

Introduksjon av vindkraft i regionalnett med begrenset overføringskapasitet

Marte Asbøll Husby

Master i energi og miljø

Innlevert: Juni 2012

Hovedveileder: Kjetil Uhlen, ELKRAFT

Medveileder: Rune Paulsen, NTE

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

PROBLEMBESKRIVELSE

I Nord-Trøndelag har det i de siste par årene vært en betydelig økning i vind- og småkraftprosjekter. På grunn av mye uregulerbar kraft i området møter netteier etter hvert ulike utfordringer rundt nettilknytning av disse nye kraftverkene. Tekniske begrensninger ved integrasjon av ny vindkraft er som oftest relatert til kapasitetsbegrensninger på overføringslinjer i deler av nettet og innvirkningen vindkraftproduksjonen kan ha på spenningskvalitet og stabilitet. Kapasitetsproblemer knyttet til integrering av vindkraft oppstår ofte kun få timer i løpet av et år. Ved å sette konservative begrensninger for maksimalproduksjon hele året vil unødvendig mye produksjon kunne gå tapt. For å optimalisere driften kan innføring av kontrollsystemer som begrenser vindkraftproduksjonen i kritiske timer være en mulighet.

Oppgaven tar utgangspunkt i deler av regionalnettet til NTE Nett AS i Nord-Trøndelag, og vil være en videreføring av en prosjektoppgave som omhandler stasjonære analyser av det samme området. Nettmodellen fra prosjektoppgaven vil utvides ved at deler av sentralnettet implementeres, noe som bidrar til en mer realistisk beskrivelse av nettet. Modellen baseres på en systembeskrivelse gitt av NTE Nett AS.

Ved å gjennomføre stasjonære analyser av ulike driftssituasjoner skal innvirkningen av ny vindkraft i systemet vurderes.

Aktuelle situasjoner som vil bli studert er:

- Flaskehalsproblematikk ved innkobling av ny vindkraft
- Sensitivitetsanalyse av produksjonsenheter i systemet
- Kontrollsystem og overvåkning for å kontrollere at grenser overholdes
- Spenningsproblematikk på grunn av mye varierende produksjon

Oppgaven gitt: 30.01.2012

Hovedveileder: Kjetil Uhlen, ELKRAFT

Oppdragsgiver: NTE Nett AS

FORORD

Denne rapporten er et resultat av arbeidet med den avsluttende masteroppgaven ved Norges Tekniske - Naturvitenskapelige Universitet, NTNU, ved Institutt for Elkraftteknikk våren 2012.

Oppgaven er gitt av NTE Nett AS og er en videreføring av prosjektoppgaven som ble utført høsten 2011. I prosjektoppgaven ble det utarbeidet en lastflytmodell, og ved hjelp av simuleringsverktøy ble det sett på stasjonære analyser i forbindelse med introduksjon av ny vindkraft i et nett med begrenset overføringskapasitet. I denne masteroppgaven har lastflytmodellen blitt videreutviklet, og det har blitt sett videre på utfordringer i nettet ved tilkobling av ny vindkraft.

Jeg vil takke min veileder ved NTNU, professor Kjetil Uhlen for gode innspill og konstruktive tilbakemeldinger underveis i arbeidet. En takk rettes også til Rune Paulsen ved NTE Nett AS for god veiledning og praktiske råd, samt tilgang på informasjon fra NTE.

Da gjenstår det bare å takke for meg, si farvel til studenttilværelsen og gi meg i kast med nye utfordringer som venter i arbeidslivet.

21.juni 2012

Marte Asbøll Husby

SAMMENDRAG

Denne masteroppgaven omhandler stasjonære analyser i forbindelse med utbygningen av en ny vindmøllepark i Ytre Vikna, og er gitt av NTE Nett AS. Gjennom stor introduksjon av vindkraft og småkraft møter nettselskap etter hvert kapasitetsproblemer i regionalnettet. Bakgrunnen for denne oppgaven er at kapasitetsproblemer i mange tilfeller kun oppstår i svært korte tidsperioder i løpet av året.

En forenklet lastflytmodell av regionalnettet til NTE Nett AS har blitt utviklet i simuleringsprogrammet MATPOWER. Ved hjelp av lastflytmodellen vil det bli sett på muligheter for å utnytte nettkapasiteten bedre gjennom året ved å anta at effektflyten i systemet kan kontrolleres.

