of petroleum operations and industry, studies are now commencing regarding the establishment of nuclear power production in the form of small modular reactors (SMRs) in Norway. This behooves a need to assess the establishment of SMR in light of the capacity in the power grid.

The purpose of this thesis is to map out any vulnerable situations in the form of overload that must be considered from a power system perspective if SMRs were to be established on the west coast of Norway in 2030. A static model currently employed by BKK Nett was used to carry out the analysis. The model includes the current power grid for the city of Bergen and the surrounding area. It also includes measures as well as connection of production and consumption to be implemented by 2030. Based on specific plans for industrial consumption of 700 MW both in Øygarden and on Lindås, the connection of 12 series-connected 50MWe (megawatt electric) reactors of the Nuscale type SMR is simulated in Øygarden, at Lindås and both places at once to meet the planned consumption. The three different consumption situations were simulated - connection of consumption in Øygarden, connection of consumption on Lindås and connection in both places at the same time -, and compared to a reference scenario without SMR. The simulations were executed in the form of load flow analysis both for a normal situation with no outages, and for different or potential outage situations. For each simulation, the lines that are overloaded and respective load levels are retrieved with the purpose of mapping situations that must be viewed from a load perspective if SMRs were to be established in Western Norway. The tool used in the simulations is PSS<sup>®</sup>E, developed by Siemens. Version 34 was used.

The results show that a consideration must be made about the overload of the connections between Modalen and the center of Bergen, and between Fana and Kollsnes if SMRs would be established in Western Norway, whose connections are mainly in the 300 kV grid. In addition, the overload in the connections between Lindås and Øygarden in both the 420 kV and 132 kV power grid must be taken into account. The number of congested compounds and the degree of strain were found to vary somewhat for the various scenarios, and while the scenarios where SMRs are placed both in Øygarden and on Lindås resulted in the situation with the fewest congested lines, a possible establishment of an SMR at Lindås require far more measures to deal with a significant proportion of congested connections.

Unexpectedly, outages in all scenarios resulted in voltage collapse, except the situation where SMRs were placed both in Øygarden and on Lindås. In the situation without placement of new SMRs in Western Norway it was not possible to add the requested consumption in both places at all in a normal situation without a resulting voltage collapse. Furthermore, the establishment of SMRs at Lindås resulted in more voltage collapses for a outage situation than the establishment of SMR in Øygarden did. The results indicate that situations with overload must be taken into consideration if SMRs are to be established in the west coast of Norway in 2030. Furthermore, they might indicate that the power grid in Western Norway is in a far worse condition than initially assumed, and they give indications that there is very little consumption that can be connected before critical situations leading to voltage collapse might occur.

However, several limitations with the analysis provide opportunities for further work. The analysis should, for example, be done in a dynamic model, rather than a static one, which will be able to provide a better representation of the actual power grid in Western Norway, like voltage regulation and a realistic power transfer to other power grids. In addition, the direction of the power should be investigated more closely for each of the situations in order to understand the reason why the power flow results in overloads and determine any measures needed. Furthermore, the analysis should also be done for other types of reactors, other outputs, other locations in the network and at various loads.

# Innhold

<b>1</b>	<b>Innledning</b>	<b>1</b>
1.1	Bakgrunn og motivasjon . . . . .	1
1.2	Oppgavens omfang og begrensninger . . . . .	2
<b>2</b>	<b>Teori</b>	<b>4</b>
2.1	Overføring av elektrisk effekt . . . . .	4
2.1.1	Historisk perspektiv . . . . .	4
2.1.2	Grunnleggende kraftsystemteori . . . . .	4
2.1.3	Oppbygging av kraftsystemet i Norge . . . . .	10
2.1.4	Matematisk og fysisk representasjon av transmisjonslinjer . . . . .	10
2.1.5	Nettverkstopologi . . . . .	17
2.2	Lastflytanalyse . . . . .	19
2.3	SMR . . . . .	20
2.3.1	Grunnleggende reaktorfysikk . . . . .	20
2.3.2	Utfordringer knyttet til kjernekraft . . . . .	20
2.3.3	SMRs unike konsept . . . . .	21
<b>3</b>	<b>Metode</b>	<b>24</b>
3.1	Verktøy . . . . .	24
3.2	Oppsett av scenarioer . . . . .	25
3.2.1	Valg av reaktor . . . . .	25
3.2.2	Plassering og scenarioer . . . . .	27
3.3	Konfigurasjon og valg av parametre . . . . .	28
3.3.1	SMR . . . . .	28
3.3.2	Transformator . . . . .	30
3.3.3	Generatorskinne . . . . .	31
3.4	Gjennomføring av analysen . . . . .	32
3.4.1	Ulike nettverkskonfigurasjoner . . . . .	32
3.4.2	Innhenting av resultater . . . . .	32
3.5	Andre forhold . . . . .	33
3.5.1	Tilknytningspunkt mot øvrig nett . . . . .	33
3.5.2	Blown ups - en begrensning ved lastflytanalyser . . . . .	33
3.5.3	Valg av antall transformator . . . . .	34
<b>4</b>	<b>Resultater og diskusjon</b>	<b>35</b>
4.1	Ingen SMR . . . . .	35
4.2	SMR i Øygarden . . . . .	38
4.3	SMR på Lindås . . . . .	40
4.4	SMR i Øygarden og på Lindås . . . . .	43
4.5	Funn . . . . .	45
4.6	Diskusjon av resultatenes betydning . . . . .	47
4.7	Begrensninger og videre arbeid . . . . .	48
<b>5</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>51</b>
<b>A</b>	<b>Tabeller</b>	<b>57</b>
A.1	Ingen SMR . . . . .	57
A.2	SMR i Øygarden . . . . .	58
A.3	SMR på Lindås . . . . .	60

A.4 SMR både i Øygarden og på Lindås . . . . . 62

## Figurer

1	Forholdet mellom fasevektorer for strøm og spenning for ideell resistiv, induktiv og kapasitiv last . . . . .	5
2	Grafisk beskrivelse av kompleks, aktiv og reaktiv effekt og spenningen mellom spenning og strøm . . . . .	9
3	Overføring av elektrisk effekt i Norge over ulike spenningsnivåer . . . . .	10
4	Representasjon av et toportnettverk som grunnlag for representasjon av transmisjonslinjer . . . . .	11
5	Representasjon av en kort transmisjonslinje der serieresistans og reaktans er inkludert . . . . .	12
6	Representasjon av en medium lang transmisjonslinje, der shunt-kapasitansen er samlet og der hver av halvdelene plasseres på endene av transmisjonslinjen	12
7	Eksakt representasjon av linjer med fordelte linjekarakteristiske parametre .	13
8	Ekvivalentkrets som utgangspunkt for å modellere transmisjonslinjer som kretser fremfor beregning av ABCD-parametrene . . . . .	16
9	Enlinjeskjema av et eksempelnett medasket og radial struktur . . . . .	17
10	Skjematisk framstilling av en typisk trykkvannsreaktorer . . . . .	20
11	Fisjon, der en kjerne treffes av et nøytron og splittes i fisjonsprodukter . . .	21
12	Konseptet bak en SMR med iPWR-konfigurasjon . . . . .	22
13	Kart over kraftnettet evaluert i analysen med oversikt over forbindelser og spenningsnivå . . . . .	25
14	Enlinjeskjema av kraftnettet evaluert i analysen med oversikt over forbindelser og spenningsnivå . . . . .	26
15	Konfigurasjon ved tilknytning av 12 NS SMR og industrilast på 132 kV-samleskinnen i Øygarden og på Lindås i modellen . . . . .	28
16	Parameterverdier for $P$ , $Q$ , ytelse, $R$ og $X$ som legges inn for NS SMR i modellen i PSS <sup>®</sup> E . . . . .	29
17	Egenskapene som legges inn for hver av transformatorene . . . . .	30
18	Innstillinger for generatorskinner . . . . .	31
19	Rammer for Limit Checking . . . . .	33
20	Resultatene fra lastflyten der ingen SMR er tilkoblet nettet på Vestlandet .	36
21	Overbelastede linjer for de ulike forbrukssituasjonene i kombinasjon uten SMR	37
22	Belastningsgrad i BKKs nett ved utfall og der 12 x 50 MWe Nuscale-reaktorer er tilkoblet Øygarden transformatorstasjon . . . . .	38
23	Overbelastede linjer for de ulike forbrukssituasjonene i kombinasjon med SMR i Øygarden . . . . .	39
24	Fordeling av belastningsgrad i BKKs nett ved utfall og der SMR er tilkoblet Lindås transformatorstasjon . . . . .	40
25	Overbelastede linjer for de ulike forbrukssituasjonene i kombinasjon med SMR på Lindås . . . . .	41
26	Overbelastede linjer i BKKs nett ved utfall og der SMR er tilkoblet Øygarden og Lindås transformatorstasjon . . . . .	43
27	Overbelastede linjer for de ulike forbrukssituasjonene i kombinasjon med SMR i Øygarden og Lindås . . . . .	44



## Tabeller

1	Overbelastede linjer med respektive belastningsgrader uten SMR og med forbruk i Øygarden . . . . .	57
2	Overbelastede linjer med respektive belastningsgrader i en situasjon uten SMR og med forbruk på Lindås . . . . .	57
3	Overbelastede linjer med respektive belastningsgrader i en situasjon med SMR i Øygarden og forbruk i Øygarden . . . . .	58
4	Overbelastede linjer med respektive belastningsgrader i en situasjon med SMR i Øygarden og forbruk på Lindås . . . . .	58
5	Overbelastede linjer med respektive belastningsgrader i en situasjon med SMR i Øygarden og med forbruk i Øygarden og på Lindås . . . . .	59
6	Overbelastede linjer med respektive belastningsgrader i en situasjon med SMR på Lindås og med forbruk i Øygarden . . . . .	60
7	Overbelastning i en situasjon med både produksjon fra SMR og forbruk på Lindås . . . . .	60
8	Overbelastning ved en situasjon der SMR plasseres på Lindås og forbruk tilknyttet både Øygarden og Lindås transformatorstasjon . . . . .	61
9	Overbelastede linjer med respektive belastningsgrader dersom SMR plasseres både i Øygarden og på Lindås og dersom forbruk tilknyttet Øygarden transformatorstasjon . . . . .	62
10	Overbelastede forbindelser med respektive belastningsgrader dersom SMR plasseres både i Øygarden og på Lindås og dersom forbruk tilknyttet Lindås . . . . .	62
11	Overbelastede linjer og tilhørende belastningsgrader dersom både SMR og forbruk tilknyttet Øygarden og Lindås transformatorstasjon . . . . .	63

# 1 Innledning

## 1.1 Bakgrunn og motivasjon

Sommeren 2022 markerer et vendepunkt i det norske samfunnet når det gjelder synet på kjernekraft i Norge. Da kunngjorde nemlig selskapet Norsk Kjernekraft AS (NKK) sin oppstart med hensikt å etablere drift av atomreaktorer i Norge [1]. Motstanden mot atomkraft i Norge har lenge vært betydelig, og Norges erfaring med drift av kjernekraftreaktorer har vært begrenset til forskning. Siden oppstarten av NKK har derimot flere kommuner stilt seg positive til kjernekraft. I tillegg har nå også flere politiske partier åpnet for at kjernekraft kan utgjøre en viktig del av fremtidens energiproduksjon i Norge [2].

Den store interessen for kjernekraft i Norge har sin bakgrunn i situasjonen landet nå befinner seg i knyttet til det massive og økende behovet for elektrisk kraft [3, 4], både regulerbar og ikke-regulerbar [5, 6]. Arbeidet mot å nå FN-målene og muliggjøre det grønne skiftet i Norge medfører store behov for kraft til elektrifisering av petroleumsvirksomhet og bedrifter som vil nå sine mål om reduserte klimautslipp, og også til nye bedrifter som vil starte opp grønn industri [5, 7]. Videre bidrar også økende andeler kraft fra uregulerbare energikilder som vind og sol til et behov for mer effekt i kraftproduksjonen [5].

Med utgangspunkt i denne situasjonen er det etablering av SMR (små modulære reaktorer) som vurderes dersom kjernekraft skulle bli aktuelt i Norge [1]. SMR defineres av International Atomic Energy Agency (IAEA) som en avansert type atomreaktor med kapasitet på opptil 300 MWe (megawatt elektrisk) [8]. Med sine unike egenskaper knyttet til sikkerhet[9], fleksibilitet knyttet til plassering [10], modularitet [9], skalerbarhet [11, 12], og små fotavtrykk [9, 10] har de en hel rekke nye anvendelser sammenlignet med andre typer kraftanlegg eller tradisjonelle kjernekraftreaktorer. Blant annet kan de bidra med pålitelig og regulerbar kraftforsyning til små eller avsidesliggende områder [10], industri med behov for stabil eller store mengder kraft, områder med begrenset tilgjengelig areal eller tilgang på tilstrekkelig mengder sol, vind og vannkraft. Videre kan disse reaktorene bidra med hurtig regulering av effekten den genererer [12], som kan være viktig for forsyningssikkerheten i fremtidens nett, i tillegg til treghet til kraftsystemet som kan bidra til økt stabilitet i kraftsystemer med store andeler kraft fra ikke-regulerbare energikilder [13].

En viktig konsekvens av oppstarten av NKK er at fokuset på kjernekraft nå flyttes fra diskusjon og over på handling. Heim, Aure og Narvik har nå inngått avtale med NKK om utredning av etablering av SMR i kommunen [3]. Det blir også gjort fortløpende vurderinger om andre lokasjoner kan være egnet for å plassere SMR [14].

Slik som Stein Lier-Hansen uttaler til Kystens.no [15], er det behov for nettopp konkrete utredninger knyttet til aspektene ved SMR i Norge. Frykten for atomkraft har bidratt til at mangel på tilstrekkelig kunnskap, og derfor også synsing i stor grad, preger debattene rundt kjernekraft i Norge. Selv med betydelig økning i interessen for kjernekraft er det fremdeles flere som er skeptiske til energikilden, og dette gjelder også innad i energibransjen. Usikkerhet både når det gjelder teknisk og sikkerhetsmessig status på atomreaktorer som bygges i dag og i fremtiden, reelle utfordringer knyttet til kjernekraft i Norge som for eksempel lagring av avfall, tid, kostnader og arealbruk gjør at det foreligger behov for fremtidige utredninger. Som en kommentar på utredningene som nå gjøres av NKK i forbindelse med SMR i Norge, svarer Lier-Hansen i Kystens.no at han tror at denne typen satsing kan gi en "tiltrent realismen og et tegn for når konsepter kan tas et steg videre frem mot produksjon" [15].

Det er derimot, undertegnede bekjent, ikke gjort utredninger knyttet til etablering av

SMR i lys av eventuelle overbelastninger i nettet. I et masket nett som utgjør mesteparten av høyspentnettet i Norge så kan endringer i produksjon og forbruk resultere i endring i effektflyten [16, 13]. Tilknytning av ny produksjon være hensiktsmessig ved at behovet for overføring av kraft til området reduseres som igjen kan bidra til avlastning av nettet, men likegjærne kan det også være ugunstig og resultere i at linjer påtrykkes en større belastning enn de har kapasitet til å tåle, eller at allerede overbelastede linjer utsettes for ytterligere belastning og dermed forsterke allerede eksisterende sårbarheter i nettet. Dette kan ha alvorlige konsekvenser som utfall av linjer og en påfølgende kaskadeeffekt, eller i verste fall en spenningskollaps som kan vise seg i form av mørkeleggelse av områder av betydelige størrelser. I tillegg er det ikke sikkert at tilknytning av ny produksjon vil være hensiktsmessig for det formålet det er tiltenkt, men i stedet flyter mot andre laster i nettet. Usikkerheten knyttet til konsekvensene av det å tilknytte ny produksjon eller nytt forbruk kan forklares med at flyten av effekt bestemmes av den relative impedansen i hver av forgreiningene, og at effektflyten velger minste motstands vei fra produsent til forbruker [16, 13].

Grunnet kompleksiteten i kraftsystemet er det ikke mulig å si hvordan flyten av effekt vil bli uten nye detaljerte lastflytanalyser [16]. Dermed er det også vanskelig å si hvilke konsekvenser implementering av SMR kan ha for det totale belastningsbildet i det norske kraftnettet. Det er derimot nødvendig å kartlegge eventuelle overbelastninger som oppstår og med det bestemme hvilke hensyn som må tas fra kraftsystemperspektiv dersom SMR etableres i Norge, og videre legge grunnlag for bestemmelse av tiltak som kan gjøres for å tilrettelegge for fremtidig kraftproduksjon fra SMR i Norge.

## 1.2 Oppgavens omfang og begrensninger

Hensikten med denne oppgaven er å kartlegge eventuelle konsekvenser i form av overlast som må tas stilling til dersom SMR plasseres på i Bergen og omland for å muliggjøre tilknytning av nytt forbruk. Som utgangspunkt for analysen benyttes en modell av kraftnettet for Bergen og omland for 2030 ved makslast, utarbeidet av og i bruk hos BKK Nett, et nettselskap på Vestlandet. Modellen omfatter kraftnettet for Bergen og omland med spenningsnivå opptil 420 kV, men området som evalueres i analysen avgrenses til å gjelde området som grenser til Øygarden i vest, Hardangerfjorden i sør, Sognefjorden i Nord og Sima i øst. I området som inngår i modellen er Lindås og Øygarden de mest kritiske i Bergen og omland når det gjelder nettkapasitet [17]. Det er konkrete planer om tilknytning av nytt forbruk relatert til ny industri på ca. 700 MW, både i Øygarden og på Lindås [18]. Analysen omfatter derfor tre ulike og sannsynlige forbrukssituasjoner som legges inn i modellen: Tilknytning av 700 MW i Øygarden, tilknytning av 700 MW på Lindås og tilknytning av 700 MW både i Øygarden og på Lindås. Analysen tar videre utgangspunkt i tre ulike caser som kan være realistiske for å møte behovet for kraft for disse områdene: SMR i Øygarden, SMR på Lindås og SMR både i Øygarden og på Lindås. I analysen velges et SMR-design som er sertifisert av United States Nuclear Regulatory Commission (NRC) [19]. Hver av disse reaktorene har en ytelse på 50 MW, men i analysen blir disse seriekoblet i serier på 12 reaktorer i hver av casene, og produksjonen som tilknyttes hver av lokasjonene er dermed tilsvarende 600 MW. I modellen legges de seriekoblede reaktorene inn på de respektive samleskinnene i 132 kV-nettet for hver av lokasjonene. Verktøyet som benyttes for modellen er PSS<sup>®</sup>E versjon 34, et simuleringsverktøy utviklet av Siemens [20]. I PSS<sup>®</sup>E bestemmes belastningen som hver av linjene i det utvalgte nettet påtrykkes ved tilknytning av ny produksjon fra SMR for hver av casene og for hver av forbrukssituasjonene gjennom lastflytanalyser. Dette gjøres både for en normalsituasjon uten utfall, og i utvalgte mulige utfallssituasjoner. Videre benyttes en innebygget funksjon i PSS<sup>®</sup>E for

å hente ut linjene som fra lastflytanalysene belastes mer enn de har kapasitet til å tåle, og de respektive belastningsgradene. Med utgangspunkt i disse resultatene blir det drøftet situasjoner med overlaster som eventuelt oppstår fra effektflyten som følger og som må tas stilling til for de ulike casene, og hvordan resultatene eventuelt varierer for hver case og sammenligne resultatene for de ulike casene.

Det må understrekes at alle valg og beslutninger som gjøres i analysen tas med hensyn til kraftsystemperspektivet såfremt ikke annet er spesifisert. Videre tas det ikke stilling til aspekter som sikkerhet, plassering av SMR, muligheter for ikke-elektriske formål fra reaktorperspektiv. Det må også nevnes at med utgangspunkt i at etablering av SMR på Vestlandet, eller andre steder i Norge forøvrig, er en forholdsvis ny problemstilling, vil valg og bruk av analyseparametre finne liten støtte i eksisterende litteratur og lignende utredninger. De fleste beslutninger om slik bruk er derfor gjort i samråd med ekstern veileder i BKK.

Det presiseres at dette ikke er en analyse der målet er å ta stilling til hvorvidt kjernekraft bør etableres i Bergensregionen eller ikke. Det tas heller ikke stilling til om kjernekraft er positivt eller negativt for kraftnettet på Vestlandet eller i resten av Norge for øvrig. Det overordnede målet med analysen er å konkretisere debatten knyttet til etablering av kjernekraft på Vestlandet ved å ta utgangspunkt i og simulere konkrete og potensielt aktuelle situasjoner knyttet til etablering av SMR på Vestlandet. I tillegg er det et mål å inkludere aspekter fra kraftsystemperspektiv i den norske kjernekraftdebatten, og til å bidra med ny kunnskap til et relativt nytt fagområde, som igjen kan bidra til et grunnlag som må på plass før en eventuell etablering av SMR kan finne sted.

Resultatene kan bidra til å belyse typisk problematikk som oppstår når ny produksjon som kraft fra SMR tilknyttes et kraftnett, både i Bergensregionen og også generelt. Dermed kan også resultatene vise hvordan kraftsystemperspektiv må inkluderes i utredninger knyttet til etablering av SMR. Videre kan også resultatene være viktige ved at de kan gi en indikasjon på om det å plassere SMR i Bergensregionen vil tjene det formål å muliggjøre tilknytning av nytt forbruk i Bergensregionen, med utgangspunkt i kraftsystemets natur. Resultatene fra analysen kan også være verdifulle for nettansvarlige, ved at de kan gi et bilde på situasjoner knyttet til overbelastning av forbindelser som kan oppstå og som må håndteres dersom SMR etableres i Bergensregionen. I tillegg kan resultatene gi unik informasjon om konsekvensene av å tilknytte produksjon og nytt forbruk i Øygarden og Lindås i Bergensregionen, der det ikke er mulig med etablering av annen regulerbar kraft som vannkraft.

## 2 Teori

### 2.1 Overføring av elektrisk effekt

#### 2.1.1 Historisk perspektiv

Gjennom et elektrisk kraftsystem overføres kraft fra generator til forbruker. Et overordnet ansvar for overføringsnettene gis i hvert land til en systemoperatør (TSO), hvis oppgave er å sikre balanse mellom produksjon og forbruk samt holde oppsyn med overføringsnettene, og i Norge er det Statnett SF som har denne rollen [21].

Helt siden begynnelsen på kommersialisering av elektrisk kraft på 1880-tallet har systemene for kraftoverføring blitt større og mer sammensatt [16]. I utgangspunktet omfattet et standard overføringssystem en individuell generator som forsynte en passende stor last. Videre har trenden siden tidlig 1900-tallet vært å sammenkoble de isolerte systemene samt utvide dem geografisk for å møte det økende antallet forbrukere. Arbeidet med å koble kraftsystemer sammen og utvide dem geografisk har blant annet vært motivert av påliteligheten og sikkerheten det medfører å ha flere generatorer som kan kompensere for hverandre dersom én av dem skulle falle bort og dermed sikre kontinuerlig forsyning [16].

Derimot resulterer den økende geografiske utstrekningen av kraftsystemer i kombinasjon med sammenkoblingen av flere kraftsystem i utfordringer knyttet til drift av overføringsnettene [16]. Et eksempel på dette er at det oppstår en gjensidig avhengighet mellom områder som innebærer at de også blir mer sårbare overfor fjerne forstyrrelser. Eksempler på slike forstyrrelser kan være svingninger i spenning eller nettfrekvens. En annen konsekvens av at kraftsystemene utvides geografisk er at viktigheten av å redusere resistive tap blir vesentlig større. Likevel er det bred enighet om at fordelene med slike sammensatte kraftsystemer veier tyngre enn ulempene, ihvertfall når det gjelder slik overføringsnettene driftes i dag [16].

#### 2.1.2 Grunnleggende kraftsystemteori

##### Fasevektor

En sinusformet spenning eller strøm med konstant frekvens karakteriseres en med en maksimumsverdi og en fasevinkel [13]. En sinusformet spenning på formen

$$v(t) = V_{maks} \cos(\omega t + \delta), \quad (1)$$

der  $\omega$  er vinkelfrekvensen og  $t$  er tiden  $t$ , har maksimumsverdien  $V_{maks}$  og fasevinkelen  $\delta$  når referert til  $\cos(\omega t)$ . *Root-mean-square*-verdien (rms), eller effektivverdien til den sinusformede spenningen er definert som

$$V = \frac{V_{maks}}{\sqrt{2}}. \quad (2)$$

Fasevektoren for representasjon av sinusformede variabler i form av rms-verdier har tre ulike former, uttrykt på eksponensiell form i likning 3, polarform i likning 4 og på rektangulær form i likning 5 [13]:

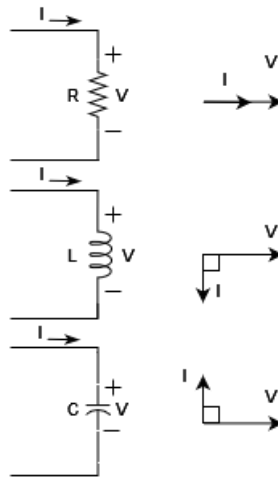
$$V = V e^{j\delta} \quad (3)$$

$$V = V \angle \delta \quad (4)$$

og

$$V = V \cos \delta + jV \sin \delta. \quad (5)$$

Figur 1 viser forholdet mellom fasevektorene for strøm (I) og spenning (V) i rms-verdier for en ideell resistiv, induktiv og kapasitiv last, der det er antatt sinusformet steady-state eksitasjon og konstante verdier for resistans (R), induktans (L) og kapasitans (C) [13], som skal spesifiseres nærmere i neste delseksjon.



Figur 1: Forholdet mellom fasevektorer for strøm og spenning for ideell resistiv, induktiv og kapasitiv last, med inspirasjon fra [13]

Figuren viser at fasevinkelen mellom strøm og spenning er  $0^\circ$  i en krets med en ideell resistiv last [13]. Videre viser figuren at strømmen blir liggende  $90^\circ$  bak spenningen når den flyter i en krets med en ideell induktiv last, mens den leder spenningen med  $90^\circ$ , altså den ligger  $90^\circ$  foran spenningen når lasten er rent kapasitiv [13].

Det presiseres at når strøm, spenning og effekt blir omtalt videre, indikerer små bokstaver (henholdsvis  $i(t)$ ,  $v(t)$  og  $p(t)$ ) momentanverdier mens store bokstaver (henholdsvis  $I$ ,  $V$  og  $P$ ) indikerer de respektive rms-verdiene [13].

### Effekt i enfasesystemer og introduksjon til sentrale begreper

Det antas nå at lastspenningen er gitt ved likning 1 [13].