Ved å se på den mest kritiske driftssituasjonen i systemet har det blitt vist at det maksimalt kan tillates en innmatning av 30 MW fra vindparken i Ytre Vikna, dersom overbelastning på linjer i systemet skal unngås. En økning i produksjonsinnmatningen til 39 MW bidrar til at kritiske linjer i systemet overbelastes med henholdsvis 106,4 % og 101,1 %. I løpet av et år vil den mest kritiske linjen i systemet overbelastes med 200 MVAh, fordelt på 130 timer når nominell effekt i Ytre Vikna er på 39 MW.

Det er utført en følsomhetsanalyse av linjer i systemet ved nedregulering av ulike produksjonsenheter. Generatorspenninger i analysen er definert som PV- kilder med en konstant spenning på 1,00 pu uavhengig av driftssituasjon. Dersom det antas at produksjonen fra elvekraftverket i Fiskumfoss kan reguleres ned, vil det i den mest kritiske driftstimen måtte reguleres ned 6 MW fra elvekraftverket for å unngå flaskehals i systemet. Ytre Vikna vil for den samme driftstimen måtte regulere ned 14 MW. Ved å øke spenninger i kritisk driftssituasjon vil behovet for nedregulering av produksjon reduseres.

Ved å sammenlikne total nedregulering i løpet av et år med total årlig produksjon fra Ytre Vikna, viser resultater at den prosentvise nedregulering vil være relativt lav for installert kapasitet opp til 48 MW (1,9 %). Ved å øke nominell effekt ytterligere vil nedregulering øke og det vil kunne oppstå flaskehalsproblemer i andre deler av nettet.

På grunn av begrensninger i lastflytmodellen og simuleringsverktøy som benyttes har det blitt observert problemer med reaktiv effektflyt i nettmodellen. Da generatorspenninger holdes konstant uavhengig av driftssituasjonen, vil det i timer med høy overføring av aktiv effekt bidra til stort behov for reaktiv effekt for å holde spenninger lave.

ABSTRACT

In this master thesis stationary analysis regarding the implementation of a new wind farm in “Ytre Vikna” will be studied. Heavy growth of wind power and small hydro power may cause capacity problems in the regional grid and challenges for grid companies. Often capacity problems arise only in short periods of the year, leading to conservative assumptions for new wind power installations.

A simplified load flow model of the regional grid in “Nord-Trøndelag” has been developed in the simulation tool MATPOWER. The model will be used to consider possibilities for improving the utilization of the net capacity throughout the year. Assuming a control system is applied in the system, the power flow throughout the year can be controlled and power production can be limited if necessary.

Considering “worst case scenario”, high generation and low load, the maximum feeding allowed from “Ytre Vikna” to avoid capacity problems in the system is 30 MW. If the production feeding increases to 39 MW it will cause strain on critical lines in the system, respectively 106,4 % and 101,1 %. Throughout a year, the most critical line in the system is overloaded with 200 MVAh, distributed over 130 hours.

Results from a sensitivity analysis comparing reduction in generation from different generation units shows that the hydro power plant in “Fiskumfoss” would have to reduce its production with 6 MW in the most critical hour. To avoid capacity problems, “Ytre Vikna” would have to reduce its production with 14 MW in the most critical hour. The result is based on the assumption that all generator voltages are kept at 1,00 pu, regardless of the operating scenario.

Total reduction in generation from “Ytre Vikna” over a year in percent of total generation is relatively low for installed capacities up to 48 MW (below 2 %). Further increase in nominal power in “Ytre Vikna” will lead to an increase in down regulation of production and possibilities for capacity problems in other parts of the grid.

Due to limitations in the load flow model developed and simulation tools used in this master thesis it has been observed problems regarding reactive power flow in the grid model. When the generator voltage is kept constant regardless of the operating scenario, it will in periods with high transmission of active power contribute to the need for reactive power to keep the voltages low.

INNHOLDSFORTEGNELSE

Problembeskrivelse	i
Forord	iii
Sammendrag	v
Abstract	vii
Innholdsfortegnelse	ix
Tabeller	xiii
Figurer	xv
Ordliste	xvii
Forkortelser	xvii
1 Innledning	1
2 Vindkraft	3
2.1 Sesongvariasjoner.....	3
2.2 Produksjon.....	5
2.2.1 Vake- og retningstap.....	5
2.2.2 Effektutjevning	6
2.3 Effektregulering av vind.....	7
2.3.1 Pitch- eller Aktiv stall regulering.....	9
3 Turbinteknologi	11
3.1 Oppbygning.....	11
3.2 Generatortyper i vindkraft.....	13
3.2.1 Asynkrongenerator.....	13
3.2.2 Synkrongenerator.....	15
3.3 Vindgeneratorsystemer	17
3.3.1 Løsninger med asynkrongenerator	17
3.3.2 Løsninger med synkrongenerator	18
4 Funksjonskrav til vindkraftanlegg	19
5 Lastflyt	21
5.1 Produksjon.....	21
5.2 Last.....	21
5.3 Linjer og kabler	22
5.3.1 Tap i overføringslinjer.....	23
5.4 Lastflytlikninger	24
6 Spenningsstabilitet og reaktiv effekt	27
6.1 Spenningskvalitet.....	27

6.1.1	Spennings frekvens.....	27
6.1.2	Endringer i spennings effektivverdi.....	27
6.2	Spenningsregulering.....	28
6.2.1	Oppgradering av linjetverrsnittet.....	29
6.2.2	Termisk oppgradering.....	29
6.2.3	Transformatortrinning.....	29
6.2.4	Endring av spenningsnivå.....	30
6.2.5	Regulering av reaktiv effektflyt.....	30
7	Kontrollsystem.....	33
8	Beskrivelse av simuleringsmodell.....	35
8.1	Simuleringsverktøy.....	35
8.2	Modellforenkling.....	36
8.2.1	Linjer.....	38
8.2.2	Produksjon.....	40
8.2.3	Last.....	41
8.2.4	Svingmaskin.....	43
8.2.5	Transformatorer.....	43
8.3	Vinddata og korrelasjon.....	43
9	Modellforbedringer.....	47
9.1	Endring i lastfordeling.....	47
10	Utvidelse av modellen.....	51
10.1	Konservative begrensninger.....	51
10.2	Maksimal produksjon og lav last.....	52
10.3	Følsomhetsanalyse.....	55
10.3.1	Nedregulering Ytre Vikna.....	57
10.3.2	Nedregulering Hundhammerfjellet.....	59
10.3.3	Nedregulering Fiskumfoss.....	60
10.3.4	Nedregulering verste driftstime.....	61
10.4	Energitalp ved økt produksjon.....	63
10.5	Spenningsregulering og reaktiv effekt.....	67
10.6	Variierende produksjon Fiskumfoss.....	70
11	Utfallsanalyse.....	73
11.1	Utfall Fiskumfoss – Namsos.....	73
11.2	Utfall Rørvik – Årsandøy.....	75
11.3	Utfall Strand – Rørvik.....	76
12	Resultater og diskusjon.....	79
13	Konklusjon.....	83
14	Videre arbeid.....	85

Referanseliste	87
Vedlegg.....	89

TABELLER

Tabell 8.1 Linjedata R-nettet benyttet i modellen.....	38
Tabell 8.2 Linjedata S-nettet benyttet i oppgaven	39
Tabell 8.3 Oversikt over produksjonseenheter i nettmodellen.....	41
Tabell 8.4 Lastoversikt i tunglastsituasjon. *Inkluder 7,2 MVar fra kondensatorbatteri	42
Tabell 9.1 Ulike driftssituasjoner når produksjon begrenses	47
Tabell 10.1 Effektflyter R-nett, Resultat fra MATLAB	53
Tabell 10.2 Effektflyter S-nett, Resultat fra MATLAB.....	53
Tabell 10.3 Effektflyter R-nettet når generatorspenninger oppjusteres	67