Slik som vist i Figur 1 er fasevinkelen mellom strøm og spenning  $0^\circ$  når effekt trekkes av en fullstendig resistiv last, det vil si at strøm og spenning er i fase.

En strøm gjennom en fullstendig resistiv last er gitt ved følgende likning

$$i_R(t) = I_{R\_maks} \cos(\omega t + \delta), \quad (6)$$

der  $i_R(t)$  er strømmen gjennom resistoren som funksjon av tiden  $t$  og  $I_{R\_maks}$  er maksimalverdien til strømmen, gitt ved  $V_{maks}/R$  [13]. Da er effekten som absorberes av resistoren gitt ved  $v(t)i_R(t)$ , som kan skrives ut og reformuleres til å uttrykkes ved

$$p_R(t) = VI_R (1 + \cos[2(\omega t + \delta)]) \quad [W], \quad (7)$$

der  $p_R(t)$  er den momentane effekten som absorberes av resistoren og  $I_R$  er effektivverdien til strømmen [13].

Slik som vist i likning 7 har effekten absorbert av en resistor en gjennomsnittsverdi gitt ved

$$P_R = VI_R = \frac{V^2}{R} = I^2 R \quad [W], \quad (8)$$

i tillegg til et varierende ledd  $\cos[2(\omega t + \delta)]$ .

Som vist i Figur 1 ligger strømmen  $90^\circ$  bak spenningen i en krets med en ren induktiv last. Strømmen i en slik krets kan uttrykkes ved

$$i_L(t) = I_{L\_maks} \cos(\omega t + \delta - 90^\circ) \quad [A], \quad (9)$$

der  $i_L(t)$  er strømmen gjennom den induktive lasten ved tiden  $t$  og der  $I_{L\_maks}$  er den maksimale strømmen gjennom den induktive lasten.  $I_{L\_maks}$  er gitt som  $V_{maks}/X_L$  og den induktive reaktansen er gitt ved  $X_L = \omega L$ . Effektivverdien til strømmen gjennom den induktive lasten er  $I_L = V/(jX_L)$  [13].

Den momentane effekten som absorberes av den induktive lasten er gitt ved  $v(t)i_L(t)$  og kan skrives på følgende måte:

$$p_L(t) = VI_L \sin 2(\omega t + \delta) \quad [W], \quad (10)$$

der  $p_L(t)$  er den momentane effekten som absorberes av en rene induktive lasten og  $I_L$  er effektivverdien for strømmen gjennom den induktive lasten. Som det fremkommer av likningen for  $p_L(t)$  er det ingen gjennomsnittsverdi for effekt absorbert av induktive laster. Uttrykket består utelukkende av varierende ledd [13].

For en kapasitiv last kan strømmen gjennom lasten uttrykkes ved likning 11:

$$i_C(t) = I_{C\_maks} \cos(\omega t + \delta + 90^\circ) \quad [A], \quad (11)$$

der  $i_C(t)$  er strømmen gjennom den kapasitive lasten og der  $I_{C\_maks}$  er den maksimale strømmen gjennom samme last, gitt ved  $V_{maks}/X_C$  og der den kapasitive reaktansen er  $X_C = 1/(\omega C)$ . Strømmen gitt av  $V$  og den kapasitive reaktansen er  $I_C = V/(-jX_C)$ . Effekten som absorberes av en kapasitiv last tilsvare produktet  $v(t)i_C(t)$  og er uttrykt ved  $p_C(t)$  i likning 12 [13]:

$$p_C(t) = -VI_C \sin [2(\omega t + \delta)] \quad [W]. \quad (12)$$

Uttrykkene kan videre generaliseres til å gjelde en generell RCL-last, det vil si en last som består av elementer med resistans, induktans og kapasitans. En sinusformet strøm som funksjon av tid under steady-state betingelser kan for en RLC-last uttrykkes ved følgende likning

$$i(t) = I_{maks} \cos(\omega t + \beta) \quad [A], \quad (13)$$

der  $I_{maks}$  er er strømmens maksimalverdi og  $\beta$  er den respektive fasevinkelen [13]. Med uttrykk for  $v(t)$  og  $i(t)$  gitt ved henholdsvis likning 1 og 13,  $p(t) = v(t)i(t)$  og ved å sette  $I \cos(\delta - \beta) = I_R$  og  $I \sin(\delta - \beta) = I_X$ , kan det vises at  $p(t)$  kan skrives som

$$p(t) = VI_R(1 + \cos[2(\omega t + \delta)]) + VI_X \sin[2(\omega t + \delta)]. \quad (14)$$

Som det fremkommer av likning 14 består den momentane effekten absorbert av en RLC-last av to komponenter. Den første komponenten kan knyttes til effekten som absorberes av en resistiv last og samsvarer med uttrykket i likning 7.  $I_R$  i likning 7 er komponenten til strømmen som er i fase med spenningen. ( $\delta - \beta$  er vinkelen mellom spenningen og strømmen). Den andre komponenten kan knyttes til absorpsjon av effekt for induktivt og kapasitivt reaktive komponenter. Uttrykket for denne komponenten er identisk med uttrykket presentert i likning 10 og 12.  $I_X$  er komponenten til strømmen som er  $90^\circ$  ut av fase med spenningen. Gjennomsnittsverdien til den første komponenten har en gjennomsnittsverdi lik

$$P = VI_R = VI \cos(\delta - \beta) \quad [W]. \quad (15)$$

Denne gjennomsnittsverdien kalles *aktiv effekt* [13].

$\cos(\delta - \beta)$  kalles for *effektfaktor*. For induktive laster ligger strømmen bak spenningen, noe som betyr at  $\beta < \delta$ , mens for kapasitive laster er strømmen foran spenningen og  $\beta > \delta$ .

Den andre komponenten i likning 14 har amplituden

$$Q = VI_X = VI \sin(\delta - \beta) \quad [Var], \quad (16)$$

der  $Q$  omtales som *reaktiv effekt*. Reaktiv og aktiv effekt har i utgangspunktet samme enhet, men det er vanlig å skille dem fra hverandre med enhetene, og var (volt-ampere-reaktiv) er dermed enheten som brukes for reaktiv effekt [13].

Mens den fysiske forståelsen av aktiv effekt kan være grei å forstå, kan den fysiske forståelsen av reaktiv effekt være noe mer komplisert [13]. Den totale energien som absorberes av en last i løpet av et tidsintervall  $T$  og  $n$  antall sinusformede spenningssykluser kan beregnes ved uttrykket  $PnT$  [Ws]. Hele denne mengden energi absorberes av den resistive komponenten av lasten. Den reaktive effekten  $Q$  referer til den maksimale verdien til den momentane effekten som absorberes av den reaktive komponenten av lasten. Den momentane reaktive effekten som absorberes, gitt ved likning 12, har vekslende positive og negative verdier og beskriver den reversible kraftflyten til og fra den reaktive komponenten av lasten. Fortegnet på den reaktive effekten, altså om den reaktive komponenten av lasten leverer eller konsumerer reaktiv effekt, avhenger av fortegnet på  $(\delta - \beta)$  i likning 16. Selv om  $Q$  ikke kan absorberes og forsyne aktive laster, har den likevel en sentral rolle ved drift av elektriske kraftsystemer.  $Q$  spiller en svært viktig rolle blant annet i forbindelse med regulering av spenning i kraftnettet for å holde spenningen stabil og innenfor grensene som er fastsatt for systemet. Eksempelvis kan kondensatorer brukes til å levere reaktiv effekt og dermed øke spenningsnivået i perioder med betydelige belastninger i kraftnett [16]. I



Norge er det krav til at den induktive ytelsen for et kraftverk med merkeeffekt på 30 MWe eller mer MWe skal tilsvare 46% av merkeeffekten  $P$  for kraftverket [22], uttrykt ved

$$Q_{krav} = 0,46 \cdot P, \quad (17)$$

der  $Q_{krav}$  er kravet fastsatt i [22] og  $P$  er merkeeffekten til kraftverket.

For kretser som driftes under sinusformede steady-state forhold kan det være hensiktsmessig å beregne aktiv og reaktiv effekt fra det som kalles *kompleks effekt* [13]. Ved å definere spenningen over et kretselement til å være  $V = V\angle\delta$  og strømmen gjennom kretselementet til å være  $I = I\angle\beta$ , så kan den tilsynelatende effekten uttrykkes ved

$$S = VI^* = VI \cos(\delta - \beta) + jVI \sin(\delta - \beta), \quad (18)$$

der  $S$  er den tilsynelatende effekten,  $I^*$  er den komplekskonjugerte av strømmen  $I$  og  $\delta - \beta$  er faseforskyvningen eller fasevinkelen mellom spenningen og strømmen [13]. Sett i lys av likning 15 og 16 kan  $S$  uttrykkes som funksjon av  $P$  og  $Q$  ved følgende formel:

$$S = P + jQ. \quad (19)$$

Størrelsen på  $S$  kalles *tilsynelatende effekt* [13].  $S$  har samme enhet som  $P$  og  $Q$ , men det er vanlig å oppgi den tilsynelatende effekten med enhet volt-ampere (VA). Det er vanlig å oppgi ytelsen til generatorer og transformatorer i MVA. Fra likning 15 kan det vises at effektfaktoren  $\cos(\delta - \beta)$  angir hvor stor del av den tilsynelatende effekten som er aktiv, og den aktive effekten kan dermed bestemmes ved å multiplisere  $S$  med effektfaktoren [13].

Likning 18 viser at  $P$  og  $Q$  kan ha både positive og negative verdier [13]. Konvensjonelt sett er det fastsatt at for en last der strøm flyter fra den positive terminalen på et kretselement (eksempelvis en last), gjennom kretselementet og ut ved den negative terminalen på elementet, og dersom  $P$  (eller  $Q$ ) er positiv, så absorberer elementet aktiv (eller reaktiv) effekt, og dersom verdiene er negative så leveres aktiv og reaktiv effekt. Derimot for en generator, der strømmen flyter ut fra generatorens positive terminal, og  $P$  (eller  $Q$ ) er positiv, så leveres aktiv (eller reaktiv) effekt, og dersom verdiene er negative så absorberes aktiv eller reaktiv effekt [13]. Ved hjelp av disse konvensjonene gir følgende likninger uttrykk for mengden kompleks effekt som *absorberes* av enten en resistor, en spole eller en kondensator:

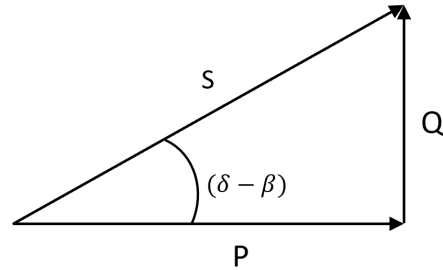
$$\begin{aligned} S_R &= \frac{V^2}{R}, \\ S_L &= +j \frac{V^2}{X_L}, \\ S_C &= -j \frac{V^2}{X_C}, \end{aligned} \quad (20)$$

der  $S_R$ ,  $S_L$  og  $S_C$  er den komplekse effekten som absorberes for hvert av de tre type elementene [13].

Tre viktige observasjoner fra likning 20 er følgende:

1. En positiv resistor absorberer positiv aktiv effekt tilsvarende  $V^2/R$ , og ingen reaktiv effekt  $Q$
2. En spole absorberer ingen aktiv effekt, men absorberer reaktiv effekt tilsvarende  $V^2/X_L$
3. En kondensator absorberer ingen aktiv effekt, men absorberer negativ reaktiv effekt tilsvarende  $-V^2/X_C$ . Alternativt så leverer kondensatorer positiv reaktiv effekt tilsvarende  $+V^2/X_C$  [13].

Figur 2 gir en grafisk representasjon av kompleks, aktiv og reaktiv effekt.



Figur 2: Grafisk beskrivelse av kompleks, aktiv og reaktiv effekt og spenningen mellom spenning og strøm

Fra [13] gjelder følgende uttrykk:

$$\begin{aligned}
 S &= \sqrt{P^2 + Q^2}, \\
 (\delta - \beta) &= \tan^{-1} \left( \frac{Q}{P} \right) \\
 Q &= P \tan (\delta - \beta) \\
 \cos (\delta - \beta) &= \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}.
 \end{aligned} \tag{21}$$

Hvordan komponentene i et elektrisk kraftsystem oppfører seg i en krets kan beskrives ved komponentenes respektive impedans [16]. Også impedansen til en kraftsystemkomponent består av en reell komponent, resistans, og en kompleks komponent, reaktans, og i likhet med  $S$  kan også impedansen beskrives grafisk gjennom et triangel, der resistansen  $R$  erstatter  $P$ , reaktansen  $X$  erstatter  $Q$ , impedansen  $Z$  erstatter  $S$  og fasevinkelen  $\theta$  mellom  $R$  og  $X$  erstatter  $(\delta - \beta)$  i Figur 2. Mens resistansen beskriver hvordan materialer eller enheter motsetter seg likestrøm, beskriver reaktansen hvordan komponenten bidrar til å forskyve vekselstrøm og -spenning i forhold til hverandre[16].

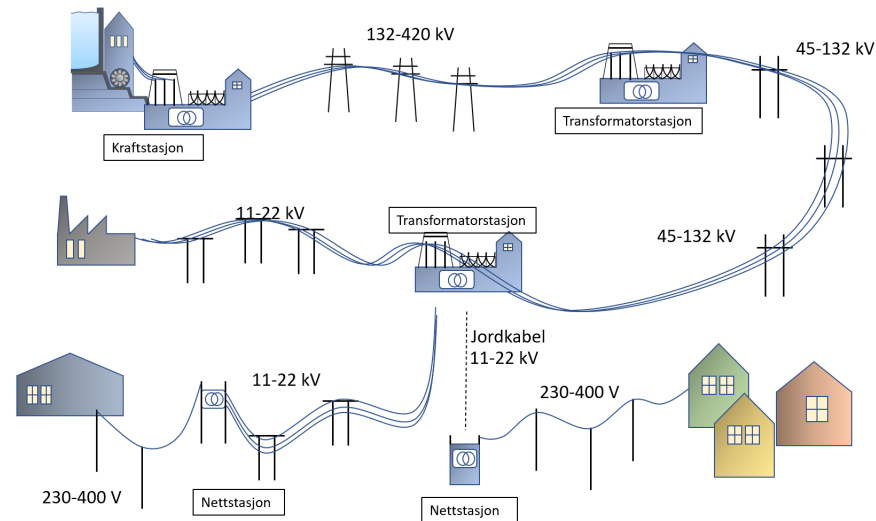
Det er ofte hensiktsmessig å uttrykke impedansen i form av impedansens invers [13], *admittans*, og admittans er definert ved sin reelle og imaginære komponent, konduktans og susceptans, ved

$$Y = G + jB, \tag{22}$$

der  $Y$  er admittans,  $G$  er konduktans og  $B$  er susceptans [16].

### 2.1.3 Oppbygging av kraftsystemet i Norge

For å kunne redusere de resistive tapene ved overføring fra produsent til forbruker og samtidig møte krav til sikkerhet på forbrukersiden, overføres effekt ved høyere spenningsnivåer før den transformeres ned og videre overføres til forbruker [16].



Figur 3: Overføring av elektrisk effekt i Norge over ulike spenningsnivåer, med inspirasjon fra [23]

I Norge skjer overføringen av elektrisk effekt ved ulike spenningsnivåer, og dette er utgangspunktet for en grov inndeling av kraftsystemet: Transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett [24, 21]. Transmisjonsnett inkluderer delene av kraftsystemet med spenningsnivå 420-300 (132) kV og i Norge er det Statnett som er ansvarlig for disse spenningsnivåene. Regionalnettet har vanligvis spenningsnivå 66 eller 132 kV [24, 25, 21] og forbinder transmisjonsnett med distribusjonsnett [21]. Regionalnettene strekker seg ofte over regioner eller fylker [25]. De største delene av industrien med store behov for kraft og også de aller fleste kraftverkene er tilknyttet enten transmisjons- eller regionalnettet. Fra regionalnettet transformeres så spenningen ned til 11 eller 22 kV, som er nominell spenning for distribusjonsnett på høyspentnivå<sup>1</sup> [21]. Ved dette spenningsintervallet overføres kraft videre til industri eller frem til nettstasjoner, der spenningen transformeres ned til enten 400 eller 230 V før den videre overføres til husholdninger og næringsliv [27, 21]. I Norge eies og driftes distribusjons- og ofte også regionalnettene av ulike nettselskap og disse har monopol innenfor sine regioner [28]. Figur 3 er inspirert fra [23] og viser hvordan kraftsystemet er inndelt i ulike spenningsnivåer, og der transformatorstasjoner og nettstasjoner er sentrale bindeledd mellom de ulike spenningsnivåene.

### 2.1.4 Matematisk og fysisk representasjon av transmisjonslinjer

#### Tilnærmede parameterverdier for representasjon av korte og medium lange transmisjonslinjer

Det er nødvendig med kjennskap til ytelsen til en enkel- og balansert trefase-transmisjonslinje under normale steady-state betingelser [13]. Dette kan gjøres ved å finne uttrykk for spenningen og strømmen ved hvilket som helst punkt langs linjen der linjens

<sup>1</sup>Høyspenning er definert som spenning på mer enn én kV [26]

natur i form av serieimpedans og shunt-admittans tas høyde til. Ved å betrakte transmisjonslinjer som toportnettverk kan de representeres ved det som kalles  $ABCD$ -parametre eller ved en såkalt *ekvivalent*  $\pi$ -krets [13].

Det å betrakte en transmisjonslinje som et toportnettverk innebærer å representere linjen gjennom spenningen  $V_S$  og strømmen  $I_S$  ved sende-enden på transmisjonslinjen, og  $V_R$  og  $I_R$ , som er henholdsvis spenningen og strømmen ved mottakerenden av linjen [13]. Et slikt toportnettverk er presentert i Figur 4 med inspirasjon fra [13].



Figur 4: Representasjon av et toportnettverk som grunnlag for representasjon av transmisjonslinjer, med inspirasjon fra [13]

Forholdet mellom disse størrelsene ved sende- og mottakerenden av transmisjonslinjen kan uttrykkes ved likning 23 og 24 [13]:

$$V_S = AV_R + BI_R[V] \quad (23)$$

og

$$I_S = CV_R + DI_R[A], \quad (24)$$

der  $V_S$  og  $I_S$  er henholdsvis spenningen og strømmen ved sendeenden av transmisjonslinjen,  $V_R$  og  $I_R$  er spenningen og strømmen ved mottakerenden av linjen og  $A$ ,  $B$ ,  $C$  og  $D$  er parametre som er spesifikke for transmisjonslinjen og som avhenger av linjens  $R$ ,  $L$ ,  $C$  og  $G$  [13].

På matriseform kan likning 23 og 24 uttrykkes ved likning 25 [13]:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix}. \quad (25)$$

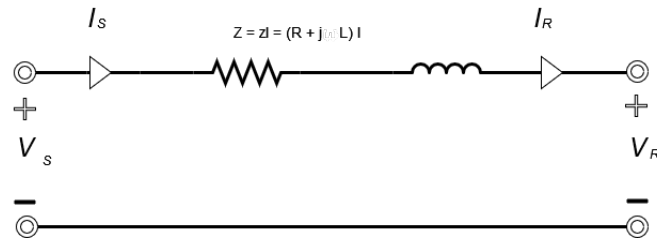
Generelt sett har samtlige av parametrene komplekse størrelser. Mens  $A$  og  $D$  er dimensjonsløse, har  $B$  enheten  $\Omega$  mens  $C$  har enheten *Siemens* eller  $S$  [13]. Forholdet mellom størrelsene er gitt ved likning 26:

$$AD - BC = 1. \quad (26)$$

Ved hjelp av Kirchoffs strøm- og spenningslov kan det vises at ved å betrakte en kort transmisjonslinje, med lengde på mindre enn 25 km, så kan spenningen og strømmen ved sendeenden tilnærmes som funksjon av  $V_R$  og  $I_R$  ved likning 27 [13]:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & Z \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix}, \quad (27)$$

der  $Z$  er den totale serieimpedansen til linjen med enhet  $\Omega$  [13]. For disse tilnærmingene er det bare tatt høyde for transmisjonslinjens serieresistans og seriereaktans, mens shunt-admittansen for linjen er neglisjert. Denne tilnærmingen kan brukes både for enfase og for fullstendig transponerte trefase-transmisjonslinjer, og linjen som representeres gjennom denne tilnærmingen kan representeres slik som i Figur 5.

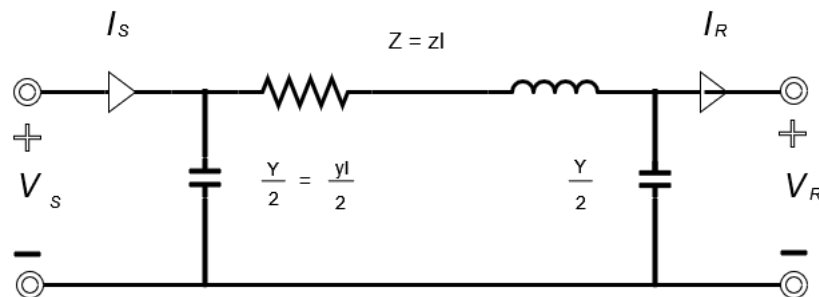


Figur 5: Representasjon av en kort transmisjonslinje der serieresistans og reaktans er inkludert, med inspirasjon fra [13]

Med utgangspunkt i likning 27 har parametrene for tilnærming av korte transmisjonslinjer følgende verdier:

$$\begin{aligned} A = D &= 1 && [pu], \\ B &= Z && [\Omega] \\ C &= 0 && [S]. \end{aligned} \quad (28)$$

For medium lange transmisjonslinjer, linjer med en lengde på mellom 25 og 250 km, betraktes også shunt-admittansen [13]. I denne tilnærmingen er det vanlig å samle shunt-admittansen og plassere hver av halvdelene på hver av endene på transmisjonslinjen, slik som vist i Figur 6.



Figur 6: Representasjon av en medium lang transmisjonslinje, der shunt-kapasitansen er samlet og der hver av halvdelene plasseres på endene av transmisjonslinjen, med inspirasjon fra [13]

Slike kretser for tilnærming av medium lange transmisjonslinjer kalles for *nominell*  $\pi$ -krets [13].

Med grunnlag i Kirchoffs strøm- og spenningslov kan det vises at  $V_R$  og  $I_R$  kan uttrykkes ved følgende likning:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(1 + \frac{YZ}{2}\right) & Z \\ Y \left(1 + \frac{YZ}{4}\right) & \left(1 + \frac{YZ}{2}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix}, \quad (29)$$

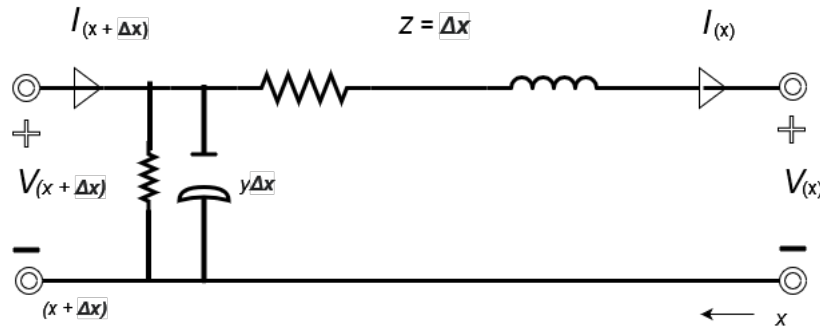
der  $Y$  er den totale shunt-admittansen til linjen med enhet S [13]. ABCD-parametrene for medium lange transmisjonslinjer tilnærmes dermed ved følgende verdier:

$$\begin{aligned} A = D &= 1 + \frac{YZ}{2} & [pu], \\ B &= Z & [\Omega], \\ C &= Y \left(1 + \frac{YZ}{4}\right) & [S]. \end{aligned} \quad (30)$$

I likning 30 har  $A$  og  $D$  samme verdier ettersom linjen er den samme fra begge ender [13].

### Eksakte parameterverdier for tilnærming av transmisjonslinjer

I virkeligheten er ikke linjens  $R$ ,  $L$  og  $C$  samlet, slik som modellert over [13]. I stedet er linjeparаметrene fordelt jevnt over linjen, og de betraktes med enhetene  $\Omega/m$ ,  $H/m$  og  $F/m$ . I Figur 7 tas det høyde for de fordelte parametrene.



Figur 7: Eksakt representasjon av linjer med fordelte linjekarakteristiske parametre, med inspirasjon fra [13]

I denne figuren betraktes et utsnitt av en transmisjonslinje med lengde  $\Delta x$ .  $V(x)$  og  $I(x)$  er betegnelsene på spenningen og strømmen ved posisjon  $x$ , målt i meter fra mottakerenden til høyre [13].  $V(x + \Delta x)$  og  $I(x + \Delta x)$  er spenningen og strømmen ved posisjon  $x + \Delta x$ .  $z$  og  $y$  er gitt ved følgende likning:

$$\begin{aligned} z &= R + j\omega L & [\Omega/m] \\ y &= G + j\omega C & [S/m], \end{aligned} \quad (31)$$

der  $R$  er resistans,  $\omega$  er vinkelfrekvens og  $G$  er konduktans.

På matriseform kan  $V_R$  og  $I_R$  uttrykkes ved likning 32:

$$\begin{bmatrix} V(x) \\ I(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A(x) & B(x) \\ C(x) & D(x) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix}, \quad (32)$$

der  $A(x)$ ,  $B(x)$ ,  $C(x)$  og  $D(x)$  er parameterverdiene for  $A$ ,  $B$ ,  $C$  og  $D$  som funksjon av  $x$  [13].

En eksakt løsning for ABCD-parametrene ved mottakerenden for transmisjonslinjer med jevnt fordelte parametre  $R$ ,  $L$  og  $C$  kan uttrykkes for posisjonen  $x$  ved følgende likning

$$\begin{aligned} A(x) &= D(x) = \cosh(\gamma x) & [pu] \\ B(x) &= \sqrt{\frac{z}{y}} \sinh(\gamma x) & [\Omega] \\ C(x) &= \sqrt{\frac{y}{z}} \sinh(\gamma x) & [S], \end{aligned} \quad (33)$$

der  $\gamma$  er en kompleks størrelse, uttrykt som  $\sqrt{zy}$  og med enhet  $m^{-1}$  [13].