FIGURER

Figur 2.1 Normalisert data for produksjon av vindkraft, forbruk og tilsig til vannkraftverk i Norge[3].	3
Figur 2.2 Vann- og vindressurser i Norge fra 1960 til 1990 [5]	4
Figur 2.3 Variasjonen i aktiv effektproduksjon fra en vindturbin sammenliknet med en vindpark med 20 vindturbiner [5]	6
Figur 2.4 Virkningsgraden til en turbin som funksjon av angrepsvinkel og tip speed raten [5]	8
Figur 2.5 Typisk produksjonsprofil ved gitt vindhastigheter for en vindturbin [3]	8
Figur 3.1 Enkel illustrasjon av en HAWT [4]	12
Figur 3.2 Karakteristikk for reaktiv forbruk for en 1 MW asynkrongenerator [4]	14
Figur 3.3 Kapabilitetskurve synkrongenerator [6]	16
Figur 3.4 Prinsippskisse for en DFIG vindturbin [5]	17
Figur 3.5 Prinsippskisse for en vindturbin med synkrongenerator og frekvensomformer, uten gir [5]	18
Figur 4.1 Reaktiv kapasitet for vindkraftanlegg [9]	19
Figur 5.1 π - skjema for overføringslinjer [10]	22
Figur 7.1 Beskrivelse av kontrollsystem, justert fra [24]	34
Figur 8.1 Forenklet modell av R- og S-nettet	37
Figur 8.2 Lastprofil for området fra 2009, midlet over en måned	42
Figur 8.3 Vindmålinger time for time fra Ytre Vikna og Abelvær 1999	44
Figur 8.4 Skalert produksjon fra vindparkene individuelt og samlet	45
Figur 9.1 Overbelastning Fiskumfoss – Skogmo ved ulik produksjon med lastfordeling 0,6 mot Namsos	48
Figur 9.2 Overbelastning Fiskumfoss – Skogmo ved ulik produksjon med lastfordeling 0,52 mot Namsos	50
Figur 10.1 Belastning på linjen Fiskumfoss – Skogmo. Installert kapasitet Ytre Vikna 39 MW	54
Figur 10.2 Flytdiagram følsomhetsanalyse	56
Figur 10.3 Effektflyt Fiskumfoss – Skogmo med og uten nedregulering av Ytre Vikna	57
Figur 10.4 Forstørrelse av flaskehalsområdet Fiskumfoss – Skogmo	57
Figur 10.5 Effektflyt Skogmo – Namsos med og uten nedregulering av Ytre Vikna	58
Figur 10.6 Forstørrelse av flaskehalsområdet Skogmo – Namsos	58
Figur 10.7 Effektflyt Fiskumfoss – Skogmo med og uten nedregulering av Hundhammerfjellet	59
Figur 10.8 Forstørrelse av flaskehalsområdet Fiskumfoss – Skogmo	59
Figur 10.9 Effektflyt Fiskumfoss – Skogmo med og uten nedregulering av Fiskumfoss...	61

Figur 10.10 Forstørrelse av flaskehalsområdet Fiskumfoss – Skogmo	61
Figur 10.11 Varighetskurve for nedregulering av produksjon	62
Figur 10.12 Endringer ved økt installert kapasitet i Ytre Vikna	64
Figur 10.13 Nedregulering ved økt installert effekt i Ytre Vikna i prosent av årlig produksjon.....	65
Figur 10.14 Endring i effektflyt på linjen Fiskumfoss - Skogmo ved ulik installert kapasitet Ytre Vikna (30 MW -75 MW)	66
Figur 10.15 Aktiv og reaktiv effektflyt gjennom linjen Fiskumfoss – Namsos midte over en uke.....	68
Figur 10.16 Timevariasjon og midlet ukevariasjon for effektflyten mellom Fiskumfoss – Namsos	70
Figur 10.17 Effektflyt Fiskumfoss – Namsos ved produksjonsvariasjon i Fiskumfoss.	71
Figur 11.1 Linjebelastninger ved utfall av Fiskumfoss – Namsos ved ulik produksjonsutkobling.....	74
Figur 11.2 Linjebelastninger ved utfall av Rørvik - Årsandøy ved ulik produksjonsutkobling.....	76
Figur 11.3 Linjebelastninger ved utfall av Rørvik - Strand ved ulik produksjonsutkobling.....	77

ORDLISTE

- **Flaskehals:** Situasjon som oppstår når utvekslingsbehovet i nettet overstiger overføringsgrensen [1].
- **Overføringsgrense:** Maksimalt tillatt overføring av aktiv og reaktiv effekt i overføringssnitt eller på en enkelt overføringslinje [1].
- **Sentralnett:** Hovednett av overføringslinjer for landets krafttransport med de høyeste spenningsnivåene, vanligvis 132, 300 og 420 kV. Sentralnettet i Norge eies av Statnett.
- **Regionalnett:** Strømnettet som ligger mellom sentralnettet og distribusjonsnettet. Spenningene i regionalnettet ligger mellom 66 kV og 132 kV og eies av enten Statnett eller av et nettselskap som er offentlig og/eller kommunalt eid.
- **Distribusjonsnett:** Den delen av kraftsystemet som overfører og fordeler elektrisk energi frem til sluttbruker.
- **VAR:** Enhet som brukes til å måle reaktiv effekt i et vekselstrømkraftsystem

FORKORTELSER

- **ABC:** Automatic Bottleneck Control
- **AGC:** Automatic Generation Control
- **DFIG:** Double Feed Induction Generator
- **HAWT:** Horisontal akslet turbin
- **NTE:** Nord Trøndelag Elektrisitetsverk
- **R – nett:** Regionalnett
- **S – nett:** Sentralnett
- **SVC:** Static Var Compensator
- **TCR:** Thyristorstyrt reaktor
- **TSC:** Thyristorstyrt kondensator

1 INNLEDNING

Potensialet for vindkraftutbygning langs kysten i Norge er stort. Høy midlere vindhastighet og tilgjengelige arealer har resultert i mange forhåndsmeldinger og etter hvert mange konsesjonssøknader for vindkraftutbygning. I Nord-Trøndelag har NTE Energi AS fått konsesjon til å bygge ut trinn 1 av Ytre Vikna vindmøllepark med en produksjonskapasitet på 39 MW. På grunn av begrensninger i regionalnettet har NTE Nett AS i utgangspunktet kun gitt tillatelse til innmatning av inntil 30 MW produksjon fra Ytre Vikna.

Et problem med utbygning av vindkraft er at potensialet for utbygning ofte er i utkantområder med lite last og begrenset nettkapasitet. Det vil si at det meste av produksjonen fra vindparkene skal overføres til sentralnettet igjennom et svakt regionalnett, noe som kan føre til kapasitetsproblemer i regionalnettet. Men kapasitetsproblemet oppstår i mange tilfeller kun i svært korte tidsperioder av året. Kostnader forbundet med nødvendige forsterkninger kan derfor ofte være svært høye, samt at det er en tidkrevende prosess med konsesjonssøknader og lang utbygningstid av regionalnettforbindelser. På grunn av begrensninger i dagens regelverk er nettselskapet forpliktet til å forholde seg til tilstrekkelig kapasitet 100 % av året. Det vil si at nye produsenter som tilknyttes med en bestemt effektmenge skal kunne levere denne effekten når som helst, forutsatt normaldeling i nettet. Ved endringer i nettdelingen kan det bli behov for produksjonsfrakobling.

Med bakgrunn i dagens regelverk er det mulig for nye produsenter å gjøre individuelle avtaler med andre produsenter i samme området om koordinering av produksjon. For eksempel kan en vindkraftprodusent avtale med en vannkraftprodusent om å spare vann på tidspunkt når vindproduksjonen er høy hvis det er problemer med overføringskapasiteten.

Det blir sett på stasjonære analyser av kraftsystemet i denne rapporten. Hensikten med å gjennomføre stasjonære nettanalyser er blant annet for å identifisere eventuelle flaskehalsen som kan oppstå. Da det er store variasjoner i produksjons- og lastfordelingen over året vil det ikke være tilstrekkelig kun å se på de mest kritiske driftssituasjonene som vil kunne oppstå. For å få frem betydningen av varierende produksjon og forbruk er det nødvendig med nettanalyser for hele året.

I prosjektoppgaven, utført høsten 2011, ble det utarbeidet en lastflytmodell i simuleringsverktøyet MATPOWER. Denne modellen skal utvides, og ved hjelp av

programmeringsspråket MATLAB skal det bli sett på muligheter for å utnytte nettkapasiteten bedre gjennom året. Ved å innføre et kontrollsystem som kontrollerer effektflyter i systemet skal det bli sett på muligheter for å begrense produksjon i kritiske timer i løpet av året.