Ved å sette  $x = l$ ,  $V(l) = V_S$  og  $I(l) = I_S$ , er de eksakte parameterverdien for transmisjonslinjer med fordelte verdier for  $R$ ,  $L$  og  $C$  ved sendeenden gitt ved likning 34:

$$\begin{aligned} A &= D = \cosh(\gamma l) & [pu], \\ B &= \sqrt{\frac{z}{y}} \sinh(\gamma l) & [\Omega], \\ C &= \sqrt{\frac{y}{z}} \sinh(\gamma l) & [S]. \end{aligned} \quad (34)$$

Likning 34 er gyldig for alle lengder. Derimot gjelder likningen for linjer med lengder på over 250 km for helt nøyaktige resultater [13].

### Belastningsevne på transmisjonslinjer

ABCD-parametre kan brukes til å beskrive hvordan spenningen på linjen varierer med belastningen på linjen [13]. Endringen i spenningen ved mottakerenden på transmisjonslinjen når lasten endres fra no-load (ingen last eller belastning) til en spesifisert maksimal last eller belastning (full load) for en spesifikk effektfaktor og mens spenningen på sendeenden holdes konstant, omtales som spenningsregulering og er gitt i prosent endring ved følgende formel:

$$SR = \frac{|V_{RNL}| - |V_{RFL}|}{|V_{RFL}|} \quad [\%], \quad (35)$$

der  $SR$  er verdien for spenningsregulering målt i prosent som funksjon av størrelsen på spenningen ved mottakerenden ved no-load og full load, henholdsvis  $V_{RNL}$  og  $V_{RFL}$ .  $SR$  avhenger av effektfaktoren. Situasjonen der  $SR$  er størst, som er den mest ugunstige situasjonen, forekommer ved sinkende effektfaktorlast og viser seg ved en betydelig større  $V_{RNL}$  sammenlignet med  $V_{RFL}$  [13].

I praksis synker spenningen på transmisjonslinjer når de belastes tungt, mens den øker når belastningen er mindre [13]. Når spenningen på linjer med ekstra høy spenning (EHV-linjer) holdes innenfor  $\pm 5\%$  av merkespenningen, noe som tilsvarer en  $SR$  på cirka 10%, tas det ikke høyde for uvanlige driftsproblemer.  $SR$  på 10 % er også betraktet som en god driftspraksis for linjer på lavere spenningsnivå [13].

I tillegg til SR, må det også tas stilling til transmisjonslinjens belastningsevne eller ytelse [13]. Tre sentrale faktorer som begrenser linjens belastningsevne er 1) linjens termiske grense 2) linjens spenningsfallgrense og 3) linjens stabilitetsgrense ved steady-state-betingelser [13].

Den termiske grensen til en transmisjonslinje er begrenset av linjens maksimale temperatur [13, 16]. Linjetemperaturen vil kunne få lederen til å synke ned mellom mastene og føre til en reduksjon i linjens tøyelighet. Hvis temperaturen blir for høy, kan det føre til at de forskrevne avstandene mellom linje og bakke ikke blir overholdt, eller at den elastiske grensen til lederen overstiges, slik at lederen ikke kan trekke seg sammen igjen og få tilbake sin opprinnelige lengde når det avkjøles igjen [13]. I tillegg vil temperaturøkningen bidra til økt resistivitet i ledningene, noe som i utgangspunkt ikke er betydelig, men vil øke betydelig etter hvert som ledningene blir varmere [16]. I et mer alvorlig tilfelle vil overbelastning av en linje kunne resultere i at en leder smelter og potensielt faller ned [16], og dermed resultere i et såkalt *utfall*.

Temperaturen på linjen avhenger av hvor strøm den fører og også varigheten på strømføringen [16, 13]. I tillegg vil linjens temperatur være påvirket av faktorer som omgivelsestemperatur, vindhastighet og også forhold på lederens overflate. Dersom det er kaldt og mye vind, så kan linjen tåle en større belastning, noe som innebærer at den kan tåle mer strøm uten at temperaturen endrer seg. Generell praksis har vært å være på den trygge siden ved å bestemme linjens belastningsgrense konservativt basert på en situasjon med høye temperaturer og lite vind. Derimot har behov for bedre utnyttelse av linjene gjort at det i dag er mer vanlig å ha ulike belastningsgrenser basert på ulike omgivelsesbetingelser. En enkel tilnærming til dette er å ha én belastningsgrense for sommerhalvåret og én for vinterhalvåret. En svakhet med denne tilnærmingen er at det ikke vil være mye til hjelp dersom lasten er høyest og overbelastningen skjer om sommeren. Dynamiske belastningsgrenser kan være en bedre løsning der belastningsgrensene oppdateres oftere basert på den nåværende vær-situasjonen [16]. Belastningsevnen til korte luftlinjer på mindre enn 25 km er vanligvis begrenset av linjens termiske grense, eller av ytelsen til utstyr ved terminalene som brytere for eksempel [13].

For lengre linjer opp til 300 km lengde er ytelsen til en transmisjonslinje ofte begrenset av linjens spenningsfallgrense [13]. Selv om større spenningsfall kan aksepteres i noen tilfeller, anses drift av tungt belastede transmisjonslinjer med  $V_R/V_S \geq 0,95$  å være innefor trygg driftspraksis. For linjer med lengde på over 300 km vil linjens respektive stabilitetsgrense ved steady-state bli en begrensende faktor. I denne anledning brukes stabilitet om evnen som synkronmaskiner på hver av endene på transmisjonslinjen har til å opprettholde synkronisme seg i mellom [13].

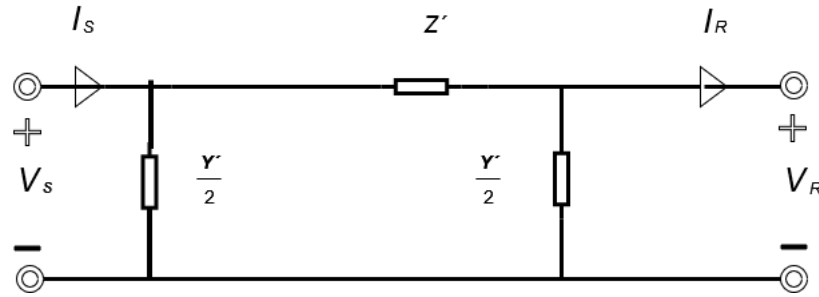
### Representasjon i kraftsystemanalyser

I mange dataprogrammer som benyttes for analyse og design av kraftsystemer blir komponenter som transmisjonslinjer og transformatorer representert som kretser [13]. Av den grunn kan det være nyttig å representere forbindelsene i form av en ekvivalent krets i stedet for de tilhørende ABCD-parametrene [13].

Figur 8 viser en ekvivalent krets.

En ekvivalentkrets har identisk struktur som en nominell  $\pi$ -krets som vist i Figur 6, bortsett fra at  $Z$  og  $Y$  i den nominelle  $\pi$ -krets erstattes med  $Z'$  og  $Y'$  henholdsvis [13]. Når transmisjonslinjer skal modelleres ved en ekvivalent  $\pi$ -krets er målet å bestemme verdier for  $Z'$  og  $Y'$  slik at den ekvivalente  $\pi$ -kretsen får samme ABCD-parametre som linjen med





Figur 8: Ekvivalentkrets som utgangspunkt for å modellere transmisjonslinjer som kretser fremfor beregning av ABCD-parametrene, med inspirasjon fra [13]

fordelt resistans, induktans og kapasitans [13].

Parametrene for en ekvivalent  $\pi$ -krets har samme struktur som parametrene for en nominell  $\pi$ -krets som presentert i likning 30, og er gitt ved følgende likning:

$$\begin{aligned} A = D &= 1 + \frac{Y'Z'}{2} & [pu], \\ B &= Z' & [\Omega], \\ C &= Y' \left( 1 + \frac{Y'Z'}{4} \right) & [S]. \end{aligned} \quad (36)$$

Ved å sette uttrykket for B i likning 36 lik uttrykket for B i likning 34 kan det finnes et uttrykk for  $Z'$ , og ved å multiplisere og dividere dette uttrykket med impedansen for den nominelle  $\pi$ -kretsen kan  $Z'$  uttrykkes på følgende måte:

$$Z' = ZF_1 \quad [\Omega], \quad (37)$$

der

$$F_1 = \frac{\sinh(\gamma l)}{\gamma l} \quad [pu]. \quad (38)$$

På samme måte, ved å sette uttrykket for A og D i likning 36 lik uttrykket for A og D i likning 34 og reformulere uttrykket, kan  $Y'$  uttrykkes ved likning 39

$$\frac{Y'}{2} = \frac{Y}{2} F_2 \quad [S], \quad (39)$$

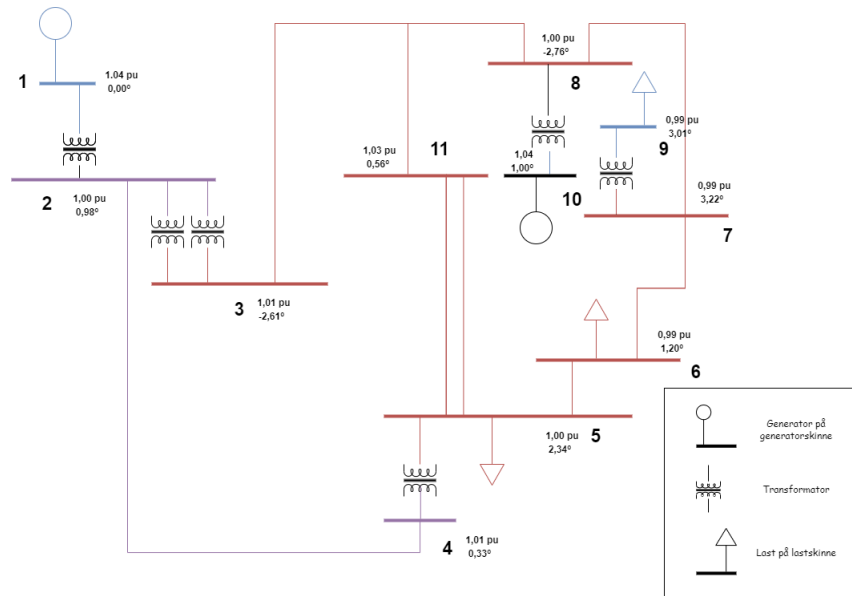
der

$$F_2 = \frac{\tanh(\gamma l)/2}{(\gamma l)/2} \quad [pu]. \quad (40)$$

Likning 38 og 40 er korrigeringsfaktorene for å konvertere Z og Y for den nominelle  $\pi$ -kretsen til  $Z'$  og  $Y'$  for den ekvivalente  $\pi$ -kretsen [13].

### 2.1.5 Nettverkstopologi

Det meste av høyspentstrukturen i Norge har [29], i likhet med de fleste andre kraftsystemer [16], masket nettverksstruktur. I motsetning til radial struktur, der linjer forgreiner seg ut fra felles tilknytningspunkt, og der en komponent bare kan forsynes fra én retning, vil de fleste punkter i et masket nett være forbundet med mer enn én linje, og flyten kan gå begge veier [16]. Figur 9 viser et enlinjediagram av et eksempelnettverk med masket og radiell nettverkstopologi.



Figur 9: Enlinjeskjema av et eksempelnett med masket og radial struktur

Hver av de smale strekene i Figur 9 representerer linjene for overføring av kraft. Dette er riktignok en forenkling, ettersom hver av kretsene i realiteten er en del av et trefasesystem, noe som blant annet innebærer at linjene er delt opp i tre faser, eller deler som er elektrisk separerte fra hverandre. I slike enlinjediagrammer blir balanserte trefasesystemer betraktet per fase [16]. I figuren representerer de ulike fargene på overføringslinjene de ulike spenningsnivåene som kraften overføres ved. Overføringslinjene i Figur 9 forbindes i det som kalles *samleskinner*<sup>2</sup> eller knutepunkt, markert som horisontale, tykke streker i diagrammet. I praksis er samleskinner strømførende skinner i aluminium eller kobber. For transformatorstasjoner og nettstasjoner utgjør samleskinnen forbindelsen mellom transformatorene i transformatorstasjonene og nettet [30]. På samleskinnene er det i figuren også koblet på generatorer (markert med sirkelsymbol) og last eller forbruk (markert som trekant). Symbolet bestående av to viklinger representerer transformatorene mellom spenningsnivåene.

I slike nettverk uttrykkes ofte verdier som spenning, strøm, effekt og impedans i form av *pu-verdier* [13]. En fordel med å oppgi verdier i form av pu-verdier er at de kan gjøre det lettere å holde oversikt over verdier som inngår i et kraftsystem, vet at de uttrykker de ulike parametrene relativt til felles og kjente verdier [16]. Dermed kan det være lettere å kontrollere at de ulike parametrene holder seg innenfor akseptable nivåer. I Figur 9 er spenningen oppgitt i pu-verdier for hver av samleskinnene.

I Figur 9 er generatoren og lasten på blått spenningsnivå eksempel på en radialstruktur,

<sup>2</sup>Ordet buss er også brukt, fra det engelske begrepet "busbar"

mens den øvrige delen av nettet har masket struktur. Det at flyten kan ta flere veier mellom to punkt gir masket nett en innebygget robusthet, noe som gjør at denne type nettverkskonfigurasjon generelt sett har en større pålitelighet. Skulle en linje falle ut av én eller annen grunn, kan fremdeles effekten flyte gjennom en eller flere av de resterende forbindelsene, noe som ikke er problematisk så lenge de tåler belastningen som følger [16]. Kostnadene ved en slik nettverksstruktur er derimot større enn ved radial konfigurasjon, både fordi denne strukturen krever flere linjer men også fordi det er forbundet kostnader med nødvendig utstyr som brytere og vern [16].

En konsekvens av masket nettverkskonfigurasjon er at det ikke er åpenbart hvor effekten vil flyte og fordele seg i nettet [16]. Kraften som flyter gjennom hver forgreining bestemmes av Kirchoffs lover og impedansen som hver av forgreiningene har relativt til hverandre, og effekten vil flyte i forgreiningen med den laveste relative impedansen. I praksis betyr det at effekten velger minste motstands vei, og i stor grad er uavhengig av hvordan generatorene og lastene plasseres i forhold til hverandre i nettet. Det innebærer at selv om en generator plasseres like ved en last i nettet med hensikt å forsyne den med effekt, kan effekten likevel ende med å følge en annen og kanskje lengre bane fra generatoren til lasten. Dermed kan effekten ende med å belaste større og andre deler av kraftnettet enn det som kanskje var først tenkt og som nødvendigvis er hensiktsmessig. Det finnes derimot faktorer som indirekte kan tvinge effekten til å flyte i en bestemt forgreining i et kraftnett, og eksempler på slike faktorer kan være ukontrollerbare hendelser som utfall av linjer for eksempel grunnet lynnedslag, eller kontrollerte og hensiktsmessige delinger av nettet der brytere åpnes mellom to samleskinner og dermed åpne kretsen der samleskinnene inngår [16]. I samtlige av disse situasjonene vil effekten fordele seg langs de resterende forgreiningene, og som nevnt over er det impedansen i hver av forgreiningene som styrer den resulterende flyten av effekt. Det å kartlegge hvordan effekten flyter i et kraftsystem er dermed en svært kompleks oppgave som krever avanserte iterative, numeriske metoder [16]. Evaluering av effektflyten i et kraftnett gjøres gjennom *lastflytanalyser*, en metode som utdypes nærmere i seksjon 2.2. Selv om omfattende metoder er nødvendig for å evaluere flyten av effekt i et kraftnett, er det likevel en svært viktig oppgave ved drift og kontroll av et kraftnett å ha en fullstendig oversikt over hvordan effekten fordeler seg i kraftnettet. Manglende kjennskap til effektflyten kan ha alvorlige konsekvenser.

### Overstigelse av belastningsgrenser

En viktig bemerkning knyttet til det at effektflyten bestemmes av de relative impedansene i de ulike kraftsystemkomponentene, er at effekten, ved endringer i nettet som tilknytning av nytt forbruk eller ny produksjon, kan velge å flyte i en eller flere forgreininger som ikke har tilstrekkelig kapasitet til å tåle belastningen som følger [16].

Omgivelsesbetingelsene gir en god indikasjon på belastningsgrensen til en linje, men slik som nevnt over kan også historikken knyttet til belastningen av den respektive linjen spille inn [16]. En linje har normalt sett to ulike typer belastningsgrenser, én for en normalsituasjon og én for en nødssituasjon der belastningsgraden for sistnevnte situasjon vil kunne være større enn for førstnevnte. I en nødssituasjon kan det nemlig fungere greit at en linje overbelastes noe mer enn det ellers ville tålt i en normalsituasjon. Å overbelaste en linje i en avgrenset periode kan i enkelte situasjoner være tilstrekkelig til å håndtere avvikssituasjoner andre steder i nettet [16].

Med grunnlag blant annet i det økende behovet for kraft samt økonomiske hensyn blir det mer og mer vanlig å belaste overføringslinjer så nært sine respektive belastningsgrenser som mulig [31]. I tillegg til at faren for overlast av slike systemer vil være tilstede, vil slike

tungt belastede overføringssystemer også være spesielt sårbare overfor en kritisk situasjon omtalt som *spenningskollaps*. Slike systemer driftes nærmere stabilitetsgrensene som er gitt for systemet [31, 32, 33]. Hovedårsaken til spenningskollaps er at det oppstår situasjoner der systemet ikke klarer å møte behovene for reaktiv effekt. I en normal driftssituasjon vil spenningen på en samleskinne synke med mengden reaktiv effekt [33], og i denne situasjonen er systemet sagt å være stabilt. Men dersom belastningen i nettet blir for høy, vil de reaktive tapene bli betydelige, og mer reaktiv effekt tilføres systemet. Dersom belastningen og dermed de reaktive tapene blir store nok slik at den reaktive effekten som tilføres når en kritisk verdi, og nettet med dette når stabilitetsgrensen for systemet, vil systemet nå en ustabil fase der spenningen faller brått eller *kollapser* med økende reaktiv effekt [33]. Spenningskollaps kan resultere i massive strømbrudd [31, 33] og har blitt funnet å være en medvirkende årsak til storskala strømbrudd både i Skandinavia (2003), Nordøstlige deler av USA (2003), Athen (2004) og i Brazil (2009) [32].

## 2.2 Lastflytanalyse

I forrige seksjon ble det presentert noen viktige årsaker til at det er nødvendig å ha god kjennskap til hvordan effekten flyter i et kraftsystem, og at det å beregne effektflyten i et kraftsystem krever avanserte numeriske metoder. Slik som videre beskrevet gjøres slike beregninger i dag ved hjelp av lastflytanalyser. Lastflytanalyse, er en utbredt numerisk metode innen drift og planlegging av kraftsystemer [16]. Hensikten med denne metoden er å beregne størrelse og fasevinkel for hver samleskinne i et kraftsystem [13, 34] gitt spesifikke betingelser knyttet til last, produksjon og nettverket selv [34], og dette omtales ofte som lastflytproblemet [16, 13]. Når spenningen er kjent kan den videre brukes til å beregne størrelse og retning på den aktive og reaktive effekten som flyter gjennom hver av forgreiningene i kraftsystemet [16, 13, 34]. I tillegg kan lastflytanalyser brukes til å beregne tap i systemet [13, 34].

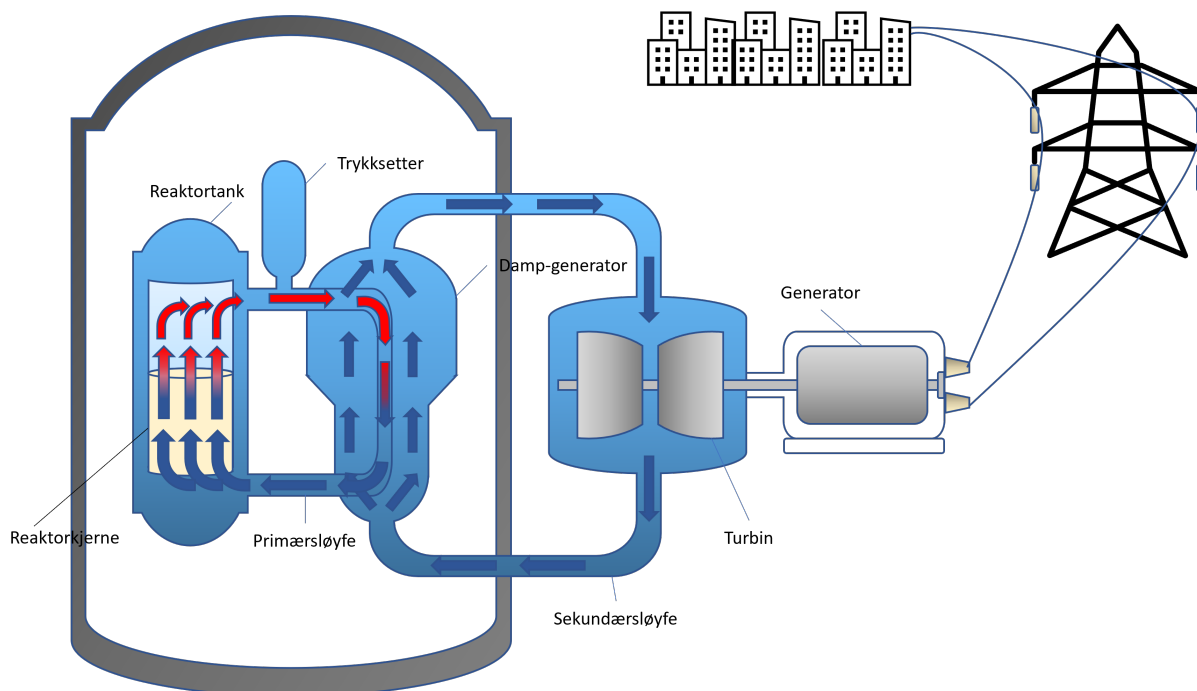
I hovedsak handler lastflytproblemet om at det for hver buss i et nettverk så vil to av variablene  $P, Q, |V|$  og  $\delta$  være kjent, mens de to ukjente variablene må bestemmes ved hjelp av det som kalles lastflytlikningene. Lastflytlikningene er formulert med hensyn på  $P$  og  $Q$  [16, 13, 35], og beskriver hvordan de kjente og ukjente variablene er relatert til hverandre [16]. Med utgangspunkt i lastflytlikningene for hver node kan det formuleres et likningssett for hele nettet med  $n$  busser eller noder. Gjennom dette fullstendige settet beskrives hver buss og interaksjonene hver buss har med alle de resterende bussene i nettverket gjennom  $n$  parvise likninger for  $P$  og  $Q$ . Med utgangspunkt i admittansmatrisen <sup>3</sup>, som utgjør en abstrakt matematisk modell av systemet [34], vil en løsning av likningssettet gi verdier for alle ukjente variabler for de respektive samleskinnene i nettet. Derimot vil det, grunnet nettverkets kompleksitet og likningenes ikkelinearitet, ikke være mulig å løse likningssettet analytisk, men man må tilnærmes gjennom iterative algoritmer, der Newton-Raphson er den vanligste innen kommersielle lastflyt-programmer [35]. Generelt sett starter en slik iterativ algoritme med å gjette på en fornuftig løsning, altså en numerisk verdi for alle ukjente variabler, sjekke om løsningen er innenfor kravene som er spesifisert for at løsningen skal være akseptabel, og oppdatere løsningen helt frem til løsningen tilfredsstillende kravene. Vanligvis vil konvergens av en tilfredsstillende løsning kreve mellom 5 og 20 slike iterasjoner [35]. Andre ganger vil gjetningen være så langt fra den sanne løsningen at algoritmen ikke klarer å konvergere mot en numerisk løsning.

<sup>3</sup>Admittansmatrisen er en  $N \times N$ -matrise der diagonalelementene  $Y_{kk}$  er gitt ved summen av alle admittansene som er tilknyttet buss  $k$ , og der de øvrige elementene  $Y_{kn}$  er gitt som den negative summen av admittansene mellom bus  $k$  og  $n$  for  $k \neq n$  [13]

## 2.3 SMR

### 2.3.1 Grunnleggende reaktorfysikk

Kjernekraft står i dag for 10,1% av verdens totale energikraftproduksjon [36]. Kjernekraftreaktorer, eller atomreaktorer, leverer regulerbar effekt i størrelsesorden MWe og GW, og de fungerer som et varmekraftverk der vann varmes opp for å drive en turbin, som igjen driver en generator som genererer strøm [37], slik som vist i Figur 10.



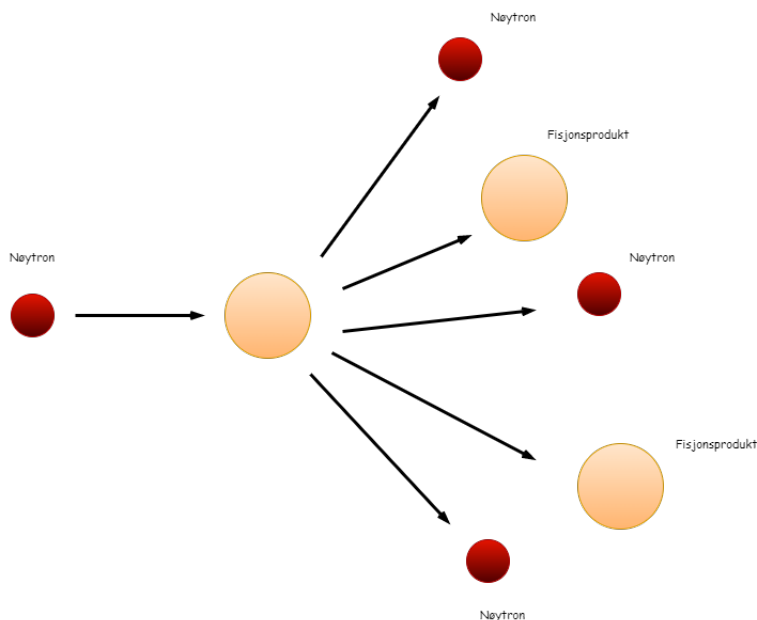
Figur 10: Skjematisk framstilling av en typisk trykkvannsreaktorer, med inspirasjon fra [38]

Energien som brukes til å fordampe vannet er kjerneenergi hentet ut gjennom fisjon [37]. Fisjon går ut på at tyngre atomkjerner splittes i to lettere atomkjerner, noe som frigjør store mengder energi. Dette skjer ved at nøytroner sendes mot og absorberes av den tyngre kjernen, noe som gjør den ustabil og resulterer i at den splittes i to lettere kjerner for å nå et lavere energinivå og dermed frigjøre energi, slik som vist i Figur 11 [37].

Fisjon skjer i reaktortanken slik som vist i Figur 10. I primærsøyfen fraktes varme bort fra reaktortanken av vann under høyt trykk. Varme overføres så til dampgeneratoren, der vann i sekundærsøyfen fordampes, for å drive en turbin og videre en generator [37].

### 2.3.2 Utfordringer knyttet til kjernekraft

Selv om kjernekraft baseres på veletablert teknologi for baselast og utgjør produksjon av elektrisitet med svært lite produksjon av CO<sub>2</sub>, har motstanden mot kjernekraft både blant miljøforkjempere og i samfunnet generelt vært betydelig [39]. Disse holdningene har sitt grunnlag i en dypt forankret bekymring for en potensiell nedsmelting av reaktoren med katastrofale konsekvenser for økologi og menneskeheten, usikkerheten knyttet til hvordan kjernefysisk avfall skal deponeres og også faren for at fissilt materiale spres eller på andre måter kommer på avveie [39]. Three-Mile Island, Tsjernobyl og Fukushima har vist konsekvensene av atomkraftulykker og har gjort at mennesker har fått oppleve de massive og betydelige konsekvensene av atomulykker.



Figur 11: *Fisjon, der en kjerne treffes av et nøytron og splittes i fisjonsprodukter*

I tillegg til sikkerhetsutfordringene forbundet med konvensjonelle reaktorer er det også slik at disse reaktorene krever at kraftsystemet de kobles til er av betydelig størrelse, sentrerte populasjoner og store kapitalkostnader [40], noe som medfører at mange land med store energibehov eller behov for balansekraft må satse på andre energikilder, eksempelvis utviklingsland [40].

Dette har vist nødvendigheten av at farene ved potensielle fremtidige ulykker, i tillegg til konstruksjonsforsinkelser og eskalering av kostnader, som har preget kjernekraftindustrien de siste tre tiårene, reduseres betydelig [39]. Dette er spesielt viktig, ettersom med økning i størrelse til GW-størrelsesorden så forsterkes den tekniske kompleksiteten, utfordringene knyttet til ledelse, utfordringer knyttet til finansiering samt den iboende risikoen for feil ved bygging av atomkraft [39].

### 2.3.3 SMRs unike konsept

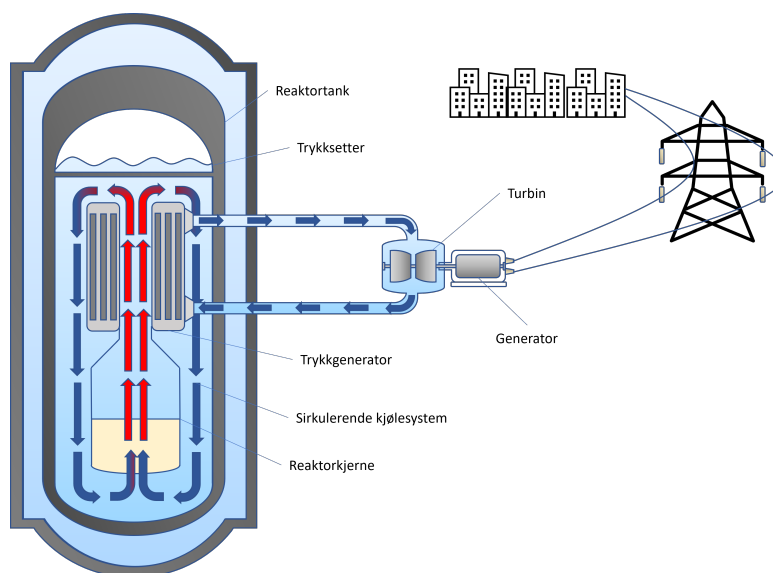
SMR har blitt introdusert som en måte å møte utfordringene knyttet til konvensjonelle atomreaktorer med sin reduserte størrelse og kompleksitet [39, 41, 10]. International Atomic Energy Agency (IAEA) definerer SMR som en avansert atomreaktorer med en kapasitet på opp til 300 MWe [42, 40, 8, 43, 44]. Ifølge Black et al tilsvarer dette mindre enn en tredjedel av en konvensjonell reaktor, der en konvensjonell reaktor har en kapasitet på i overkant av 700 MW mens nylig konstruerte reaktorer kan levere over 1500 MWe [40]. SMR skiller seg fra andre typer reaktorer ikke bare når det gjelder størrelsen på reaktoren.

En viktig egenskap ved SMR som skiller dem fra konvensjonelle reaktorer er modularitet [39, 43, 40, 41, 10]. Modularitet i forbindelse med SMR handler om at reaktoren eller hovedkomponentene i reaktoren kan fabrikeres for så å transporters via lastebil, skip eller tog for å settes sammen eller installeres på stedet der den skal settes opp [40, 10, 41]. I tillegg knyttes de til økt skalerbarhet da de kan seriekobles med hverandre [11]. En viktig konsekvens av disse egenskapene er at de gir større fleksibilitet når det gjelder plassering ettersom man kan komme til områder der konvensjonelle reaktorer ikke kunne ha blitt plassert [41, 10, 44], isolerte områder uten avanserte infrastruktur og kraftnett

[10], områder med begrenset nettkapasitet [39, 40, 10], områder med kraftnett av mindre størrelse [43, 40] og behov for mindre kraft enn områder der det ville vært mer passende med kraft fra en konvensjonell reaktor, kull eller andre energikilder [40], og man kan nå ut til flere med regulerbar kraft [42]. I tillegg til at det kan forenkle prosessen med å sette opp reaktorene og betydelig redusere startkapitalkostnader [40, 41, 43, 39], konstruksjonstiden [43, 10, 41, 40, 42, 39] og arealbruk [10, 41] sammenlignet med konvensjonelle reaktorer. I tillegg vil modulariteten kunne gi SMR en viktig rolle i fremtidens elektrisitetmarked, da det nå kan tyde på at det vil skje store endringer i fremtidens elektrisitetmarked, der fremtidens kraftstasjoner virker å bli mer desentraliserte og fordelte fremfor store og sentraliserte [39].

Anvendelsene av SMR fra nettperspektiv er også mange. SMR kan bidra til stabilisering av nettfrekvens [45]. SMR kan også kombineres med andre fornybare energikilder, justere effekten relativt raskt sammenlignet med konvensjonelle reaktorer og er egnet som støtte både for elektriske og ikke-elektriske anvendelser [40], men de er også svært godt egnet til ikke-elektriske anvendelser som destillering, varmforsyning til industri og oppvarming og hydrogenproduksjon [39, 40].

Figur 12 viser en skjematisk framstilling av en typisk SMR.



Figur 12: *Konseptet bak en SMR med iPWR-konfigurasjon, med inspirasjon fra [38]*

Figuren viser en iPWR (integral pressurized-water reactor) [46] type reaktor, et type reaktordesign som preger utviklingen av ny SMR-teknologi [42, 46]. I et iPWR type SMR design er hovedkomponentene integrert i reaktortanken, inkludert reaktortanken, dampgeneratoren og pumper. En slik konfigurasjon bidrar til økt sikkerhet ettersom det fjerner sannsynligheten for tap av kjølevæske dersom røret med kjølevæske skulle bli ødelagt - en situasjon som kan ha store konsekvenser - fordi ikke kjølevæsken sirkulerer i rør mellom dampgeneratoren og reaktortanken men forblir inne i reaktortanken. I tillegg bidrar et slikt design til at sannsynligheten for feil på andre komponenter, ettersom det er behov for færre rør og rør med mindre tverrsnitt inn til reaktortanken [46].

En annen viktig egenskap med SMR er at de, sammenlignet med konvensjonelle reaktorer, forbindes med økt sikkerhet grunnet iboende egenskaper [46, 42] og bruk av passive sikkerhetssystemer (PSS) [46, 42, 40, 39, 44, 41, 10]. Gjennom tidligere reaktordesign og også i

mange av de originale reaktordesignene har aktive sikkerhetssystemer (ASS) vært anvendt og med strenge regulatoriske krav for å sikre sikkerhetsfunksjoner som nedstengning av reaktoren, håndtering av varme, regulering av trykk m.m. [42]. Derimot har lærdom og erfaringer fra tidligere ulykker vist at blant annet bruk av PSS er et viktig tiltak for å forhindre at slike ulykker skjer igjen, noe som i stor grad har preget utviklingen innen reaktordesign [42, 44]. Hensikten med PSS er å kunne ha systemer som kan drifte seg selv i en kritisk situasjon eller for forebygging av en kritisk situasjon, bare ved hjelp av naturlover som oppdrift og gravitasjon. PSS blir dermed selvdrivende fordi energien som trengs for at PSS skal fungere hentes fra systemet selv [42].



### 3 Metode

Med unntak av valg av reaktor er samtlige valg og diskusjoner som beskrives i denne seksjonen gjort fra nettperspektiv fremfor reaktorperspektiv. Dette inkluderer både konfigurasjon av reaktorene mot nett, parameterverdier, plassering av reaktorene både geografisk og med tanke på spenning, behov når det gjelder funksjon av reaktoren, krav til reaktiv effekt som må leveres samt øvrige hensyn og forutsetninger.

Aspekter ved kjernekraftens rolle i det vestlandske kraftnettet fra sentral- og regionalnettperspektiv er, undertegnede bekjent, ikke evaluert tidligere. Det innebærer at det har vært utfordrende å finne litteratur som støtte knyttet til valg av reaktor, integrering av reaktorer i et verktøy for analyse av transmisjonsnettet, oppsett av scenarioer, valg av verktøy og fremgangsmåte.

Alle valg og diskusjoner som beskrives i denne seksjonen er derfor gjort i samråd med ekstern veileder. Det har vært svært viktig og nødvendig med tett samarbeid med ekstern veileder for å sikre at metodene til grunn for analysene i størst mulig grad samsvarer med lignende analyser som gjøres i bransjen og av det samme kraftnettet. Ekstern veileder har lang erfaring med liknende analyser av kraftnettet for Bergen og omland, og har i stor grad bidratt til beslutninger når det gjelder valg av relevante verktøy, metode, påkobling mot nett og selve gjennomføringen av analysene basert på mye kunnskap innen fagfeltet, kjennskap til kraftsystemet på Vestlandet og også erfaringer tilegnet gjennom åresvis i bransjen. Metoden som benyttes i denne analysen er derfor i mindre grad støttet opp av annen litteratur på feltet, men heller i større grad støttet opp av dialog og diskusjon med ekstern veileder som besitter svært relevant kunnskap og erfaringer.

#### 3.1 Verktøy

Verktøyet som brukes i analysen er Power System Simulator for Engineering (PSS<sup>®</sup>E eller PSS/E). PSS<sup>®</sup>E, et industriledende verktøy utviklet av Siemens, som kan brukes i forbindelse med planlegging og analyse av kraftsystemer [20].

Modellen som brukes i analysen er en statisk lastflytmodell utarbeidet av BKK, nettselskap og utredningsansvarlig for Bergen og omland, i PSS<sup>®</sup>E versjon 34. Modellen viser hvordan sentral- og regionalnettet i Bergensregionen er planlagt å se ut i 2030 og inkluderer forbruk, produksjon og utbygginger som er planlagt innen 2030. Modellen inkluderer området som strekker seg fra Øygarden i vest, Hardangerfjorden i sør, Sognefjorden i Nord og Sima i øst, og alle spenningsnivåer opp til 420 kV. Modellen inkluderer dermed også nettet på Vestlandet som eies av Statnett. Et kart over det beskrevne området er vist i Figur 13.

Bildet viser et utsnitt av kartet hentet fra [47], og de røde og blå linjene markerer forbindelser henholdsvis i sentralnettet og regionalnettet, mens de grønne linjene er forbindelser i distribusjonsnettet.

Et enlinjeskjema av kraftnettet som ble undersøkt i analysen er presentert i Figur 14.

Slik som vist i Figur 14 er kraftnettet som undersøkes i analysen inndelt i spenningsnivåene 420 kV, 300 kV og 132 kV, i tillegg til to forbindelser med transformatorstasjoner der spenning transformerer mellom de ulike spenningsnivåene. De ulike spenningsnivåene er markert ved ulike farger. Forbindelsene perifert i kartet er generelt sett ved høyere spenningsnivåer, og linjer mellom Øygarden og Lindås, og mellom Lindås, Haugsvær og Krosdalen er linjer som er nylig oppgradert. Forbindelsene fra Modalen via enten Dale og Arna eller via Samnanger og Fana, og videre til Kollsnes via Lillesotra er 300 kV nett som etter planen skal



Figur 13: Kart over kraftnettet evaluert i analysen med oversikt over forbindelser og spenningsnivå

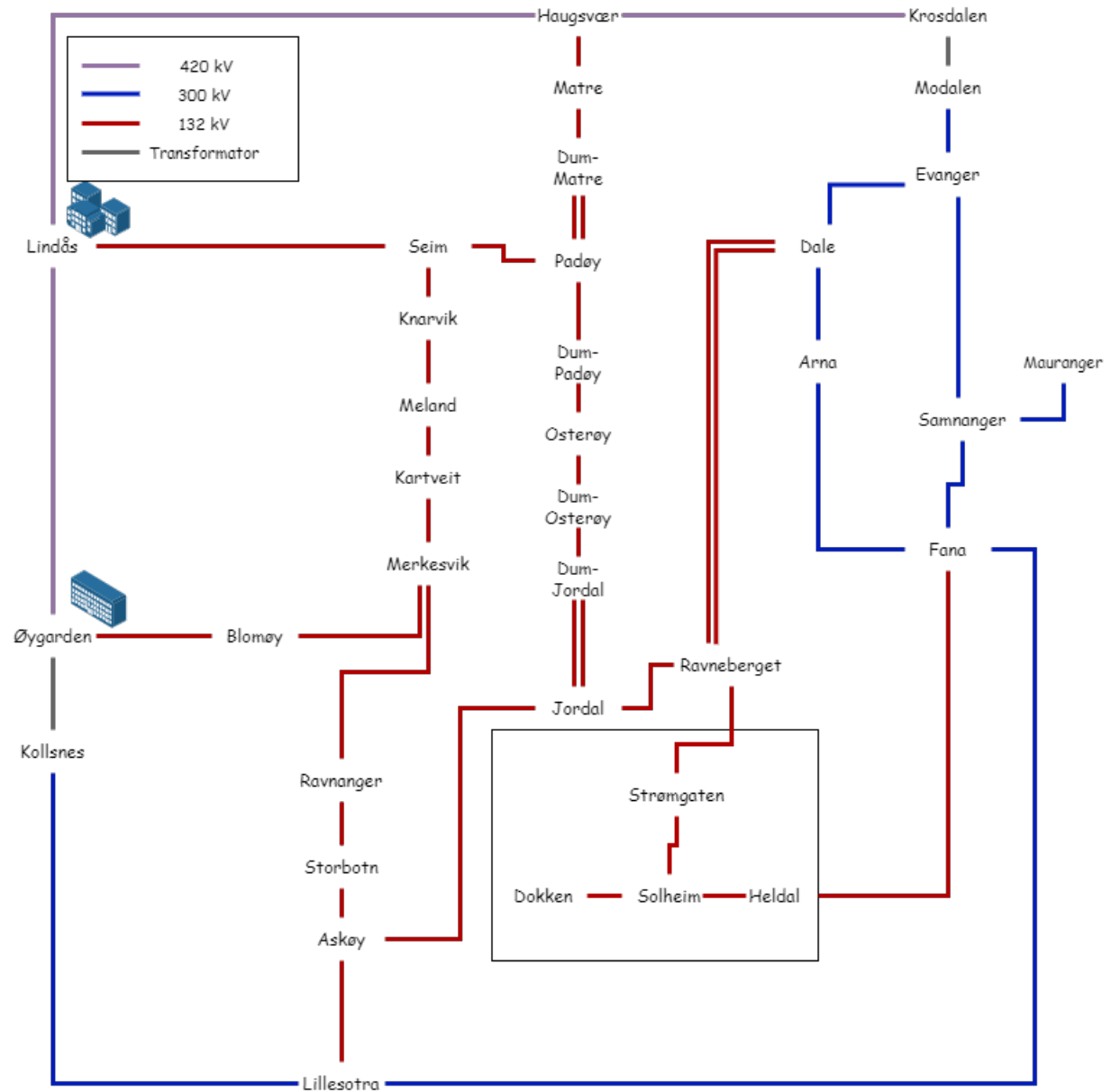
oppgraderes til 400 kV. De fleste forbindelsene i kraftnettet som undersøkes ligger på 132 kV-nivå og er under ansvar av BKK, til forskjell fra de øvrige forbindelsene der Statnett er ansvarlig. Slik som vist i figuren kan forbruk som tilknyttes enten Lindås eller Øygarden forsynes gjennom alle de nevnte spenningsnivåene, og dette understreker viktigheten av å vite hvordan effektflyten fordeler seg og om den eventuelt forårsaker overlast i forbindelser ettersom de ulike linjene har svært ulik kapasitet. Eksempelvis er det av relevans om en eventuell effektflyt mellom Øygarden og Lindås går via 420 kV-forbindelsen eller om den tar veien via 132 kV-nettet med lavere kapasitet. Boksen i kartet skal markere området med Bergen sentrum.

Lastflytanalysene av kraftsystemet i modellen kan gjøres for ulike temperaturer og dermed ulike årstider. Ytelsen som er gitt ved de ulike temperaturene ligger i modellen, men for å vurdere kraftsystemet ved ulike temperaturer og årstider må derimot ytelsen til hver av komponentene endres manuelt. I tillegg må lastene legges inn og justeres manuelt. Det er en viktig årsak til at modellen til grunn for denne analysen kun gjelder for 0°C, altså vinterhalvåret. En annen viktig årsak er at selv om kapasiteten på linjene er størst ved lavere temperaturer, ble det også vurdert til å være best at modellen er tilpasset vinterhalvåret. Å vurdere overlast for vinterhalvåret er svært viktig ettersom en slik makslastsituasjon kan gi en indikasjon på den mest kritiske situasjonen gjennom året når det gjelder overbelastning, ettersom det kan være rimelig å anta at forbruket øker i denne perioden og belastningen på forbindelsene dermed er størst.

## 3.2 Oppsett av scenarioer

### 3.2.1 Valg av reaktor

SMR som velges for analysen er en iPWR type SMR fra Nuscale (NS SMR). Valg av reaktor begrunnes både med det at de er sertifisert av NRC [19], og også med reaktorens potensielle funksjon og rolle i et kraftnett, egenskaper som er hensiktsmessig fra kraftsystemperspektiv.



Figur 14: Enlinjeskjema av kraftnettet evaluert i analysen med oversikt over forbindelser og spenningsnivå

NS SMR er en reaktor med en ytelse på 50 MWe (elektrisk), men kan seriekobles med opptil elleve andre NS SMR [11]. Dette gjør det mulig å holde produksjonen så stabil som mulig, fordi i situasjoner der det er behov for vedlikehold eller der en reaktor av andre årsaker må stenges ned i en periode, kan likevel de resterende reaktorene driftes som normalt [11]. I kraftnett med stabile laster som for eksempel en stor andel industri, eller der et kjernekraftanlegg står for en stor og gjerne sental del av energiforsyningen til et område, kan dette være av stor verdi fordi det kan hindre lengre perioder med nedstenging av hele kraftanlegget, som igjen kan forhindre frakobling av last ved overbelastede nett og redusere belastning i øvrig nett ved overføring av kraft fra andre områder.

### 3.2.2 Plassering og scenarioer

Det blir vurdert at SMRene tilknyttes Øygarden og Lindås transformatorstasjon. Det siste tiåret har det vært en vekst i kraftforbruket på omtrent 1,5 % per år på Vestlandet (2020) [17]. Derimot er det kommet forespørsler om betydelige mengder kraft i løpet av kort tid, og forbruksplanene for området indikerer nå en kraftig økning i forbruksveksten på opp mot 10 % per år det neste tiåret. Mesteparten av maksforbruket i dag og også det ventede forbruket er tilknyttet og skal etter planen tilknyttes disse to transformatorstasjonene. Det er stor produksjon fra vannkraftanlegg i området, som i all hovedsak er lokalisert nordøst i regionen. Derimot produseres det ikke tilstrekkelig med kraft til å møte den massive og ventede forbruksveksten i regionen, og som konsekvens av dette kan industri måtte kobles fra dersom det skulle forekomme feil på enkelte av forbindelsene. For å muliggjøre forbruksveksten må derfor kraft overføres inn til området, noe som byr på store utfordringer ettersom det er ved nettopp disse transformatorstasjonene at nettkapasiteten er minst [17].

Av det planlagte forbruket knyttes to tredjedeler til ny industri, mens det resterende forbruket er relatert til elektrifisering av petroleumsindustrien [17]. I hovedsak er det alminnelige forbruk lokalisert i områdene rundt Bergen, mens den ventede forbruksøkningen knyttet til elektrifiseringen av petroleumsindustrien vil etter planen plasseres langs vestkysten i regionen. Blant forbruksplanene er det ønske om at næringsparker skal kunne etableres langs kysten og elektrifisering av petroleumsindustrien. I tillegg vil det også være en jevn økning i vanlig forbruk [17].

I tillegg til at nettkapasiteten ved Lindås og Øygarden transformatorstasjon er minst for hele Bergens-regionen, er også Lindås eller Øygarden vurdert som potensielle lokasjoner for etablering av SMR på Vestlandet. Norsk Kjernekraft AS har sett på Øygarden som en mulig lokasjon for små modulære reaktorer grunnet behovet for kraft til ny industri i kombinasjon med tilgangen på kjølevann fra Hjeltefjorden og behovet for spillvarme til en hydrogenfabrikk i området for økt effektivitet [48, 49]. Forslagene møter politisk støtte blant annet hos Frp Øygarden [50].

I utgangspunktet er det knyttet usikkerhet til hvor mange av forbruksplanene som faktisk kommer til å realiseres. I denne oppgaven er det forutsatt at 700 MW knyttet til grønn energi blir realisert både i Øygarden og på Lindås. Det innebærer at 700 MW industriforbruk kan måtte kobles på enten på Lindås eller i Øygarden, eller at tilsammen 1400 MW kan måtte kobles på dersom begge planene skulle realiseres. Analysene i denne oppgaven tar derfor utgangspunkt i disse tre mulige situasjonene.

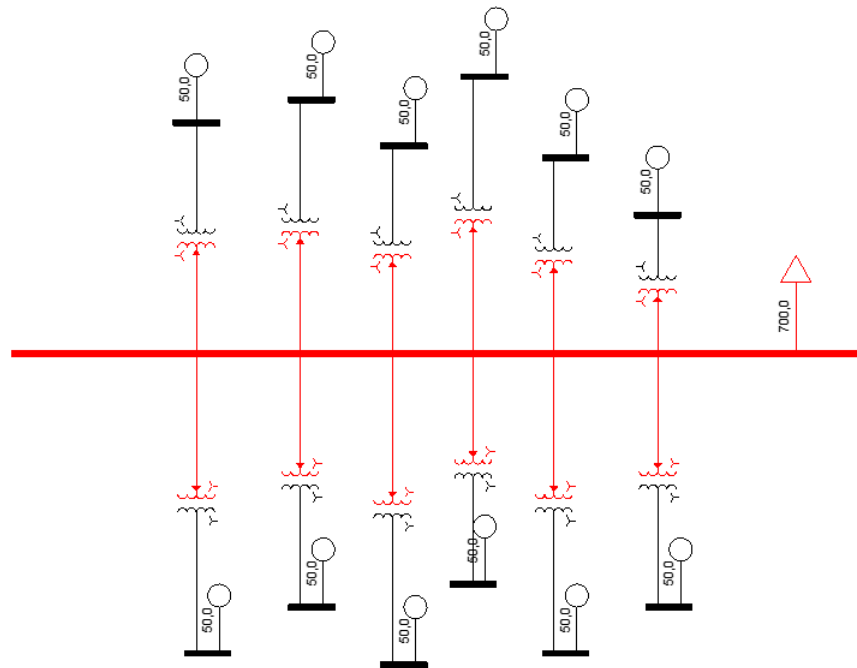
For at reaktorene skal kunne møte et kraftbehov på 700-1400 MW blir det vurdert at alle 12 reaktorenehetene på 50 MWe benyttes i de ulike produksjonsscenarioene. Dette innebærer at i disse scenarioene så vil kraftproduksjonen øke enten med 600 MWe eller 1200 MW. Samtlige av situasjonene undersøkes for hver situasjon med SMR.

Den geografiske plasseringen tas ikke stilling til denne analysen, altså hvor i Øygarden eller på Lindås reaktorene plasseres. Det antas at den geografiske plasseringen ikke vil ha noe å si for resultatene.

### 3.3 Konfigurasjon og valg av parametre

#### 3.3.1 SMR

12 reaktorer legges inn i modellen på den respektive 132 kV samleskinnen, kombinert med en last på 700 MW, som vist i Figur 15 henholdsvis på transformatorstasjonen i Øygarden og Lindås.



Figur 15: Konfigurasjon ved tilknytning av 12 NS SMR og industrilast på 132 kV-samleskinnen i Øygarden og på Lindås i modellen

Årsaken til at både SMRene og forbruket kobles på 132kV-nettet og på de de respektive 132kV-samleskinnene for Lindås og Øygarden er at forbruk som skal forsynes i disse områdene etter planen skal kobles på disse, og SMRene plasseres også da på den samme samleskinnen ettersom forbruket er tenkt å forsynes av SMRene.

SMRene modelleres som generatorer i modellen og hver av dem er tilknyttet en generatorskinne (samleskinne med tilknyttet generator) markert i svart i Figur 15, og til nett via respektive transformatorer. Figur 16 viser hvordan de legges inn i modellen samt parametrene som legges inn for hver av dem.

Slik som presentert i Figur 16 legges det inn at reaktoren kjører med maks og konstant ytelse på 50 MWe. Videre legges det inn generatorverdier for resistans og reaktans i pu-verdier, henholdsvis 0,002000 og 0,200000.