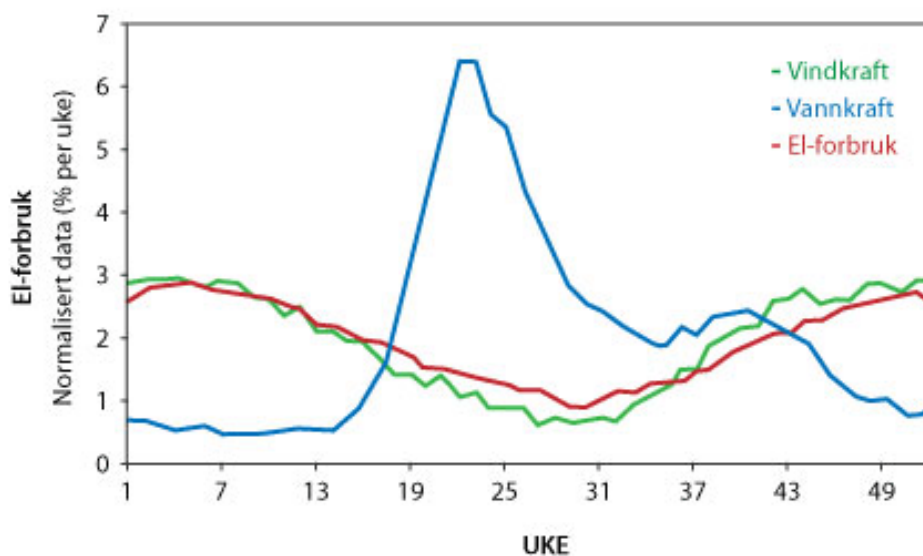
Rapporten er bygd opp i tre hoveddeler; teori, oppbygning av simuleringsmodell og simuleringsresultater. Kapittel 2 gir en generell beskrivelse av vindkraftproduksjon og muligheter knyttet til effektregulering av vindkraft. I kapittel 3 blir det sett på vindturbinteknologi, med vekt på ulike generatorteknologi som benyttes i vindturbiner, mens kapittel 4 tar for seg ulike krav som stilles til vindkraftanlegg. Kapittel 5 og 6 gir en generell beskrivelse av lastflytberegninger og spenningskontroll med vekt på stasjonære analyser. Kapittel 7 beskriver kontrollsystemet som implementeres i nettmodellen, mens kapittel 8 beskriver hvordan simuleringsmodellen er bygd opp, hvilke komponentdata som er benyttet, samt teori knyttet til korrelasjon mellom vindparker. I kapittel 9 blir bakgrunnen for utvidelsen av lastflytmodellen utarbeidet i prosjektoppgaven diskutert. Kapittel 10 viser resultater fra lastflytsimuleringer i ulike driftssituasjoner, der muligheter og utfordringer ved tilknytning av ny vindkraft i det aktuelle området, samt begrensninger i lastflytmodellen og simuleringsverktøy som har blitt brukt blir diskutert. Kapittel 11 viser resultater ved utfall av enkeltlinjer i nettmodellen.

2 VINDKRAFT

Norge har et stort potensial for utbygning av vindkraft på grunn av gunstige vindforhold langs store deler av kysten [2]. Men det vil ofte oppstå utfordringer knyttet til integrasjon av vindkraft siden vindhastigheten er uforutsigbar og svært varierende. Store produksjonsvariasjoner kan ha negative innvirkninger på kraftsystemet, og gi store utfordringer med hensyn til regulering. En rekke faktorer er avgjørende for hvordan vindforholdene vil påvirke den elektriske produksjonen som mates inn i kraftsystemet.