Verdiene som oppgis i Figur 16 knyttet til den maksimale reaktive effekten som konsumeres og leveres avhenger av hvilken generator og turbin som velges, og den reaktive effekten

Basic Data	
Bus Number	1004
Machine ID	4
Bus Name	SMR4
Bus Type Code	2

Machine Data		
Pgen (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)
50,0000	50,0000	0,0000
Qgen (Mvar)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)
1,0940	29,5000	-29,5000
Mbase (MVA)	R Source (pu)	X Source (pu)
58,00	0,002000	0,200000

Transformer Data	
R Tran (pu)	0,00000
X Tran (pu)	0,00000
Gentap (pu)	1,00000

Owner Data	
Owner	Fraction
1	1,000
0	1,000
0	1,000
0	1,000

Wind Data	
Control Mode	0 - Not a wind machine
Power Factor (WPF)	1,000

Plant Data	
Sched Voltage	1,0000
Remote Bus	1004

Figur 16: Parameterverdier for  $P$ ,  $Q$ , ytelse,  $R$  og  $X$  som legges inn for NS SMR i modellen i PSS®E

som leveres eller konsumeres til enhver tid ( $Q_{gen}$ ) varierer mellom disse verdiene. Det tas ikke stilling til valg av turbin eller generator i denne analysen. Det innebærer at det ikke foreligger spesifikke verdier for reaktiv effekt som leveres og konsumeres på reaktorsiden. I denne analysen antas det at generatorene som brukes leverer og konsumerer reaktiv effekt i henhold til kravene fastsatt av Statnett for nettsiden <sup>4</sup>, og dette vil også være tilfelle i virkeligheten når kraftverk med SMRer designes og bygges [51]. Med utgangspunkt i kravet fra [22] og ved å sette  $P = 50\text{MW}$  i likning 17 så innebærer dette at for NS SMR med merkeeffekt på 50 MWe så må den induktive ytelsen til reaktoren tilsvare 23 Mvar eller mer på nettsiden. Med utgangspunkt i kravene for reaktiv effekt på nettsiden bestemmes den maksimale reaktive effekten som leveres og konsumeres på reaktorsiden <sup>5</sup> gjennom lastflyt ved prøving og feiling, slik som beskrevet i neste avsnitt, der den maksimale reaktive effekten som leveres og konsumeres på reaktorsiden justeres frem til den reaktive effekten på nettsiden er tilfredsstillt.

Når generatorskinnene kobles på samleskinnen på 132 kV settes kravet til *systemspenningen*, eller spenningen som skal opprettholdes ved en spesifisert samleskinne (vist i Figur 16 som “Sched Voltage”) til å være 1,5pu for å bestemme en maksimale grense for reaktiv effekten som reaktoren skal konsumere og levere (en systemspenning på 1,0000 pu tilsvare i denne modellen normal driftstilstand). Det innebærer at reaktorene får et krav om å levere spenning tilsvarende 1,5 pu og reaktorene må selv justere den reaktive effekten for å opprettholde denne spenningen. Ved å øke kravet til spenning som reaktoren må levere fra 1,0000 til 1,5 pu, impliseres det at reaktoren må øke den reaktive effekten som leveres til nettsystemet. På denne måten kan en tilnærmet maksimal grense for reaktiv effekt som hver av SMRene bestemmes. Etersom reaktoren skal levere reaktiv effekt på 23 Mvar mot nett, justeres den maksimale reaktive effekten levert av reaktoren fra gjentakende lastflyt-

<sup>4</sup>Reaktiv effekt levert mellom generatorskinnen og 132kV-samleskinnen referert til 132kV-samleskinnen

<sup>5</sup>Reaktiv effekt levert mellom generatorskinnen og 132kV-samleskinnen referert til generatorskinnen

analyser og ved prøving og feiling til å være 29,5 Mvar mens kravet til systemspenningen holdes på 1,5 pu. Den maksimale reaktive effekten levert eller konsumert og referert til 132kV-samleskinnen tilsvarer da 23,6 Mvar. Årsaken til at verdien ligger rett over kravene på 23 Mvar er at etter at den reaktive effekten for reaktoren ble justert, måtte også ytelsen for transformatoren endres til 58 MVA ved første uttrykk i likning 21 og med  $P=50$  MWe og  $Q=29,5$  Mvar, som videre resulterte i nye verdier for reaktiv effekt levert og konsumert på nettsiden. I samråd med ekstern veileder ble det vurdert at 23.6 Mvar levert mot nett var innenfor akseptabel verdi.

Etter å ha lagt inn maksimale verdier for reaktiv effekt levert og konsumert på reaktorsiden ( $Q_{max}$  og  $Q_{min}$ ) beregnes den reaktive effekten som til enhver tid leveres eller konsumeres på reaktorsiden ( $Q_{gen}$ ) automatisk etter ny lastflytanalyse og der kravet til systemspenning etter tilbakestillt til 1,00000 pu.  $Q_{gen}$  vil da være den reaktive effekten som konsumeres eller leveres for at den skal opprettholde en systemspenning på 1,0 pu tilsvarende en normal driftssituasjon, og den vil variere mellom -29,5 Mvar og 29,5 Mvar.

Verdiene knyttet til reaktiv effekt på reaktorsiden er lagt inn eller beregnet i modellen slik som vist i Figur 16.

Transformator-data som kan legges inn i innstillingene for reaktoren presentert i Figur 16 er data som kan legges inn for at generatoren og transformatoren skal kunne modelleres som en samlet enhet. Resistansen og reaktansen settes til å være null, da transformatorene i denne analysene kobles på eksternt.

### 3.3.2 Transformator

Slik som det fremkommer av Figur 15, kobles det for hver av reaktorene på en toviklings-transformator, som transformerer spenningen og fungerer som bindeledd mellom generatorskinnene og 132kV-samleskinnen. Figur 17 viser egenskapene som legges inn for hver av transformatorene i modellen.

Figur 17: Egenskapene som legges inn for hver av transformatorene

Transformatoren som implementeres for hver av reaktorene er identiske og har verdier for spenning, R og X som er typiske for en transformator med tilsvarende størrelse, med spenning på primær- og sekundærsiden på henholdsvis 138 kV og 13 kV, samt resistans og induktans tilsvarende 0,005000pu og 0,130000pu henholdsvis (se Figur 17). Spenningen og den nominelle spenningen settes til å være like, henholdsvis 138 kV og 13 kV for primær- og sekundærsiden. Det antas også at transformatoren er Y-Y-koblet, og dermed at det ikke forekommer faseskift gjennom transformatoren, noe som fremkommer fra Figur 17 ved at faseskiftet gjennom transformatoren er satt til å være null. Ytelsen for transformatoren gitt i MVA bestemmes av den maksimale aktive og reaktive effekten som leveres eller konsumeres av reaktoren. Slik som det fremkommer av Figur 17 og beregningene beskrevet i seksjon 3.3.1, settes den nominelle ratingen for hver transformator til å være 58 MVA. De øvrige parameterverdiene vist i Figur 17 er standardverdier i modellen.

### 3.3.3 Generatorskinne

Når det gjelder generatorskinnene som forbinder generatoren med transformatoren, og dermed også generatoren med nettet, så brukes typisk verdi for nominell spenning som baseverdi, tilsvarende 13 kV. Videre blir fasevinkelen på generatorskinnene også satt til å være den samme som for tilknytningspunktet. Dette har ingen konsekvenser for resultatene, men gjøres for at lastflytmodellen lettere skal klare å finne den reelle fasevinkelen for generatorskinnene. Fasevinkelen justeres til en verdi tilpasset systemet etter at første påfølgende lastflytanalyse gjennomføres såfremt gjettingen på fasevinkel ikke avviker så mye fra reell verdi. Etersom samleskinnen og generatorskinnen ikke skal ha betydelig avvikende fasevinkel kan fasevinkelen på samleskinnen sies å være en god gjetning for generatorskinnen.

Figur 18 viser innstillingene som gjelder for generatorskinnene lagt inn for modellen i PSS<sup>®</sup>E.

Figur 18: Innstillinger for generatorskinner

Verdiene for base kV, fasevinkel og limit data gjelder for samtlige generatorskinner. Fasevinkelen på 136.14° er fasevinkelen som er bestemt og justert av modellen etter kjørt lastflytanalyse. De øvrige parameterverdiene i Figur 18 er standardverdier for modellen.



## 3.4 Gjennomføring av analysen

### 3.4.1 Ulike nettverkskonfigurasjoner

Analysen gjøres for alle kombinasjoner av SMR og forbruk både ved normaldrift og for ulike potensielle utfallssituasjoner. De ulike kombinasjonene av SMR og forbruk simuleres ved at tenkte brytere kobler dem inn og ut.

Normaldrift gir et bilde på kraftsystemet uten at det foreligger feil i nettet. Denne driftssituasjonen er inkludert da resultatene fra en slik situasjon gir et bilde på om nettet i det hele tatt tåler tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon. Derimot må det også tas høyde for at det kan forekomme feil i nettet, eksempelvis ved utfall av linje etter et lynnedslag eller en overbelastning over lang tid.

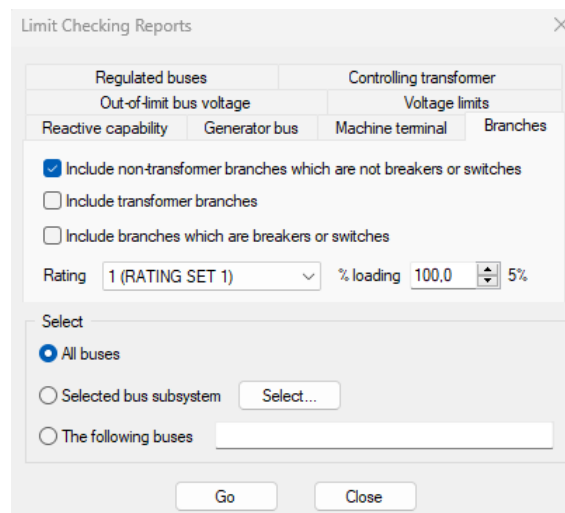
Med krav om at N-1-kriteriet skal være innfridd må også kraftnettet på Vestlandet tåle en feil for de ulike scenarioene knyttet til SMR og forbruk som ligger til grunn for denne analysen, og derfor evalueres de ulike scenarioene også for ulike utfallssituasjoner. I disse situasjonene simuleres det utfall av én og én utvalgt linje i 420- og 300kV-nettet. Samtlige utfall simuleres for hver kombinasjon av forbruk og produksjon fra SMR i Øygarden og på Lindås. Forbindelsene som det simuleres utfall for er valgt med bakgrunn i at de er vurdert i samråd med ekstern veileder i å ha en sentral funksjon i kraftnettet som evalueres og derfor ha betydelige konsekvenser dersom de skulle falle ut. I tillegg er det også tenkt at linjene som det simuleres utfall for er sentrale for overføring av kraft til Øygarden og Lindås. Av hensyn til kraftberedskapsforskriften blir det ikke offentliggjort hvilke linjer som hvert av utfallene i analysen knyttes til, ettersom dette regnes som kraftsensitivt.

### 3.4.2 Innhenting av resultater

For hvert utfall blir linjene som overbelastes i det utvalgte kraftnettet og de respektive belastningsgradene analysert. For å vurdere belastningsgradene brukes den innebygde funksjonen “Limit checking” i PSS<sup>®</sup>E. Ved hjelp av denne funksjonen kan belastningsgrad og annen relevant informasjon om alle linjer, transformatorer, sikringer og brytere hentes ut. Søket blir i analysen begrenset til at funksjonen henter ut alle forbindelser med belastningsgrad på over 100 %. Videre ble det spesifisert at søket skulle gjelde for BKKs *geografiske* område som spesifisert over, og at forbindelser med sikringer, brytere og transformatorer ekskluderes. Figur 19 viser oppsett av søket med denne funksjonen i PSS<sup>®</sup>E.

I Figur 19 vises det hvordan det spesifiseres at søket skal gjelde forbindelser uten transformatorer og som ikke er sikringer og brytere. Videre blir “Rating” satt til å være “Rating set 1” som indikerer at analysen gjøres ved makslast og for vinterhalvåret, mens “% loading” begrenser søket til å kun gjelde linjer med belastningsgrad på 100% eller høyere. I Figur 19 er det valgt “All buses”, som indikerer at alle de ulike geografiske områdene er valgt i modellen. Når resultatene innhentes er det derimot valgt alternativet “Selected bus system”, der det spesifiseres at det er BKKs geografiske område som søket avgrenses til.

Videre legger funnene knyttet til eventuelle overbelastede linjer og respektive belastningsgrader til grunn for videre diskusjon knyttet til overbelastninger som må tas hensyn til dersom SMR plasseres på Vestlandet for å muliggjøre tilknytning av nytt industriforbruk i Øygarden og på Lindås i 2030.



Figur 19: Rammer for Limit Checking

## 3.5 Andre forhold

### 3.5.1 Tilknytningspunkt mot øvrig nett

En viktig forutsetning for analysen er at i et forsøk på å representere en realistisk nettsituasjon i størst mulig grad ble effekten levert fra to generatorer i modellen justert etter antall SMR som var påkoblet i nettet. Dette er fordi disse to generatorene er lagt inn i modellen som tilknytningspunkt mot resten av nettet. I en situasjon der det ikke produseres tilstrekkelig med kraft lokalt i forhold till forbruket lokalisert i Øygarden eller på Lindås vil kraften måtte komme i form av overskuddskraft fra øvrige deler av nettet, representert ved disse to generatorene.

Det ble besluttet at disse to generatorene tilsammen skulle kompensere for SMRene som ikke er koblet til nett, sammenlignet med en situasjon der SMR tilknyttet både Øygarden og Lindås. I tilfellene der reaktorene kun er plassert i Øygarden eller på Lindås mangler da 600 MWe produksjon, og produksjonen fra hver av generatorene økes da med 300 MW. Dersom reaktorene er koblet på både i Øygarden og Lindås beholder generatorene sin opprinnelige produksjon mens produksjonen for hver av dem øker med 600 MWe dersom ingen SMR er tilknyttet nettet. Årsaken til at generatorene kompenserer for reaktorene som mangler og ikke for det totale kraftbehovet dersom forbruket på 700 eller 1400 MW kobles på, er at det også er koblet på en svingmaskin som i praksis vil bidra til å redusere ubalanse i reaktiv og aktiv effekt. Det øvrige nettet er med det ikke tenkt å kompensere for underskuddsproduksjon alene.

### 3.5.2 Blown ups - en begrensning ved lastflytanalyser

En viktig bemerkning knyttet til gjennomførelsen av analysene, er at underveis i simuleringene har modellen en tendens til å blåse seg opp og slutte å fungere. I PSS<sup>®</sup>E omtales dette som en *blown up*. Dette kan være en indikasjon på en fullstendig spenningskollaps i nettet, men det kan også være et resultat av at modellen ikke klarer å konvergere mot en løsning dersom endringene som forekommer i modellen mellom hver lastflyt er relativt store på én gang. Det ble derfor behov for utarbeidelse av en prosedyre for å håndtere slike situasjoner, med hensikt å kunne utelukke, eller redusere sannsynligheten for at resultatene indikerer et mer sårbart nett enn det er i realiteten.

Prosedyren som benyttes for å redusere de totale endringene mellom hver lastflytanalyse med hensikt å forhindre blown up forårsaket av modellen, går først og fremst ut på å koble inn igjen eventuelle utkoblede linjer og det påkoblede forbruket fra, etterfulgt av nye lastflytanalyser til eventuelt modellen stabiliseres igjen. Dersom modellen resulterer i blownup ved tilkobling av ny last, og etter at lasten er koblet fra og modellen er stabilisert, blir forbruket redusert til 100 MWe og koblet inn på nytt. Dersom modellen fortsatt er stabil, økes så lasten med 100 MWe intervaller og der lastflytanalyser for hvert intervall for å sikre at endringen ikke blir for stor. Dersom en lastflytanalyse resulterer i blown up enten ved et utfall av en linje, tilknytning av nytt forbruk eller grunnet andre årsaker, kjøres det lastflytanalyse opptil seks ganger får å se om modellen stabiliseres igjen. Dersom den sjette lastflytanalysen også resulterer i blown up, registreres forsøket som blown up.

Med utgangspunkt i resonneringene over, er det tenkt at det håndteres noen viktige begrensninger knyttet til modellen og lastflytmodeller som verktøy. Situasjoner med blown ups som oppstår til tross for at punktene over er gjennomført først, relateres da til kraftsystemets tilstand.

### 3.5.3 Valg av antall transformator

Et annet moment som må nevnes og som kan ha resultert i flere spenningskollapser enn det som ville forekommet i realiteten er, er at det opprinnelig ikke var lagt inn mer enn én transformator på Lindås og to i Øygarden. Det er ikke sannsynlig at kraftnettet har for få transformatorer koblet på, ettersom det dimensjoneres for riktig antall transformatorer basert på mengden forbruk og produksjon koblet på. I tillegg er det i skrivende stund under vurdering hos BKK hvor mange transformatorer som det er behov for, og dette avgjøres med utgangspunkt i planene for områdene. Opptil 4 transformatorer kan kobles på totalt. Antall transformatorer i modellen er dermed ikke fastsatt og må justeres etter behov. For å skape et realistisk bilde på nettet basert på produksjonen fra SMR og forbruket som tilknyttet, ble det derfor koblet på ytterligere to Y-Y-transformatorer i Øygarden og én på Lindås.

## 4 Resultater og diskusjon

I denne seksjonen sammenlignes de ulike casene med hverandre og sees i lys av situasjonen uten SMR. For hver av casene presenteres det først et plott som viser antall overbelastede linjer og belastningsgradsintervall for de ulike forbrukssituasjonene med og uten utfall, og dette plottet refereres videre til som *stolpediagrammet*. Videre blir for hver av casene presentert et plott som viser hvilke linjer som overbelastes, sett i lys av kartet presentert i Figur 14. Fordelen med dette kartet er at det kan gi et bilde på hvordan flyten i overføringssystemet fordeler seg og endres for de ulike forbrukssituasjonene. Derimot gir de ingen informasjon om hvilke retninger flyten tar, og det er heller ikke mulig bruke kartet til å diskutere flyten i lys av hvor utfallene er plassert, ettersom dette er kraftsensitiv informasjon. De gir heller ingen informasjon om hvor ofte hver av linjene belastes, eller belastningsgraden for hver av linjene. En oversikt over belastningsgradene for de ulike forbrukssituasjonene og for de ulike casene ligger vedlagt, men benyttes bare dersom det er spesielt behov for det.

I vedlegg A ligger det vedlagt tabeller med mer detaljerte oversikter over hvilke utfall som ble overbelastet for de ulike utfallene og med de respektive belastningsgradene, for alle kombinasjoner av SMR og forbruk. Disse er inkludert først og fremst ettersom resultatene som er presentert i oppgaven er basert på dem. I tillegg kan det tenkes at de kan tydeliggjøre hvilke linjer som gir de mest kritiske situasjonene med tanke på grad av overbelastning, og også gi et tydeligere bilde på om det er noen av forbindelsene som blir oftere overbelastet enn andre forbindelser. Det kan også tenkes at det kan være mulig å se om det er typiske kombinasjoner av forbindelser som forekommer oftere enn andre. Data fra tabellene er derimot ikke i fokus i denne oppgaven, ettersom det ikke er gjort kjent hvilke forbindelser hvert av utfallene er knyttet til.

### 4.1 Ingen SMR

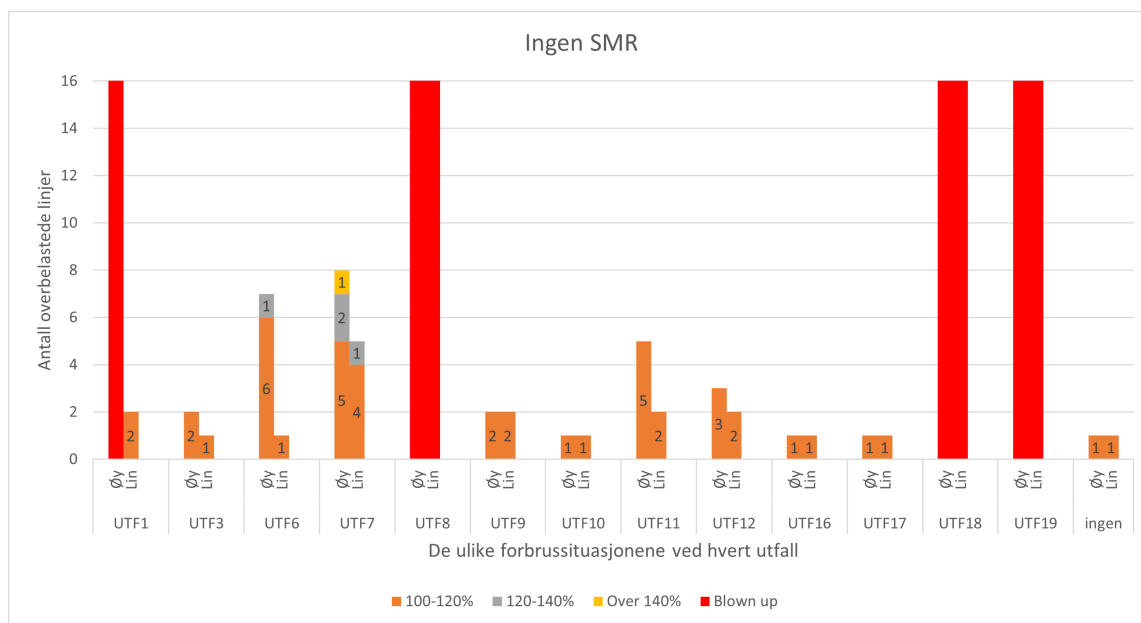
I denne situasjonen er de tre forbrukssituasjonene simulert uten tilknytning av ny produksjon fra SMR, hverken i Øygarden eller på Lindås.

Figur 20 viser forekomsten av overbelastede linjer i det analyserte kraftnettet og fordelingen av belastningsgrader for denne situasjonen for en normalsituasjon og også for en utfallssituasjon.

I Figur 20 er resultatene fra simuleringene fra denne situasjonen i hovedsak delt inn i en normalsituasjon uten utfall av linjer, og en utfallssituasjon ved utfall av utvalgte linjer. Utfallssituasjonen er igjen delt inn i de ulike utvalgte utfallene, som refereres til i figuren som UTF1, UTF2 osv. Hvert utfall og for normalsituasjonen er videre delt inn i søyler som representerer de ulike forbrukssituasjonene. Hver av forbrukssituasjonene er referert til som “Øy”, “Lin” og “Øy&Lin”, som henholdsvis refererer til forbruk tilknyttet samleskinnen i Øygarden, på Lindås og samleskinnen på begge steder samtidig. Søylene er inndelt i farger for å gi en oversikt over fordelingen av belastningsgraden for hver av linjene.

Som det blir klart fra Figur 20 vil en normalsituasjon uten SMR resultere i relativt få linjer med belastningsgrad på over 100%. Én linje vil overbelastes i denne situasjonen og dersom forbruk tilknyttes enten Øygarden eller Lindås transformatorstasjon, og linjene vil begge være belastet mellom 100 og 120%.

For en normalsituasjon der forbruk skulle blitt tilknyttet både Øygarden og Lindås samtidig var det ikke mulig å tilknytte dette forbruket. For denne situasjonen var det derfor ikke mulig å hente ut grad av belastning for de ulike linjene i nettet i det hele tatt. I Figur



Figur 20: Resultatene fra lastflyten der ingen SMR er tilkoblet nettet på Vestlandet

20 er dette vist ved at det bare er to søyler for hver av utfallene for å markere at bare to forbrukssituasjoner var mulig å simulere. Slik som beskrevet i seksjon 3.5.2 blir blown up-resultatene tolket å indikere en total spenningskollaps i nettet som vil være svært kritisk.

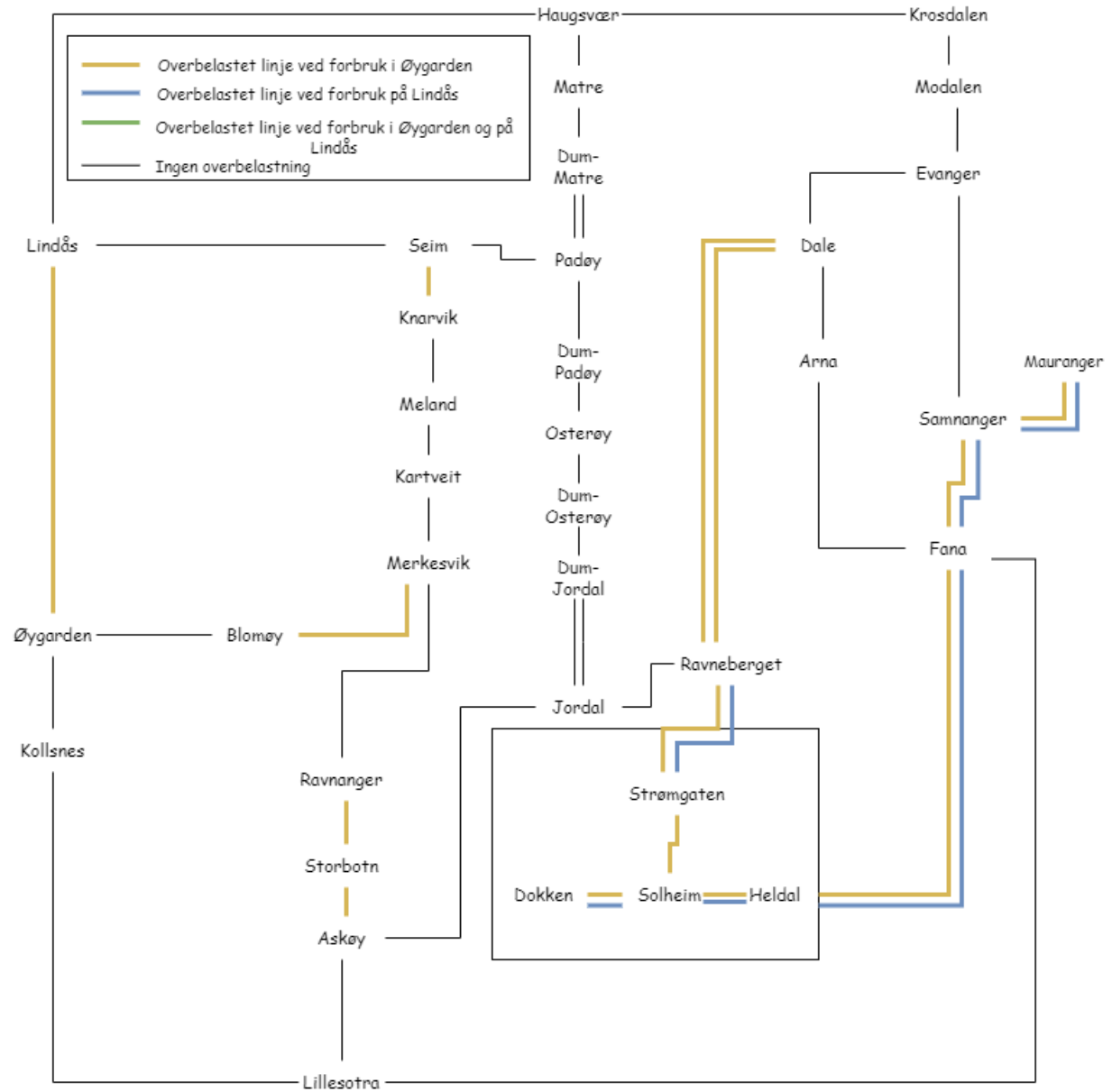
Som forventet var det heller ikke mulig å tilknytte forbruk i Øygarden og på Lindås samtidig for de ulike utfallssituasjonene, men for utfallsituasjonene ved tilknytning av forbruk enten i Øygarden eller på Lindås ble det mulig å få et bilde på utfordringene knyttet til overlast. Det blir klart fra figuren at for situasjonene med forbruk bare på ett av stedene blir belastningen på flere av linjene betydelig større enn de kan tåle. De fleste linjene må for denne situasjonen tåle belastninger på opptil 20 % mer enn de har kapasitet til å tåle. Ved flere av utfallssituasjonene vil det forekomme belastninger på over 120% og 140%. Generelt sett vil flest linjer overbelastes og de høyeste belastningsgradene forekomme dersom industriforbruk tilknyttes Øygarden transformatorstasjon. Dette er noe forventet, da det er mer forbruk tilknyttet Øygarden enn Lindås, og det økte forbruket vil øke behovet for overføring av kraft inn til området og dermed også øke belastningen i nettet.

De betydelige belastningsgradene ved flere av utfallene og ikke minst indikasjonene på spenningskollaps både ved flere utfall og ved en normalsituasjon støtter i stor grad opp under informasjonen som er kjent knyttet til den betydelige belastningen i nettet på Vestlandet og behovet for tiltak. Med utgangspunkt i resultatene presentert over blir det dog tydeliggjort fra figuren hvor liten sikkerhetsmarginen er og hvor lite ekstra forbruk som skal tilknyttes før spenningskollaps i nettet blir en realistisk situasjon.

En oversikt over hvilke linjer som rammes i en situasjon der forbruk tilknyttes Øygarden eller Lindås uten produksjon fra SMR er presentert i Figur 21.

Umiddelbart kan figuren tyde på at det i hovedsak er forbindelsene mellom Lindås og Øygarden og forbindelsene inn mot Bergen sentrum fra Dale via Ravneberget og fra Mauranger via Samnanger og Fana som er mest utsatt i denne situasjonen. Derimot er resultatene i figuren knyttet til overbelastning svært mangelfulle da selv tilknytning av 700 MW resulterte i blown up av modellen ved flere av utfallene. Det er derfor ikke mulig å gi et

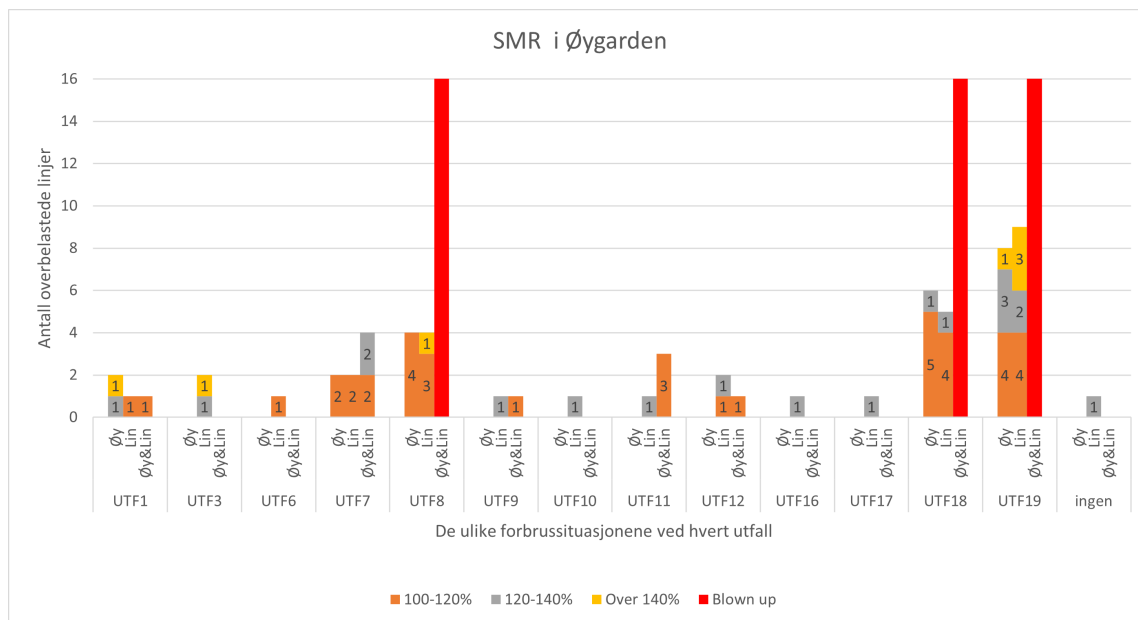
tydelig bilde på hvor sårbarhetene i form av overbelastning faktisk oppstår dersom ikke SMR forsyner forbruket som tilknyttet.



Figur 21: Overbelastede linjer for de ulike forbrukssituasjonene i kombinasjon uten SMR

## 4.2 SMR i Øygarden

Figur 22 viser stolpediagrammet for en situasjon med SMR i Øygarden.



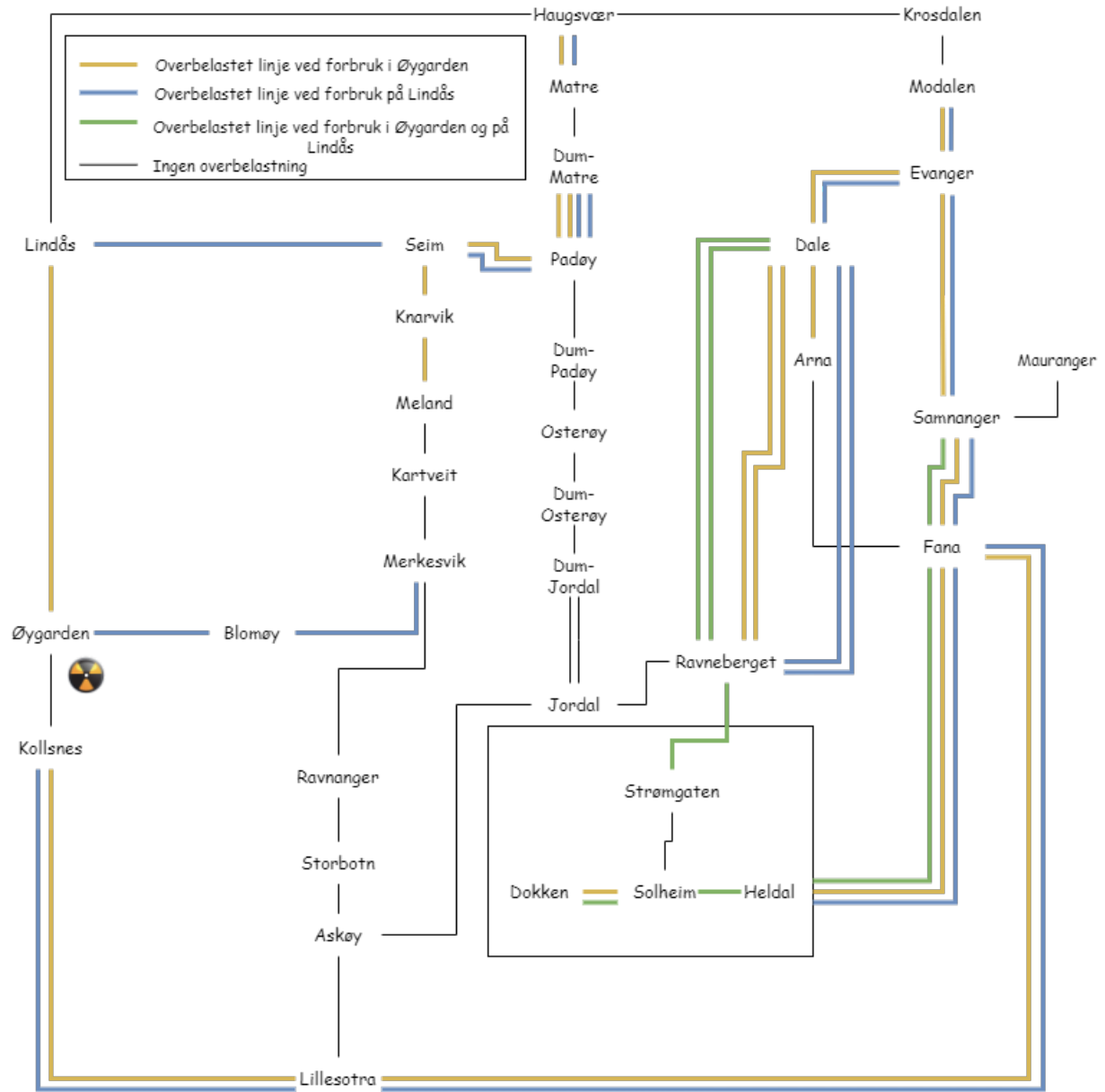
Figur 22: Belastningsgrad i BKKs nett ved utfall og der 12 x 50 MWe Nuscale-reaktorer er tilkoblet Øygarden transformatorstasjon

Slik som Figuren viser, blir det klart at SMR i Øygarden resulterer i en lastflyt som medfører færre overbelastede linjer, sammenlignet med situasjonen uten SMR. Eksempel på dette er utfall 7, som med SMR i Øygarden gir fire overbelastede linjer for forbruk enten i Øygarden eller på Lindås, mot åtte og fem overbelastede linjer for en situasjon uten SMR.

Slik som figuren viser, resulterer SMR i Øygarden i færre sårbare situasjoner knyttet til spenningskollaps, sammenlignet med en situasjon uten SMR. Resultatene gir dermed et mer representativt bilde på hvor sårbarhetene ligger for denne situasjonen, ettersom den også muliggjør innhenting av resultatene for flere av situasjonene med utfall ved forbruk enten i Øygarden eller på Lindås, og i det hele tatt også muliggjør tilknytning med forbruk begge steder for situasjoner både med og uten utfall.

Linjene som overbelastes dersom SMR plasseres i Øygarden er presentert i Figur 23.

Fra figuren fremkommer det at linjene som overbelastes som følge av størrelsen og retningen på lastflyten dersom SMR plasseres i Øygarden er i stor grad omfatter forbindelsene i strengene inn mot sentrum fra Modalen via Dale og via Fana. I tillegg vil også linjene ut fra Fana mot Lillesotra og videre til Øygarden få en belastning mer enn de kan tåle. I tillegg vil mange av forbindelsene i strengen ned fra Haugsvær via Matre og de videre forgreiningene mot Lindås via Seim og mot Øygarden via Seim og Merkesvik. Derimot er det også linjer som tåler fint belastningen som følge av SMR i Øygarden, deriblant forbindelsene mellom Merkesvik og Lillesotra via Ravnanger og mellom Padøy og Askøy via Jordal. Det blir også funnet lastflyten med SMR i Øygarden faktisk avlastet forbindelsene Ravnanger-Storebotn-Askøy nok til at de ikke lenger er overbelastet, slik som i situasjonen uten SMR. Derimot kan det tenkes at disse forbindelsene ville blitt overbelastet dersom alle situasjonene gav resultater.

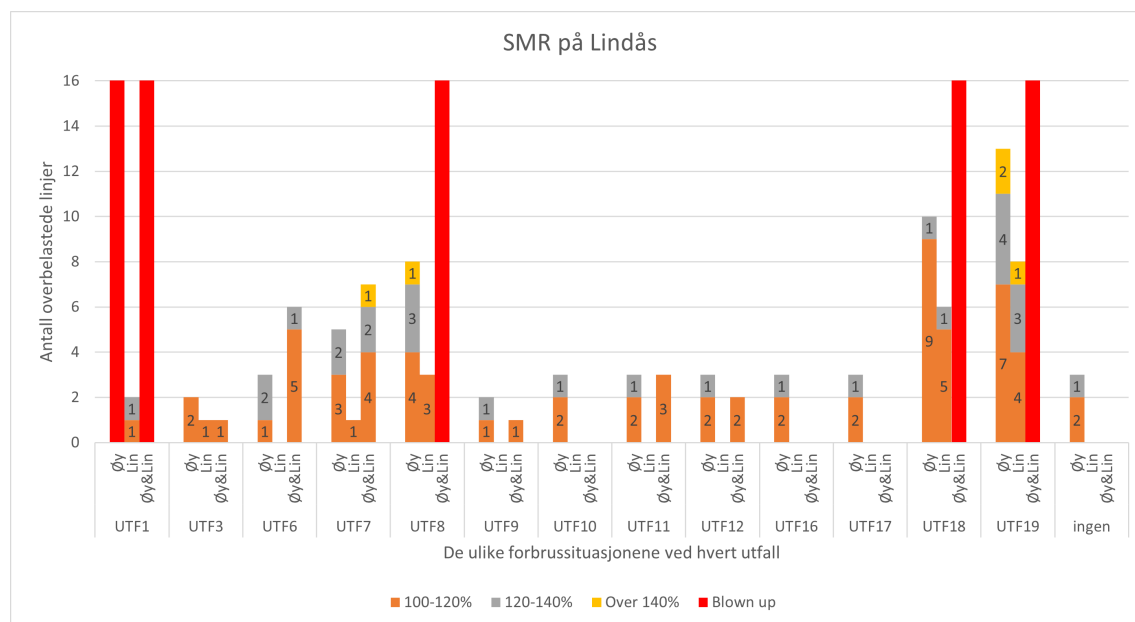


Figur 23: Overbelastede linjer for de ulike forbrukssituasjonene i kombinasjon med SMR i Øygarden



### 4.3 SMR på Lindås

Figur 24 viser stolpediagrammet knyttet til situasjonen der SMR plasseres på Lindås.

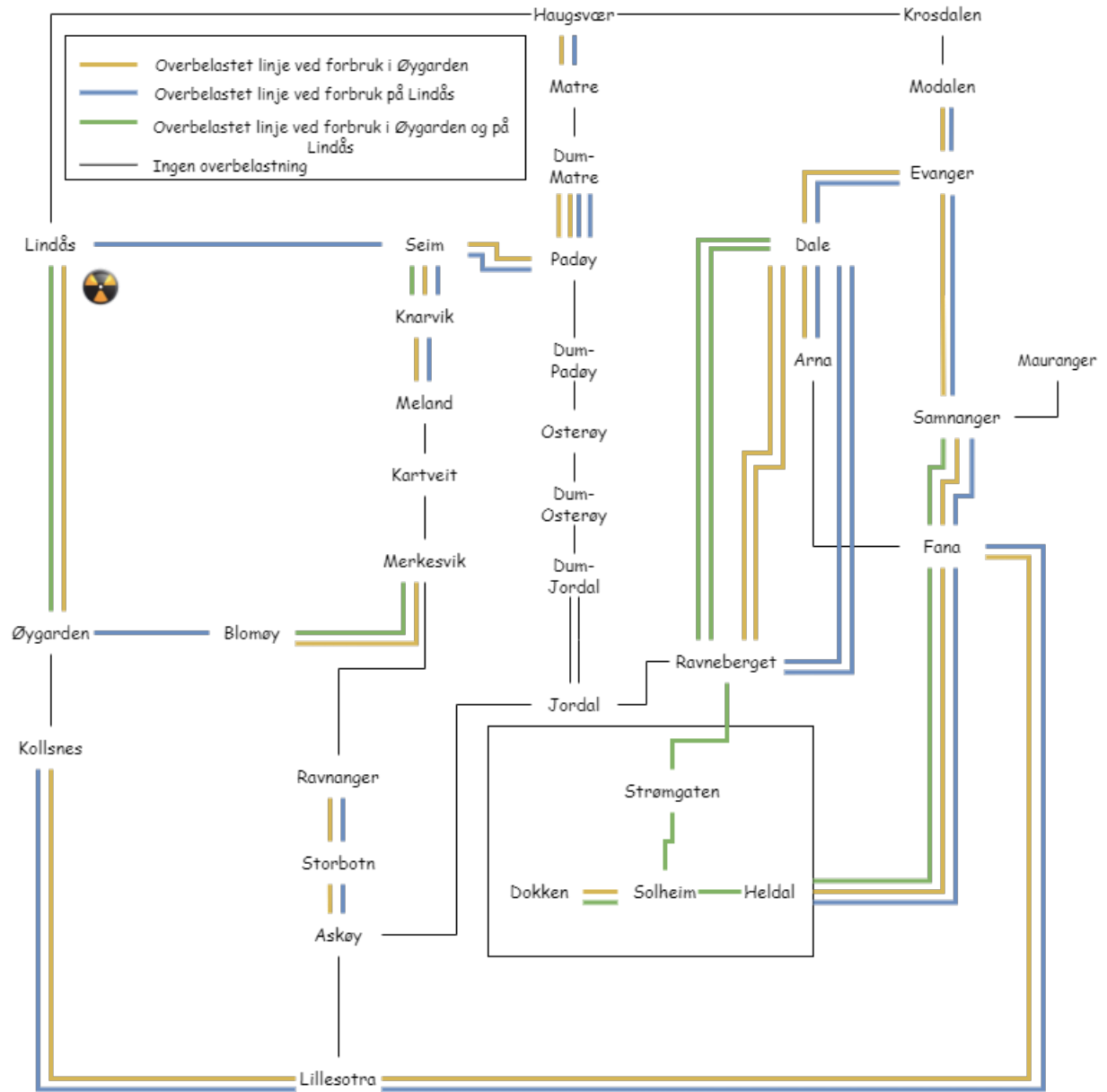


Figur 24: Fordeling av belastningsgrad i BKKs nett ved utfall og der SMR er tilkoblet Lindås transformatorstasjon

Sammenlignet med en situasjon der SMR plasseres i Øygarden, viser Figur 24 at en potensiell plassering av SMR vil skape flere kritiske situasjoner, både når det gjelder overbelastede linjer og belastningsnivåene de tilhører. Samtidig gir SMR på Lindås flere spenningsutfall fordelt over de ulike potensielle utfallene, noe som gjør at det heller ikke for denne situasjonen er mulig å få et komplett bilde på konsekvensene av å plassere SMR på Lindås. Resultatene som kunne innhentes viser derimot og generelt sett en økning i antall overbelastede linjer sammenlignet med SMR i Øygarden, og også sammenlignet med de fleste av situasjonene uten SMR. I tillegg vil det generelt sett også resultere i høyere belastningsgrader enn de to forrige situasjonene. Et eksempel på dette er utfall 8 i kombinasjon med SMR og forbruk i Øygarden som gir totalt fire linjer med belastning på 100-120 %, mens den samme situasjonen gir totalt åtte overbelastede linjer, der fire av dem er over 120 % og én av dem igjen har belastning på over 140%.

Et tydeligere bilde på linjene som overbelastes dersom SMR plasseres på Lindås er presentert i Figur 25.

Sammenlignet med situasjonen uten SMR, vil også SMR muliggjøre tilknytning av forbruk både i Øygarden og Lindås, og på denne måten vil denne situasjonen ha en forbedrende effekt på nettets tilstand, både for normalsituasjon og for en mulig utfallssituasjon med forbruk tilknyttet begge steder. Med SMR på Lindås vil det være mulig å forhindre spenningskollaps ved flere av utfallssituasjonene som resulterte i spenningskollaps i en situasjon uten SMR for forbruk enten i Øygarden eller på Lindås. Derimot vil nettet med SMR på Lindås fremdeles være sårbart overfor spenningskollaps, og sammenlignet med SMR i Øygarden vil flere utfallssituasjoner i kombinasjon med SMR på Lindås medføre en sårbarhet i nettet overfor spenningskollaps, og i de fleste tilfeller er dette ved tilknytning av forbruk både i Øygarden og Lindås som de fleste spenningskollapsene skjer, deriblant ved utfall 18 og 19, men også forbruk i Øygarden alene vil kunne være kritisk dersom SMR er plassert



Figur 25: Overbelastede linjer for de ulike forbrukssituasjonene i kombinasjon med SMR på Lindås

på Vestlandet, ettersom utfall 1 resulterer i spenningskollaps for denne situasjonen.

Fra resultatene som kunne hentes ut og som er presentert i figuren, fremkommer det at SMR på Lindås resulterer i en lastflyt som generelt sett resulterer i en dårligere netttilstand, sammenlignet med resultatene for en situasjon uten SMR eller for SMR i Øygarden, i form av flere overbelastede linjer og også høyere belastningsgrad. En normalsituasjon med SMR på Lindås vil ikke medføre en eneste overbelastning dersom forbruk tilknyttes Lindås eller begge steder. Derimot vil lastflyten med SMR på Lindås og forbruk i Øygarden medføre en belastning som totalt tre linjer ikke har kapasitet til å tåle. Selv for en normalsituasjon vil forbruket i Øygarden belastes mellom 120 og 140%.

Linjene som overbelastes som resultat av lastflyten for de ulike forbrukssituasjonene i kombinasjon med SMR på Lindås er presentert i Figur 25.

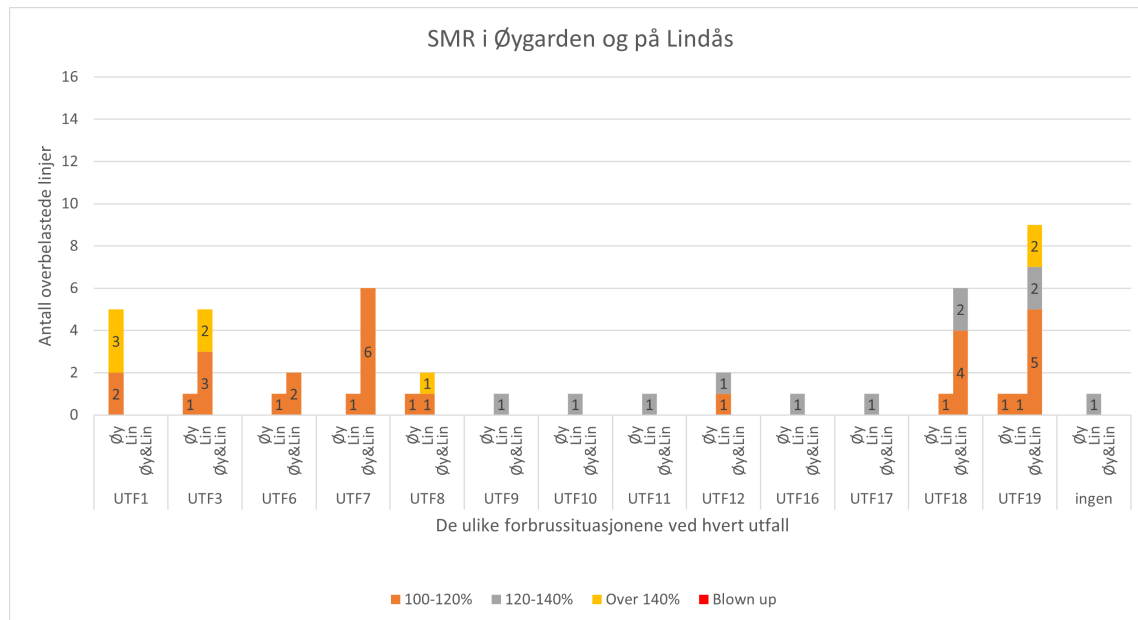
SMR på Lindås resulterer i hovedsak til en lastflyt som overbelaster mange av de samme forbindelsene som også overbelastes i situasjonen med SMR i Øygarden. Blant annet er forbindelsene Modalen-Evanger-Samnanger, Fana-Lillesotra-Øygarden, Evanger-Dale og Haugsvær-Matre overbelastet dersom forbruk tilknyttes både Øygarden og Lindås, mens samtlige forbrukssituasjoner vil resultere i en lastflyt som overbelaster også Samnanger-Fana-Heldal og Dale-Ravneberget. I likhet med en situasjon med SMR i Øygarden påtrykkes også forbindelser som Ravneberget-Strømgaten, Solheim-Heldal og Solheim-Dokken en belastning ved forbruk begge steder som de ikke er i stand til å tåle dersom SMR plasseres på Lindås. Det blir også klart at dersom SMR plasseres på Lindås så vil det resultere i en økt belastning i sløyfen på 420 kV- og 132 kV-nettet som Lindås og Øygarden er en del av. Sammenlignet med SMR i Øygarden gir flere av forbrukssituasjonene overbelastning i denne sløyfen, til tross for at denne plasseringen av SMR også resulterer i flere spenningskollapser og dermed gir færre resultater.

Det blir også klart at dersom SMR plasseres på Lindås så vil sløyfen i 420 kV- og 132 kV-nettet som Lindås og Øygarden er en del av, og også forbindelsene i strengen ned fra Haug, overbelastes, slik som ved SMR i Øygarden, deriblant Lindås-Seim, Haugsvær-Matre og Merkesvik-Blomøy-Øygarden. Mens det grovt sett er flyten ved en situasjon med SMR i Øygarden i kombinasjon med forbruk enten i Øygarden og Lindås som gir overbelastning i denne sløyfen, vil så og si alle forbrukssituasjoner resultere i overbelastning dersom SMR plasseres på Lindås.

Det blir fra figuren også klart at noen linjer skiller flyten ved plassering av SMR på Lindås, sammenlignet med SMR i Øygarden. SMR på Lindås resulterer eksempelvis til overbelastning av forbindelsene Ravnanger-Storbotn-Askøy, som fra resultatene for situasjonen med SMR i Øygarden ble funnet å ikke overbelastes ved noen av forbrukssituasjonene.