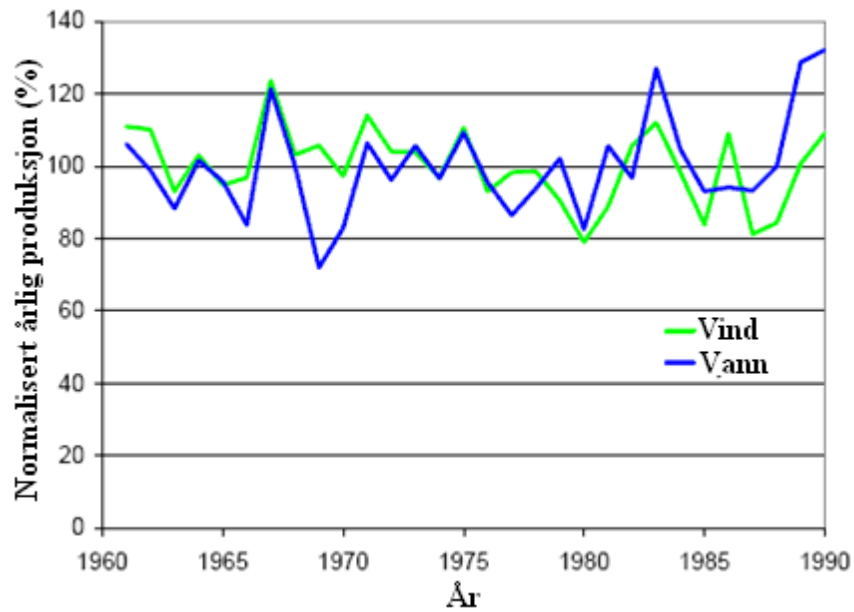
2.1 SESONGVARIASJONER

Vindforholdene vil variere i løpet av året, der vindhastigheten ofte vil være høyere i vinterhalvåret sammenliknet med sommerhalvåret. Vannkraftproduksjon vil ha motsatt sesongvariasjon, med høyest vanntilsig om sommeren på grunn av snøsmelting om våren. Som vist i Figur 2.1 vil produksjonsprofilen til vind- og vannkraft derfor utfylle hverandre på en god måte. Det norske vannkraftsystemet har også svært gode reguleringsegenskaper på grunn av muligheter for energilagring i vannmagasiner, noe som forsterker synergieffekten mellom vind- og vannkraft. Vannkraft kan "lagres" i vannkraftmagasiner når vanntilsiget er lite og vindhastigheten er høy. Fra Figur 2.1 kan en også se at vindkraft har en god samvariasjon med forbruket gjennom året.



Figur 2.1 Normalisert data for produksjon av vindkraft, forbruk og tilsig til vannkraftverk i Norge [3].

Vinden vil også variere kontinuerlig fra år til år. Figur 2.2 viser variasjon for både vind- og vannkraftproduksjon mellom 1960 og 1990 i forhold til normalforventning. På lang sikt vil den årlige vindkraftproduksjonen trolig variere med ± 20 prosent fra forventet verdi. For vannkraft vil denne variasjonen ligge på ± 30 prosent fra normalverdi [5].



Figur 2.2 Vann- og vindressurser i Norge fra 1960 til 1990 [5]

2.2 PRODUKSJON

Sammenhengen mellom vindhastighet og effekt vil variere med vindhastigheten i tredje potens [5]. Vindhastigheter vil variere over korte tidsintervall, derfor vil informasjon om vindhastighet være en avgjørende faktor for å vite noe om forventet produksjon av elektrisk energi. Hurtige endringer av vindhastigheten skyldes hovedsakelig vindkast og turbulens [7]. Det benyttes vanligvis vindmålinger som angir 10- minutters middelerverdier av vindhastigheten [5]. Disse dataene benyttes for å dimensjonere vindparken.

Den maksimale effekten som kan hentes ut fra en vindturbin er gitt av og utledes med bakgrunn i uttrykket for kinetisk energi for et legeme. Effekten beregnes ved hjelp av massestrømmen som sveiper rotorbladene og andelen av vindenergien som kan omformes til roterende energi i turbinen, C_p , gitt i likning (2.1). Ifølge Betz lov kan den maksimale verdien av C_p være 0,592 [6]. I praksis vil det ikke være mulig å få ut så mye energi siden vindforholdene ikke er så stabile som forutsatt ved teoretisk utledning. De beste turbinene i dag kan oppnå en virkningsgrad på 48-49 prosent [7].

$$P_{vind} = \frac{1}{2}(\rho AV^3)C_p(\lambda, \beta) \quad (2.1)$$

ρ – Massetetthet luft (ca $1,2 \text{ kg/m}^3$)

A – Tverrsnittarealet til rotorbladene

V – Vindhastighet som sveiper rotorbladene (m/s)