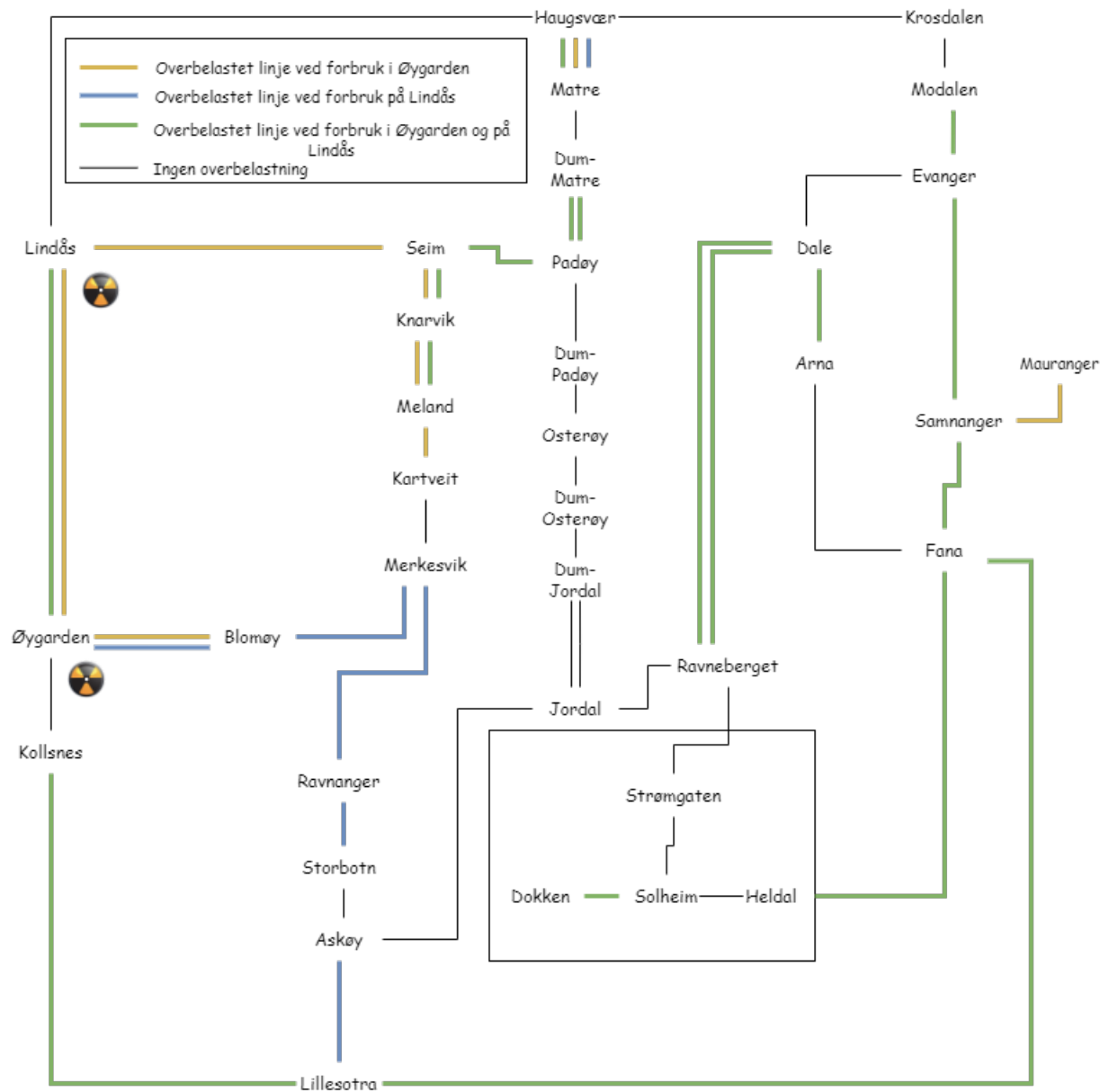
#### 4.4 SMR i Øygarden og på Lindås

Resultatene fra situasjonen der SMR plasseres begge steder er presentert i Figur 26.



Figur 26: Overbelastede linjer i BKKs nett ved utfall og der SMR er tilkoblet Øygarden og Lindås transformatorstasjon

Denne situasjonen gjorde det mulig å hente ut resultater fra normalsituasjonen og samtlige utfallssituasjoner og for alle forbrukssituasjonene. Sammenlignet med de øvrige situasjonene med og uten SMR indikerer resultatene dermed at SMR både i Øygarden og Lindås gir betydelig avlastning av nettet, både i form av et nett mindre sensitivt for spenningskollaps og også i form av ett nett med færre overbelastede linjer, en spesielt betydelig reduksjon sammenlignet med en situasjon uten SMR og med SMR på Lindås, og også en reduksjon sammenlignet med SMR i Øygarden.



Figur 27: Overbelastede linjer for de ulike forbrukssituasjonene i kombinasjon med SMR i Øygarden og Lindås

## 4.5 Funn

Resultatene viser at lastflyten som følge av situasjon med SMR plassert på Vestlandet i kombinasjon med forbruk i Øygarden eller på Lindås ikke er gunstig i lys av overbelastning i nettet. I kombinasjon med tilknytning av nytt forbruk enten i Øygarden eller på Lindås vil overbelastning forplante seg gjennom hele nettet som er studert, generelt sett med unntak av forbindelsene mellom Padøy og ned mot Askøy via Jordal. En mulig årsak til dette kan være at produksjonen fra SMR ikke er tilstrekkelig til å møte forbruket som tilknyttet i Øygarden og eller på Lindås, slik at forbruket må forsynes fra de øvrige delene av nettet via 132kV- og 300kV-nettet. En annen årsak kan være at effektflyten fra SMR på Vestlandet flyter mot andre laster i områder med overføringsunderskudd, og dermed at produksjonen bidrar til økt overføringsbehov i stedet for redusert behov for overføringskraft. Det kan derimot hverken resonneres eller konkluderes med hvilke faktorer som bidrar at lastflyten blir slik den blir uten kjennskap til hvilken retning effektflyten har og det tas derfor ikke stilling til mulige årsaker til at effektflyten blir som den blir i analysen utover dette. Det må også presiseres at det i denne analysen ikke konkluderes med i hvilke linjer effekten flyter. Resultatene viser kun linjer med belastning som overstiger linjens maksimale belastningsgrense, noe som innebærer at det kan bli utslag på en linje som ikke nødvendigvis får en betydelig økt belastning dersom SMR plasseres på Vestlandet, men som overbelastes fordi den i utgangspunktet lå nært overbelastningsgrensen sin. På samme måte kan en linje som får en betydelig ekstra belastning ikke regnes som overbelastet i analysen, ettersom den ekstra belastningen som følger med økt produksjon på Vestlandet ikke overstiger linjens belastningsgrense. Kjennskap til belastningsgrad kan gi et bedre bilde på hvor mye ekstra linjen må tåle sammenlignet med en situasjon uten SMR, men det er ikke hovedfokus i denne analysen.

Overbelastningene som forårsakes i en situasjon der SMR plasseres på Vestlandet er hovedsaklig i 300 kV- og 132 kV-nettet, og for de ulike plasseringene av SMR er det i hovedtrekk de samme linjene som rammes. Generelt sett vil en det i en situasjon med SMR på Vestlandet være overbelastning i de fleste av 300 kV-linjene, fra Modalen og inn til Bergen sentrum via Samnanger og Fana, og fra Fana og videre mot Øygarden via Lillesotra. Selv om SMR på én av lokasjonene ikke resulterer i overbelastning på forbindelsene Fana-Lillesotra-Øygarden ved forbruk begge steder, kan det tenkes at dette er fordi denne forbrukssituasjonen resulterte i spenningskollaps for flere av utfallssituasjonene med SMR i Øygarden eller på Lindås. Ettersom selv en situasjon med SMR begge steder vil kreve mer overføringskapasitet enn tilgjengelig for disse nevnte forbindelsene, kan det tenkes at også mindre totalproduksjon på ett av stedene også vil kreve forsyning fra de øvrige delene av nettet via Fana-Lillesotra-Øygarden. I 132 kV-nettet inngår de fleste overbelastede forbindelsene i sløyfen som Lindås og Øygarden er en del av, blant annet mellom Lindås og Seim, Seim og Knarvik og Blomøy og Merkesvik. I tillegg vil effektflyten ved SMR på Vestlandet resultere i overbelastning av forbindelsene fra Haugsvær og ned mot Padøy og videre inn til 132 kV-sløyfen mellom Lindås og Øygarden. Med SMR begge steder vil lastflyten også kreve mer overføringskapasitet enn tilgjengelig for samtlige forbindelser mellom Merkesvik og Lillesotra. I tillegg til overbelastningene på 300kV-nettet fra Modalen og sørover kan det grovt sett observeres at de overbelastede linjene sentreres om Lindås og Øygarden, i tillegg forbindelsene mellom 132 kV-nettet og 420 kV nettet (Haugsvær-Padøy-Seim) og mellom 132 kV-nettet og 300 kV-nettet (Merkesvik-Lillesotra og Øygarden-Lillesotra).

I mange av disse situasjonene kan det tenkes at forbruket ikke er stort nok, og at nettet ikke har tilstrekkelig overføringskapasitet for å møte behovene for kraft. Spesielt kan dette virke realistisk, ettersom eksempelvis Fana-Lillesotra-Øygarden virker å avlastes når SMR

plasseres begge steder fremfor bare ett av stedene. Slik som beskrevet over kan det derimot ikke fastslås at det er det som er årsaken, da det ikke er kjennskap til retningen flyten har. Uten retning på flyten kan det derimot ikke utelukkes for eksempel at produksjon fra SMR forplanter seg ut i 132 kV-nettet via Merkesvik, ned mot 300 kV-nettet via Lillesotra og videre mot Fana, altså motsatt vei av det som er tenkt.

Det må presiseres at det ikke kan konkluderes med at situasjonene som beskrives over er et resultat av at SMR er plassert på Vestlandet. Endringer i flyten vil kunne endres basert på hvor SMR plasseres *relativt* til forbruket. Derfor er det viktig at klarhet rundt at overbelastningene som oppstår er et resultat av effektflyten som oppstår for den spesifikke kombinasjonen av SMR og forbruk, og ikke som et resultat av plassering av SMR alene.

Et mulig tiltak kan være å dele nettet mellom Blomøy og Merkesvik med hensikt å blant annet avlaste Merkesvik-Seim om Meland. Slik som det fremkommer av resultatene, vil et tiltak med deling av nettet kunne ha positiv effekt for flere av linjene som overbelastes i 132kV-strengen mellom Lindås og Øygarden. Det kan da resultere i at flyten for eksempel fordeler seg i strengen gjennom Padøy og Jordal. Derimot er dette veldig vanskelig å si noe om uten kjennskap til retning på flyten. Dersom det for eksempel kunne fastslås at forbruk i Øygarden og SMR på Lindås gir en flyt ned fra Haugsvær, om Seim og til Øygarden via Blomøy, kan det tenkes at en deling mellom Blomøy og Merkesvik ville resultert i at flyten ville tatt veien til Øygarden via strengen gjennom Padøy og Jordal fremfor en rute fra Haugsvær til Øygarden via Lindås, ettersom sistnevnte rute ville måtte innebære at effekten måtte flyte gjennom transformatorer for å nå 420kV-nivå og dermed trosse en relativt høy impedans. Som det blir klart fra eksempelvis Figur 23 og i Tabell 3 i vedlegg A, vil et slikt tiltak kunne gjøre det mulig å redusere forekomsten av linjer med belastning mellom 120 og 140% og også med belastning på over 140%, slik som eksempelvis forbindelsene Meland-Knarvik og Seim-Knarvik, som får en belastning på henholdsvis 131.4 og 146.3% dersom både forbruk og produksjon tilknyttes Øygarden transformatorstasjon. Derimot kan det tenkes at med dette tiltaket så er det også flere overbelastninger som antakelig ikke vil påvirkes stort, og et eksempel på dette kan være forbindelsen mellom Øygarden og Blomøy, som overbelastes opp til 175.0 % dersom SMR plasseres begge steder og forbruket tilknyttes Lindås.

Når det gjelder 300kV-nettet, er det hovedsaklig økning av kapasitet på forbindelsene i 300kV-nettet gjennom oppgradering av spenningsnivået til 420kV som er løsningen. Statnett har planer om å oppgradere dette, men dette er ikke ventet i nær fremtid. Unntaket er oppgradering av 300 kV-nettet Sogndal-Modalen-Kollsnes, som etter planen blir oppgradert til 420 kV i år 2028 [18]. Denne ledningen er allerede oppgradert til 420 kV i nettmodellen min. Dette vil kunne være fordelaktig for 300kV-linjene som blir funnet å overbelastes dersom SMR plasseres på Vestlandet, men slik som nevnt over er det vanskelig å si med sikkerhet blant annet fordi ikke retningen på flyten er kjent. Også her vil impedansen i transformatorene spille en rolle.

Det kan tenkes at de nevnte tiltakene kan ha positiv effekt også på spenningskollaps, men det ansees som lite sannsynlig. Dersom flyten fordeler seg i forbindelsene med større kapasitet gjennom deling av nettet, og ved en økning i kapasiteten gjennom oppgradering av 300kV-nettet til 420kV og flyten fordeler seg hensiktsmessig i det oppgraderte nettet så vil belastningen i nettet kunne reduseres. Derimot, med det økte behovet for kraft og ny tilknytning så vil økt kapasitet medføre økt forbruk [31, 33], så en situasjon med lav grad av utnyttelse blir ikke ansett som spesielt sannsynlig. Det kan også tenkes at uten oppgradering av 132 kV-nettet kan situasjonen også være kritisk, spesielt nå som det blir klart at nettopp dette nettet, med betydelig lavere overføringskapasitet, står for mye av

overføringen dersom SMR plasseres enten i Øygarden eller på Lindås. Det presiseres at det ikke er kjennskap til vurderingene som er gjort i forbindelse med evaluering av nye tiltak, og at det er andre faktorer enn de som er tatt stilling til i denne analysen, som viser at en oppgradering av nettet vil kunne gjøre nettet mindre sårbart for spenningskollaps.

Videre viser resultatene at blant de ulike situasjonene med SMR på Vestlandet så har det å plassere SMR på Lindås størst konsekvenser for nettet, både når det gjelder antall overbelastede linjer og også når det gjelder spenningskollaps. SMR i Øygarden vil være et bedre alternativ for å redusere antall overbelastede linjer (eksempelvis ved at Ravnganger-Storebotn-Askøy ikke lenger overbelastes for denne situasjonen), men også for denne situasjonen vil det kreve tiltak, ettersom overbelastningen på forbindelser ved enkelte av utfallene kan overstige 140 %, deriblant Seim-Knarvik og Matre-Haugssvær med belastningsgrad på henholdsvis 146,3 og 150,9 % dersom forbruk tilknyttes Øygarden. Selv om færre av de potensielle utfallene vil resultere i spenningskollaps når SMR plasseres i Øygarden sammenlignet med på Lindås, vil fremdeles tre av de potensielle utfallene gi spenningskollaps med økt produksjon i Øygarden. En situasjon der SMR plasseres på begge steder vil være den mest ideelle situasjonen når det gjelder sårbarhet i nettet overfor spenningskollaps. Derimot for denne situasjonen er det noen flere linjer som overbelastes i hvert tilfelle, og generelt sett er også belastningen høyere for denne situasjonen enn ved SMR i Øygarden eller på Lindås. Eksempler på dette er dersom forbruk tilknyttes Øygarden transformatorstasjon, der forbindelsene Meland-Knarvik, Seim-Lindås og Seim-Knarvik får belastning på 179,1, 154,8 og 194,1 %. Det vil med dette være noen variasjoner i konsekvenser når det gjelder overbelastning, men det er tydelig at det vil kreve store tiltak fra nettperspektiv for samtlige situasjoner med SMR på Vestlandet.

#### 4.6 Diskusjon av resultatenes betydning

Resultatene viser at etablering av SMR må tas stilling til i lys av nettets belastningsbilde. Resultatene indikerer at både lokasjon, både geografisk og i forhold til last, ytelsen på reaktorene, størrelsen på forbruket og også den topologiske fordelingen av reaktorene kan ha innvirkning på belastningsbildet i nettet og resultere i overbelastninger av forbindelser. Det er ikke sikkert at det vil være utelukkende fordelaktig for kraftnettet ved tilknytning av ny produksjon. Hensynene som er nevnt over må inkluderes i bestemmelse av plassering og type reaktor. Innvirkningen på belastningsbildet ved tilknytning av ny produksjon i et elektrisk kraftsystem og nødvendigheten av å gjennomføre omfattende planlegging fra kraftsystemperspektiv har støtte i annen vitenskapelig litteratur i fagfeltet.

I en studie utført av Poudel m.fl., ble det undersøkt hvilke størrelser og lokasjoner som egnet seg ved integrering av SMR i en relativt svak del av et eksisterende elektrisk kraftnett i nordlige deler av Canada [52]. Blant funnene fra studien var at størrelsen på en SMR som skal integreres i et svakt nett kan måtte begrenses blant annet av overlast i transmissjonslinjer og utfordringer med spenningskvalitet selv om det er behov for reaktorer med større ytelser i området den skal integreres. Det ble også funnet at det ved flere situasjoner ikke var mulig å overføre kraft fra SMR og videre inn i overføringsnettet ettersom det ikke var tilstrekkelig kapasitet til dette. For to av lokasjonene ble det funnet at SMR ikke leverte tilstrekkelig kraft til å møte den fremtidige etterspørselen i området, noe som ville resultert i at kraft må overføres fra andre deler av kraftnettet. Ved to andre lokasjoner var produksjonen fra SMR tilstrekkelig til å forsyne området med tilstrekkelig kraft [52]. Dette støtter opp under resultatene fra denne analysen, da det blir indikert at overlast vil kunne påvirke funksjonen til en SMR i nettet, og at det må utredes nærmere i lys av nettets belastningsbilde hvordan en SMR skal integreres. I tillegg støtter disse resultatene



påstanden om at lokasjon og størrelse på reaktorene vil være av betydning i lys av overlast.

Å se tilknytning av ny produksjon i lys av kraftnettets belastningsbilde er også blitt gjort for vindkraftanlegg. I en studie utført av Schiel m.fl. undersøkes det hvor godt IEEEes testkraftsystem evner å motstå overbelastning i enkle transmisjonslinjer ved injeksjon av varierende vindkraft og se på den felles påvirkningen fra injeksjonen av vindkraft ved ulike busser i kraftnettet, med hensikt å øke forståelsen for hvordan kraft fra ukontrollerbare energikilder påvirker stabiliteten i et elektrisk kraftsystem [53]. Det ble funnet at sannsynligheten for overlast i stor grad varierer med hvor nodene der kraft injiseres fra vind er lokalisert, noe som viser viktigheten og nødvendigheten av å optimalisere integreringen av vindkraft i et elektrisk kraftsystem [53]. Videre ble det funnet at sannsynligheten for overlast i nettet ble redusert med to størrelsesordener dersom den samme gjennomsnittskraften ble injisert fra to noder fremfor fra én enkeltnode. Disse resultatene gir indikasjoner på at det er fordeler med desentralisert integrasjon av vindkraft for å forhindre overlast i kraftnettet [53]. Dette samsvarer noe med resultatene funnet i denne analysen, som indikerer at integrering av kjernekraft i Øygarden og på Lindås er mer hensiktsmessig enn etablering av SMR på bare ett av stedene. Derimot ble disse resultatene funnet ved en dobling i kraft fra SMR sammenlignet med resultatene med SMR på bare ett av stedene, så det kan ikke utelukkes at reduksjonen i belastning på transmisjonslinjene knyttes til at dette scenarioet i større grad møter kraftbehovet som foreligger. Det ble også funnet flere positive koblinger mellom parvise noder i kraftsystemet, der injisering av vindkraft ved den ene noden resulterte i at terskeeffekten for linjeoverlast ble høyere ved den andre noden og dermed gjør nettet mer stabilt [53]. Studien understreker også viktigheten av å utvikle nye strukturer i kraftnettet som bedre tilrettelegger for overføring av kraft mellom et stort antall med små kraftenheter [53]. Resultatene understreker med dette nødvendigheten av at hensyn som lokasjon og fordeling av generatorer også vurderes fra kraftsystemperspektiv.

En annen studie utført av Atharo m. fl. presenterer en metode for å evaluere kaskadefeil som oppstår i kraftnett og evaluere innvirkningen som tilknytning av vindproduksjon har på slike feil [54]. Funnene fra studien viser at usikkerhet injisert ved tilknytning av vindkraft i elektriske kraftsystemer har stor påvirkning på kaskadeeffekter forårsaket av overlast ved ulike situasjoner som kan oppstå. Studien viser videre at en økende andel kraft fra vind vil forsterke denne påvirkningen hvis vindkraften ikke håndteres riktig, fordi usikkerheten kan injiseres i svakere ledninger med lavere kapasitet i kraftnettet [54]. Selv om denne usikkerheten ikke gjelder for SMR med regulerbar generering, understreker også denne studien viktigheten av at planlegging av ny produksjon i et kraftnett i større grad må sees i lys av belastning i kraftnettet.

Resultatene fra denne analysen viser at uten tiltak så vil ikke nettet på Vestlandet tåle tilknytning av SMR i 2030 for å muliggjøre tilknytning av forbruk. Samtlige av situasjonene med SMR på Vestlandet resulterer enten i spenningskollaps eller i overbelastning av linjer fra 132kV-420kV spenningsnivå fordelt over hele regionsnettet. Selv om en eventuell plassering av SMR vil kunne gjøre nettet mindre sårbart overfor spenningskollaps, slik som SMR i Øygarden eller SMR både i Øygarden og Lindås, så vil det fremdeles kreve håndtering av kritiske situasjoner med overlast fordelt over hele det undersøkte nettet enn det som er tilgjengelig. Disse resultatene gir videre indikasjoner på at kraftnettet har et mer sårbart belastningsbilde enn det som var først antatt.

## 4.7 Begrensninger og videre arbeid

I avsnittene over blir det antatt at analysen gir et realistisk bilde på kraftsystemet på Vestlandet. Derimot vil ikke modellen kunne gi et realistisk bilde på blant annet hvordan

effekten flyter inn og ut av området som betraktes i analysen. Hadde modellen kunne gi et riktigere bilde på mengden effekt som flyter i området som betraktes, kunne det resultert i høyere eller lavere belastningsgrader, eller belastning i andre linjer enn det som ble funnet i denne analysen. Resultatene burde også bli undersøkt med aktiv spenningsregulering, noe som ikke ble tatt høyde for i denne analysen. Slik som nevnt i seksjon 3.5.2 blir det videre også antatt at oppblåsning av modellen representerer spenningskollaps i nettet, ettersom slike oppblåsning ble håndtert systematisk for å la modellen lettere kunne konvergere mot en løsning gjennom frakobling av forbruk og gradvis tilknytning med intervaller på 100 MWe om gangen. Det kan derimot ikke sies med sikkerhet at denne metoden har vært riktig å bruke for å avverge oppblåsning av modellen som ikke knyttet til spenningskollaps.

I tillegg må det nevnes at figurene som viser hvilke linjer som er belastet for de ulike situasjonene med SMR, gir et totalbilde på alle linjer som overbelastet uavhengig av utfall. I analysen blir ikke alle linjene overbelastet samtidig. Med dette kan figurene gi inntrykk av at nettets tilstand er mer kritisk enn det som faktisk er tilfelle. I denne anledning kunne det vært fordelaktig for resultatene å skille mellom overbelastningene basert på hvilke utfall som forårsaker hver av de ulike overbelastningene. Dette har derimot ikke vært mulig, da informasjon om konsekvenser av utfall er ansett som kraftsensitivt og dermed unntas offentligheten.

For BKK derimot, med kjennskap til hvilke linje som er relatert til hvert av utfallene som er simulert, kan analysen gi mer informasjon enn det som kommer frem fra denne analysen.

Likevel kan det tenkes at resultatene fra analysen kan være viktige for nettansvarlige som kan få et tydeligere bilde på hvor svakheter i nettet oppstår dersom produksjon, potensielt fra SMR, kobles på i Øygarden, Lindås eller begge steder. Dette kan være nyttig i planlegging av ny produksjon og nytt forbruk i Øygarden og på Lindås, og også for risikovurdering og ved håndtering av umiddelbare situasjoner som oppstår.

Videre er det behov for større kunnskap om hvilke faktorer som gir resultatene som ble funnet i denne analysen. Informasjon om hvilke retninger som effekten flyter i de ulike situasjonene kan gi et tydeligere bilde på hvilke faktorer som bidrar til overbelastningene som ble funnet i de ulike situasjonene, eksempelvis om overbelastningene i 300kV-nettet kan knyttes til at produksjonen fra SMR ikke er tilstrekkelig for å møte behovene for kraft i området. Dermed kan det også lettere utarbeides tiltak som kan redusere konsekvensene med overbelastning og spenningskollaps dersom SMR plasseres på Vestlandet. Det kan for eksempel tenkes at det å doble antall SMR i Øygarden og Lindås vil kunne gi helt andre resultater dersom det skulle vise seg at kapasiteten til reaktorene i denne analysen ikke er stor nok.

I tillegg til å foreslå nye tiltak basert på faktorene som kan resultere i overbelastninger i nettet dersom SMR plasseres på Vestlandet, kan det være nyttig å gjøre undersøkelser knyttet til hvilke konsekvenser det vil kunne ha å dele nettet eksempelvis mellom Blomøy og Merkesvik, ettersom det ikke tas stilling til i denne analysen. Det er også flere parametre som bør undersøkes nærmere i videre analyser. Resultatene fra analysen er først og fremst begrenset til valg av reaktor, størrelse på produksjon og forbruk og de relative lokasjonene av forbruk og produksjon, som kan være helt ulike dersom analysen gjentas eksempelvis for andre typer reaktorer og for andre lokasjoner.

Med utgangspunkt i mulighetene for å anvende SMR for ikke-elektriske formål bør det også undersøkes hvilken effekt det kan ha på belastningsgraden for linjene i nettet dersom spillvarme fra SMR eksempelvis benyttes for oppvarming av områder på Vestlandet. Det er forventet at det vil ha en positiv effekt når det gjelder å redusere behovet for kraft, men

det gjenstår å vurdere hvor stor effekt det vil kunne ha i de ulike situasjonene.

Likevel kan det tenkes at det som er mest nødvendig fremover for et mer helhetlig bilde av konsekvensene av effektflyten når det gjelder overbelastning i nettet i en situasjon der SMR plasseres på Vestlandet, er at det gjøres konkrete utredninger knyttet til muligheter og begrensninger med SMR fra kraftsystemperspektiv der det inkluderes både systemkostnader og utbygging som kreves for å sikre nødvendig balansekraft, lønnsomhet i forhold til utbygging og tidsperspektiver for å nevne noe.

## 5 Konklusjon

Hensikten med denne analysen har vært å undersøke eventuelle situasjoner knyttet til overlast i kraftnettet som må tas stilling til dersom SMR etableres på Vestlandet i 2030. Flere steder på Vestlandet er vurdert som mulige lokasjoner for plassering av SMR i fremtiden. Lastflytanalyser ble gjennomført i PSS<sup>®</sup>E, et simuleringsverktøy utviklet av Siemens. Fire ulike og potensielle situasjoner med SMR på Vestlandet ble evaluert, der det i hver situasjon ble simulert at 12 seriekoblede SMRer av typen Nuscale på 50 MWe ble plassert på Vestlandet: I Øygarden, på Lindås, både i Øygarden og på Lindås, og ingen etablering av SMR på Vestlandet. For hver av disse situasjonene ble det evaluert tre ulike forbrukssituasjoner som representerer planlagt tilknytning av nytt industriforbruk på Vestlandet: Tilknytning av 700 MW industriforbruk i Øygarden, tilknytning av 700 MW industriforbruk på Lindås og tilknytning av 700 MW industriforbruk både i Øygarden og på Lindås. Med bakgrunn i resultatene fra lastflytanalysene for hver av de ulike kombinasjonene med produksjon og forbruk ble de overbelastede linjene med de respektive belastningsgradene hentet ut.

Resultatene fra analysen viser at overbelastning spesielt i linjene fra Modalen og inn mot Bergen sentrum via Evanger og Dale og via Samnanger og Fana må tas stilling til dersom SMR etableres på Vestlandet for å muliggjøre tilknytning av nytt industriforbruk i 2030. Også overbelastning av forbindelser som mellom Fana og Kollsnes må håndteres, i tillegg til forbindelsene som forbinder Lindås med Øygarden og Haugsvær med Padøy. Forbindelsene som overbelastes ligger i størst grad i 300kV-nettet, men nettkapasiteten er også funnet å være begrenset i forhold til behov både i 400kV- og i 132kV-nettet. Resultatene viser også noe variasjoner når det gjelder hvor i nettet de sårbare situasjonene med overlast oppstår. Selv om overbelastning kan resultere i kritiske situasjoner blant annet gjennom kaskadeeffekter med utfall, antas det at flere av situasjonene med overlast er mulig å håndtere. Det ble funnet belastningsgrader på 100-140%, og også på over 140 % for alle situasjonene som inkluderer SMR på Vestlandet, noe som kan være svært kritisk og må håndteres raskt da situasjoner med høyere belastningsgrad fort kan bli akutte. Spesielt ble det funnet svært høy grad av overbelastning på forbindelsene ved SMR etablert på Lindås, men også en situasjon med SMR plassert både i Øygarden og på Lindås resulterte i flere forbindelser med belastningsgrad på over 140%.

Fra resultatene ble det avdekket noe som kan betegnes som et langt mer alvorlig problem og som i aller høyeste grad må tas stilling til dersom SMR etableres på Vestlandet. En situasjon der spenningen i nettet antas å kollapse helt er funnet for samtlige situasjoner bortsett fra der SMR plasseres både i Øygarden og på Lindås. I hovedsak gjelder dette i situasjonene ved utfall, men i en situasjon uten SMR var det ikke mulig å tilknytte industriforbruk både i Øygarden og på Lindås tilsvarende 2x700MWe uten spenningskollaps. Det blir med dette klart hvor lite nytt forbruk som skal tilknyttes før situasjonen kan bli kritisk. Ved etablering av SMR i Øygarden resulterte færre av utfallene i spenningskollaps, mens det ble funnet en betydelig økning i antall spenningskollaps ved etablering av SMR på Lindås. Til forskjell fra de øvrige situasjonene resulterte ingen av de simulerte situasjonene ved etablering av SMR både i Øygarden og på Lindås resulterte i spenningskollaps.

Med dette viser resultatene også at situasjonen vil være spesielt kritisk når det gjelder overlast og belastning i nettet generelt dersom SMRene etableres på Lindås. For denne situasjonen vil det være flere overbelastninger som forekommer og som kan resultere i akutt kritiske situasjoner, men ikke minst også fordi flere av utfallene resulterte i spenningskollaps for denne situasjonen sammenlignet med de andre situasjonene med SMR.

Resultatene sett i et større bilde indikerer at tilstanden på kraftsystemet på Vestlandet

er dårligere enn først antatt. Det blir tydelig hvor lite forbruk som kan knyttes til før det potensielt får fatale konsekvenser for samfunn og industri. Resultatene støtter opp om at tilstanden i nettet hindrer tilknytning av nytt forbruk, selv med forsyning fra ny produksjon.

Resultatene fra analysen tenkes å ha verdi, både for nettansvarlige i området, BKK og Statnett, og også for kommuner, politikere og involverte fra den sterkt voksende kjernekraftbransjen i forbindelse med fremtidige utredninger knyttet til etablering av SMR i Norge, både fra kjernekraftperspektiv og fra kraftsystemperspektiv. De kan legge til grunn for videre arbeid knyttet til plassering av fremtidige atomreaktorer, utarbeiding av relevante tiltak og også kartlegging av sårbare situasjoner som ikke kan håndteres gjennom tiltak.

Det er derimot flere begrensninger med denne metoden og som også legger til grunn for videre arbeid. Blant annet før analysen gjennomføres med en forbedret representasjon av nettet, gjerne ved hjelp av en dynamisk modell med automatisk kompensering av aktiv og reaktiv effekt fra tilknytningspunkt og spenningsregulatorer. Spesielt må det gjøres nærmere analyser knyttet til retning på flyten av effekt for de ulike situasjonene for å kunne avgjøre årsak og bestemme eventuelle tiltak. I tillegg bør analysen gjennomføres for andre type reaktorer med andre ytelser, andre plasseringer av reaktorene og andre laster.

## Referanser

- [1] Norsk Kjernekraft. Om norsk kjernekraft as. <https://www.norskkjernekraft.com/0m/>. Sist lest: 05.06.23.
- [2] Aftenposten Odd Inge Aas. Kjernekraft blir stadig mer populært blant norske politikere. <https://www.aftenposten.no/norge/politikk/i/15XrvG/kjernekraft-blir-stadig-mer-populaert-blant-norske-politikere>. Sist lest: 18.09.23.
- [3] Eirik Johansen. Heim, aure og narvik kommuner har underskrevet avtale om utredning av kjernekraft med norsk kjernekraft as. <https://www.heim.kommune.no/heim-aure-og-narvik-kommuner-har-underskrevet-avtale-om-utredning-av-kjernekraft-med-n-6598272-500317.html>. Sist lest: 18.09.23.
- [4] Kjetil Malkenes Hovland. Kommuner åpner døren for kjernekraft: – personlig tror jeg ikke vi kommer utenom. <https://e24.no/energi-og-klima/i/bg4X3g/kommuner-aapner-doeren-for-kjernekraft-personlig-tror-jeg-ikke-vi-kommer-utenom>. Sist lest: 18.09.23.
- [5] Statnett. Forventer kraftig vekst i kraftforbruket, avhengig av nett og mer kraftproduksjon. <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2023/forventer-kraftig-vekst-i-kraftforbruket-avhengig-av-nett-og-mer-kraftproduksjon/>. Hentet 14.07.23.
- [6] Statnett. Vår strategi: Det grønne taktskiftet. <https://www.statnett.no/om-statnett/var-strategi/>. Hentet 14.07.23.
- [7] Statnett. Bærekraftsrapport 2021. 2021.
- [8] International Atomic Energy Agency (IAEA). What are small modular reactors (smrs)? <https://www.iaea.org/newscenter/news/what-are-small-modular-reactors-smrs>. Accessed: 25.04.23.
- [9] Design and technology development for small modular reactors - safety expectations, prospects and impediments of their deployment. *Progress in Nuclear Energy*, 79:127–135, 2015.
- [10] Jasmina Vujić, Ryan M. Bergmann, Radek Škoda, and Marija Miletić. Small modular reactors: Simpler, safer, cheaper? *Energy*, 45(1):288–295, 2012. The 24th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy, ECOS 2011.
- [11] San Francisco, J Doyle, B Haley, C Fachiol, B Galyean, and D T Ingersoll. Highly reliable nuclear power for mission-critical applications.
- [12] IFE. Small modular reactors - smr. <https://ife.no/en/project/small-modular-reactors-smr/>. Sist lest: 08.06.23.
- [13] Mulukutla S. Sarma J.Duncan Glover, Thomas J. Overbye and Adam B. Birchfield. *Power System Analysis Design*. Cengage Learning, Inc., 7th edition, 2022.
- [14] Norsk Kjernekraft. Om norsk kjernekraft as. <https://www.norskkjernekraft.com/>. Sist lest: 05.06.23.

- [15] Ketil Svendsen. Finland snuser på smr, norsk industri håper på norsk kjernekraft om ti til femten år. <https://www.kystens.no/industri/finland-snuser-pa-smr-norsk-industri-haper-pa-norsk-kjernekraft-om-ti-til-femten-ar/2-1-1430804>. Sist lest: 18.09.23.
- [16] Alexandra von Meier. *Electric power systems - A conceptual introduction*. John Wiley & Sons, Inc., 7th edition, 2006.
- [17] Statnett. Konseptvalgutredning bergen og omland. 2021.
- [18] Personlig kommunikasjon med Sonja Marie Risser, Seniorrådgiver i BKK, i perioden 01.02.2023 til 29.06.2023.
- [19] Office of Public Affairs NRC. Nrc to issue rule certifying nuscale small modular reactor. [https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/news/2022/22-029.pdf?fbclid=IwAR1rcFR2xQ0e31xeSfk3ohv--Zf5HnSdaSWeooMYZv-99PeOnRr\\_UnqQ0Mg](https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/news/2022/22-029.pdf?fbclid=IwAR1rcFR2xQ0e31xeSfk3ohv--Zf5HnSdaSWeooMYZv-99PeOnRr_UnqQ0Mg). Hentet 30.09.23.
- [20] Siemens. Pss<sup>®</sup>e - high-performance transmission planning and analysis software. <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/grid-software/planning/pss-software/pss-e.html>. Sist lest: 01.06.23.
- [21] Lars Mæhlum (Store norske leksikon) Knut A. Rosvold. overføeringsnett. <https://snl.no/overføeringsnett>. Sist lest: 08.06.23.
- [22] Statnett. Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet. Technical report, Statnett, 2022.
- [23] BKK. Bli kjent med strømmettet. <https://www.bkk.no/om-bkk/bli-kjent-med-stromettet>. Sist lest: 10.06.23.
- [24] NVE. Nett. <https://www.nve.no/energi/energisystem/nett/>. Sist lest: 08.06.23.
- [25] Knut A. Rosvold (Store norske leksikon). regionalnett. <https://snl.no/regionalnett>. Sist lest: 08.06.23.
- [26] Knut A. Rosvold (Store norske leksikon). høyspenning. <https://snl.no/høyspenning>. Sist lest: 09.06.23.
- [27] Knut A. Rosvold (Store norske leksikon). distribusjonsnett. <https://snl.no/distribusjonsnett>. Sist lest: 08.06.23.
- [28] Knut A. Rosvold (Store norske leksikon). nettselskap. <https://snl.no/nettselskap>. Sist lest: 09.06.23.
- [29] RME. Fra brettet til det smarte nettet ansvar for driftskoordinering i kraftsystemet. 2020.
- [30] Knut A. Rosvold (Store norske leksikon). samleskinner. <https://snl.no/samleskinner>. Sist lest: 08.06.23.
- [31] M Natasha, N og Sujata. Voltage collapse: Causes and prevention. *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)*, 4(2), 2016.
- [32] Florian Simpson-Porco, John W og Dörfler and Francesco Bullo. Voltage collapse in complex power grids. *Nature communications*, 7(1):10790, 2016.

- [33] Ramanshu og Kotnala Mukesh Shaikh, FA og Jain and Nickey Agarwal. New techniques for the prevention of power system collapse. *Int J Electrical Electron Eng*, 1(3):2231–5284, 2012.
- [34] Mohammed Albadi. Power flow analysis. *Computational Models in Engineering*, pages 67–88, 2020.
- [35] [https://home.engineering.iastate.edu/~jdm/ee458\\_2011/PowerFlowEquations.pdf](https://home.engineering.iastate.edu/~jdm/ee458_2011/PowerFlowEquations.pdf). Last accessed: 13.09.2023.
- [36] U.S. Energy Information Administration. Nuclear explained. <https://www.eia.gov/energyexplained/nuclear/data-and-statistics.php>. Accessed: 30.09.23.
- [37] John Lilley. *Nuclear physics: Principles and Applications*. John Wiley & Sons, 2013.
- [38] GAO. Nuclear reactors status and challenges in development and deployment of new commercial concepts. *United States Government Accountability Office Center for Science, Technology, and Engineering, Report to the Ranking Member, Subcommittee on Energy and Water Development, Committee on Appropriations, US Senate*, 2015.
- [39] Ioannis N. Kessides and Vladimir Kuznetsov. Small modular reactors for enhancing energy security in developing countries. *Sustainability*, 4:1806–1832, 2012.
- [40] Geoffrey Black og Meredith A. Taylor Black og David Solan og David Shropshire. Carbon free energy development and the role of small modular reactors: A review and decision framework for deployment in developing countries, 2015.
- [41] H. Hidayatullah og S. Susyadi og M. Hadid Subki. Design and technology development for small modular reactors - safety expectations, prospects and impediments of their deployment. *Progress in Nuclear Energy*, 79:127–135, 2015.
- [42] Chireuding Zeliang og Yi Mi og Akira Tokuhiko og Lixuan Lu og Aleksey Rezvoi. Integral pwr-type small modular reactor developmental status, design characteristics and passive features: A review, 6 2020.
- [43] L. R. Liu J. P. Chen B. Luo Y. P. Fu X. G. Zheng D. C. Han og Y. Y. Liu X. Y. Zhang, G. H. Huang. Perspective on site selection of small modular reactors. *Journal of Environmental Informatics Letters*, 2020.
- [44] M d Alamgir, M Aritomi, SM Banoori, M Atique, I Bylov, S Choi, M Garcia, M Gimenez, M Grinberg, H Hidayatullah, et al. Design safety considerations for water cooled small modular reactors incorporating lessons learned from the fukushima daiichi accident. In *Design Safety Considerations for Water Cooled Small Modular Reactors Incorporating Lessons Learned from the Fukushima Daiichi Accident-TECDOC 1785*, pages 13–73. IAEA, 2016.
- [45] Charly Boudot, Jean-Baptiste Droin, Pierre Sciora, Yvon Besanger, Bruno Robisson, and Anne-Laure Mazauric. Small modular reactor-based solutions to enhance grid reliability: impact of modularization of large power plants on frequency stability. *EPJ N-Nuclear Sciences & Technologies*, 8:16, 2022.
- [46] *An Overview of the Safety Case for Small Modular Reactors*, volume ASME 2011 Small Modular Reactors Symposium of *Small Modular Reactors Symposium*, 09 2011.
- [47] NVE. Nve temakart. <https://temakart.nve.no/tema/nettanlegg>. Hentet 30.09.23.



- [48] NKK. Norsk kjernekraft as besøker kollsnes i Øygarden. <https://www.norskkjernekraft.com/oygard/>. Sist lest: 28.04.23.
- [49] Vestnytt. Her meiner forkjemparane at kjernekraft passar perfekt. <https://www.vestnytt.no/nyheter/i/KnnlE5/vil-ha-kjernekraft-i-energiparken>. Sist lest: 28.04.23.
- [50] Tilleggsforslag frp – høyringsvar til regional plan for fornybar energi i vestland 2023-2035 og handlingsprogram 2023-2027. [https://www.oygarden.kommune.no/\\_f/p1/i2492d4fa-76aa-491a-8494-9f9dd00cf925/230131-tilleggsforslag-frp.pdf](https://www.oygarden.kommune.no/_f/p1/i2492d4fa-76aa-491a-8494-9f9dd00cf925/230131-tilleggsforslag-frp.pdf). Sist lest: 28.04.23.
- [51] Personlig kommunikasjon med Robert McDonald, Senioringeniør ved Insittutt for energiteknikk (IFE), i perioden 01.02.2023 til 29.06.2023.
- [52] Bikash Poudel, Kalpesh A Joshi, and Ramakrishna Gokaraju. Analysis for siting and sizing of a small modular reactor—a case study in canada. In *2018 20th National Power Systems Conference (NPSC)*, pages 1–6. IEEE, 2018.
- [53] Christoph Schiel, Pedro G Lind, and Philipp Maass. Resilience of electricity grids against transmission line overloads under wind power injection at different nodes. *Scientific reports*, 7(1):11562, 2017.
- [54] Mir Hadi Athari and Zhifang Wang. Impacts of wind power uncertainty on grid vulnerability to cascading overload failures. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(1):128–137, 2017.

## A Tabeller

### A.1 Ingen SMR

Tabell 1: *Overbelastede linjer med respektive belastningsgrader uten SMR og med forbruk i Øygarden*

Ingen SMR i kombinasjon med forbruk i Øygarden										
Forbindelser	Normalsituasjon	Utfall								
		UTF3	UTF6	UTF7	UTF9	UTF10	UTF11	UTF12	UTF16	UTF17
Mauranger - Samnanger	103.4	104.7	104.3	104.6	104.1	103.4	104.0	103.9	103.5	103.4
Samnanger - Fana		101.9			113.5		110.3	115.6		
Fana - Heldal			102.1	143.5						
Seim - Knarvik			105.4	108.3			101.6			
Askøy - Storbotn			116.6							
Storbotn - Ravnanger			108.3							
Merkesvik - Blomøy			100.9							
Lindås - Øygarden			123.8	125.3				100.9		
Solheim - Heldal				110.1						
Ravneberget - Strømgaten				106.3						
Solheim - Dokken				124.7						
Solheim - Strømgaten				101.0						
Ravneberget - Dale I							106.8			
Ravneberget - Dale II							106.8			

Tabell 2: *Overbelastede linjer med respektive belastningsgrader i en situasjon uten SMR og med forbruk på Lindås*

Ingen SMR i kombinasjon med forbruk på Lindås											
Forbindelser	Normalsituasjon	Utfall									
		UTF1	UTF3	UTF6	UTF7	UTF9	UTF10	UTF11	UTF12	UTF16	UTF17
Mauranger - Samnanger	103.3	105.3	104.4	104.0	104.2	103.9	103.3	103.6	103.6	103.3	103.2
Samnanger - Fana		108.2				111.8		107.1	112.0		
Fana - Heldal					136.7						
Solheim - Heldal					105.8						
Ravneberget - Strømgaten					101.5						
Solheim - Dokken					118.8						

## A.2 SMR i Øygarden

Tabell 3: Overbelastede linjer med respektive belastningsgrader i en situasjon med SMR i Øygarden og forbruk i Øygarden

SMR i Øygarden i kombinasjon med forbruk i Øygarden						
Forbindelser	Normalsituasjon	Utfall				
		UTF1	UTF7	UTF8	UTF18	UTF19
Seim - Knarvik		146.3				
Meland - Knarvik		131.4				
Fana - Heldal			112.8			
Solheim - Dokken			100.1			
Samnanger - Evanger				113.3		
Arna - Dale				101.7		
Evanger - Dale				113.7	104.3	
Lindås - Øygarden				104.5		
Samnanger - Fana					123.1	109.0
Fana - Lillesotra					101.3	
Fana - Heldal					101.7	
Kollsnes - Lillesotra					109.2	105.0
Evanger - Modalen					117.0	
Seim - Padøy						133.0
Matre - Haugsvær						150.9
Padøy - DumMatre I						121.3
Padøy - DumMatre II						121.3
Ravneberget - Dale I						103.8
Ravneberget - Dale II						103.8

Tabell 4: Overbelastede linjer med respektive belastningsgrader i en situasjon med SMR i Øygarden og forbruk på Lindås

SMR i Øygarden i kombinasjon med forbruk på Lindås													
Forbindelser	Normalsituasjon	Utfall											
		UTF1	UTF3	UTF6	UTF7	UTF8	UTF9	UTF10	UTF11	UTF12	UTF17	UTF18	UTF19
Blomøy - Øygarden	129.4	111.3	160.5	102.0	110.7	143.4	128.5	129.2	133.0	137.1	130.3		
Merkesvik - Blomøy		127.1				108.1				101.4			
Fana - Heldal					107.6								
Samnanger - Evanger						112.6						105.6	
Evanger - Dale						109.5							
Samnanger - Fana												124.4	110.5
Fana - Lillesotra												104.4	
Kollsnes - Lillesotra												114.7	112.0
Evanger - Modalen												118.4	
Seim - Padøy													160.5
Seim - Lindås													148.2
Matre - Haugsvær													156.2
Padøy - DumMatre I													127.1
Padøy - DumMatre II													127.1
Ravneberget - Dale I													102.3
Ravneberget - Dale II													102.3

Tabell 5: Overbelastede linjer med respektive belastningsgrader i en situasjon med SMR i Øygarden og med forbruk i Øygarden og på Lindås

SMR i Øygarden i kombinasjon med forbruk i Øygarden og på Lindås						
Forbindelser	Normalsituasjon	Utfall				
		UTF1	UTF7	UTF9	UTF11	UTF12
Samnanger - Fana		110.0		109.9	107.6	112.9
Fana - Heldal			138.4			
Solheim - Heldal			106.9			
Ravneberget - Strømgaten			102.7			
Solheim - Dokken			120.3			
Ravneberget - Dale I					101.8	
Ravneberget - Dale II					101.8	

## A.3 SMR på Lindås

Tabell 6: Overbelastede linjer med respektive belastningsgrader i en situasjon med SMR på Lindås og med forbruk i Øygarden

SMR på Lindås i kombinasjon med forbruk i Øygarden													
Forbindelser	Normalsituasjon	Utfall											
		UTF3	UTF6	UTF7	UTF8	UTF9	UTF10	UTF11	UTF12	UTF16	UTF17	UTF18	UTF19
Seim-Knarvik	121.7	118.4	126.2	128.9	136.3	120.6	121.8	124.9	122.6	122.4	122.4	113.1	150.1
Meland-Knarvik	106.7	103.3	111.1	113.9	120.9	105.6	106.8	110.0	107.7	107.5	107.5		134.7
Lindås-Øygarden	102.0		124.5	128.7	144.2		102.2	110.9	112.4	106.7	106.7		
Fana-Heldal				118.7									106.9
Solheim-Dokken				105.1									
Samnanger-Evanger					115.6								
Arna-Dale					107.2								
Evanger-Dale					120.2								106.0
Ravneberget-Dale I					107.8								108.7
Ravneberget-Dale II					107.8								108.7
Samnanger-Fana												124.8	110.2
Fana-Lillesotra												101.0	
Kollsnes-Lillesotra												107.3	101.4
Evanger-Modalen												118.8	
Askøy-Storbotn												112.2	118.0
Storbotn-Ravnanger												104.1	109.8
Merkesvik-Blomøy												100.5	123.8
Seim-Padøy													113.3
Matre-Haugsvær													151.4
Padøy-DumMatre I													120.5
Padøy-DumMatre II													120.5

Tabell 7: Overbelastning i en situasjon med både produksjon fra SMR og forbruk på Lindås

SMR på Lindås i kombinasjon med forbruk på Lindås							
Forbindelser	Normalsituasjon	Utfall					
		UTF1	UTF3	UTF7	UTF8	UTF18	UTF19
Seim-Knarvik		123.6					
Meland-Knarvik		108.8					
Blomøy-Øygarden			103.1				
Fana-Heldal				112.1		101.2	
Samnanger-Evanger					113.2		
Arna-Dale					101.2		
Evanger-Dale					113.1		
Samnanger-Fana						123.1	109.1
Fana-Lillesotra						101.7	
Kollsnes-Lillesotra						109.9	105.9
Evanger-Modalen						117.1	
Evanger-Dale						104.4	
Seim-Padøy							136.3
Matre-Haugsvær							151.3
Padøy-DumMatre I							121.9
Padøy-DumMatre II							121.9
Ravneberget-Dale I							103.4
Ravneberget-Dale II							103.4

Tabell 8: *Overbelastning ved en situasjon der SMR plasseres på Lindås og forbruk tilknyttet både Øygarden og Lindås transformatorstasjon*

SMR på Lindås i kombinasjon med forbruk både i Øygarden og på Lindås										
Forbindelser	Normalsituasjon	Utfall								
		UTF1	UTF3	UTF6	UTF7	UTF8	UTF9	UTF10	UTF11	UTF12
Samnanger-Fana			101.3				111.5		110.6	116.1
Fana-Heldal				102.8	144.5					
Seim-Knarvik				102.1	105.0					
Askøy-Storbotn				118.8						
Storbotn-Ravnanger				110.5						
Merkesvik-Blomøy				101.0						
Lindås-Øygarden				124.6	126.0					102.2
Solheim-Heldal					110.9					
Ravneberget-Strømgaten					107.1					
Solheim-Dokken					125.7					
Solheim-Strømgaten					101.8					
Ravneberget-Dale I									109.4	
Ravneberget-Dale II									109.4	

## A.4 SMR både i Øygarden og på Lindås

Tabell 9: Overbelastede linjer med respektive belastningsgrader dersom SMR plasseres både i Øygarden og på Lindås og dersom forbruk tilknyttes Øygarden transformatorstasjon

SMR i Øygarden og på Lindås i kombinasjon med forbruk i Øygarden					
Forbindelser	Normalsituasjon	Utfallssituasjon			
		UTF1	UTF3	UTF8	UTF19
Mauranger-Samnanger	103.4				
Seim-Lindås		154.8			
Seim-Knarvik		194.1			
Lindås-Øygarden				109.3	
Matre-Haugsvær		101.1			108.4
Meland-Kartveit		103.2			
Meland-Knarvik		179.1			
Blomøy-Øygarden			107.8		

Tabell 10: Overbelastede forbindelser med respektive belastningsgrader dersom SMR plasseres både i Øygarden og på Lindås og dersom forbruk tilknyttes Lindås

SMR i Øygarden og på Lindås i kombinasjon med forbruk på Lindås														
Forbindelser	Normalsituasjon	Utfallssituasjon												
		UTF1	UTF3	UTF6	UTF7	UTF8	UTF9	UTF10	UTF11	UTF12	UTF16	UTF17	UTF18	UTF19
Lillesotra-Askøy		107.1												
Storbotn-Ravnanger		103.4												
Ravnanger-Merkesvik		116.1												
Merkesvik-Blomøy		143.5				107.3				102.8				
Blomøy-Øygarden	131.6	175.0	117.1	118.6	142.4	131.0	131.1	134.8	138.1	134.0	134.0	102.1		
Matre-Haugsvær														110.6

Tabell 11: Overbelastede linjer og tilhørende belastningsgrader dersom både SMR og forbruk tilknyttes Øygarden og Lindås transformatorstasjon

Både SMR og forbruk i Øygarden og på Lindås						
Forbindelser	Normalsituasjon	Utfallssituasjon				
		UTF1	UTF7	UTF8	UTF18	UTF19
Seim-Knarvik		142.8				
Meland-Knarvik		127.9				
Fana-Heldal			113.3			
Solh-Dokk			100.6			
Samnanger-Evanger				109.6		
Arna-Dale				103.1		
Evanger-Dale				115.5	114.0	
Ravn-Dale I				100.3		109.1
Ravn-Dale II						109.1
Lindås-Øygarden				106.6		
Samnanger-Fana					128.7	112.3
Fana-Lillesotra					108.9	
Fana-Held					106.0	100.3
Koll-LSot					118.9	113.1
Evanger-Modalen					136.6	
Seim-Pado						148.5
Matre-Haugsvær						166.0
Pado-DumMatre I						131.3
Pado-DumMatre II						131.3







**Norges miljø- og biovitenskapelige universitet**  
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet  
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
Norway