$C_p(\lambda, \beta)$ – Turbinens virkningsgrad

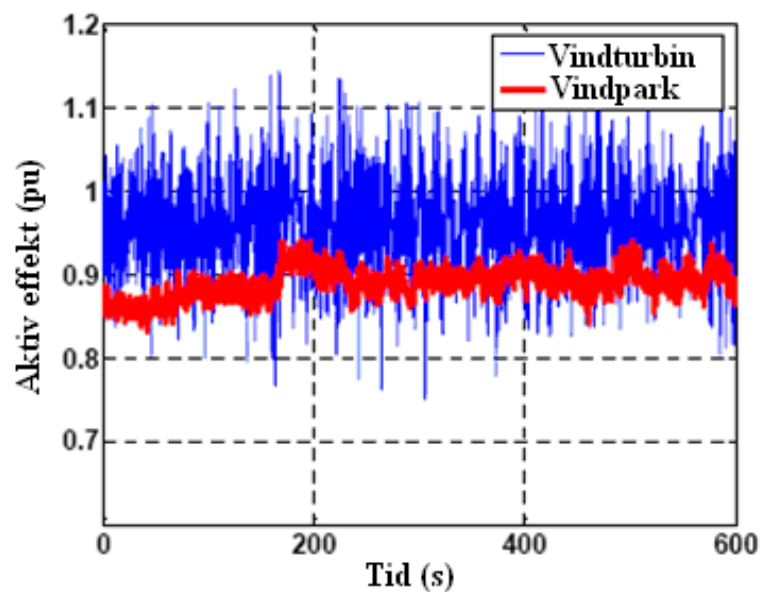
2.2.1 VÅKE- OG RETNINGSTAP

Skiftende vindretning vil bidra til tap og må tas hensyn til når produsert effekt skal beregnes. I en vindpark vil også plasseringen av vindturbiner være avgjørende for den totale effektproduksjonen. Når vinden passerer en vindturbin vil rotoren absorbere energi og bidra til at vindhastigheten reduseres. Lavere vindhastighet fører til lavere effektproduksjon fra turbiner som kommer etter i lik vindretning. Bak turbinen vil det også oppstå turbulente strømninger som øker belastningen på turbinene. Tapet på grunn av

lavere vindhastighet og turbulente strømnings kalles *vaketap*. Dette bidrar til at den totale produksjonen fra en vindpark vil være mindre sammenliknet med likt antall isolerte vindturbiner ved lik vindhastighet [6].

2.2.2 EFFEKTUTJEVNING

Produksjonen fra en vindturbin vil være svært varierende time for time. Ved å se på den total effektproduksjonen i en vindpark vil effektvariasjonen bli mindre. Den relative effektvariasjonen vil derfor bli minke når antall vindturbiner øker. Forenklet vil den relative effektvariasjonen minke omvendt proporsjonal med roten av antall vindturbiner, $1/\sqrt{n}$ [7]. Figur 2.3 viser tydelig at effekten jevnes ut når antall vindturbiner øker.



Figur 2.3 Variasjonen i aktiv effektproduksjon fra en vindturbin sammenliknet med en vindpark med 20 vindturbiner [5]

Ved vurdering av ledig nettkapasitet og mengde ny vindkraft som kan installeres i et område der vindkraft allerede er etablert, vil korrelasjon mellom vindhastigheter i de ulike vindparkene også ha betydning. Avhengig av korrelasjonen kan det installeres mer effekt enn det som en antar blir produsert til en hver tid i regionen. I [20] har det blitt sett på produksjonskorrelasjonen mellom fire fiktive vindparker i Troms og Finnmark. Analysene viser at det kan installeres 20 – 30 % mer effekt i de ulike vindparkene i den gitte casen. Det vil bli sett nærmere på korrelasjon mellom vindhastigheter og produksjon for de aktuelle vindparkene i denne oppgaven i kapittel 8.3.

2.3 EFFEKTREGULERING AV VIND

Effekten som produseres av en vindturbin er som nevnt avhengig av virkningsgraden til turbinen. Virkningsgraden til en vindturbin er ikke konstant, men er avhengig av turbinbladens angrepsvinkel i forhold til vindretningen, *pitch-vinkelen* β , og *tip speed raten* λ [5]. Tip speed raten beskriver forholdet mellom hastigheten til tuppen av rotorbladet og vindhastigheten, gitt i likning (2.2):

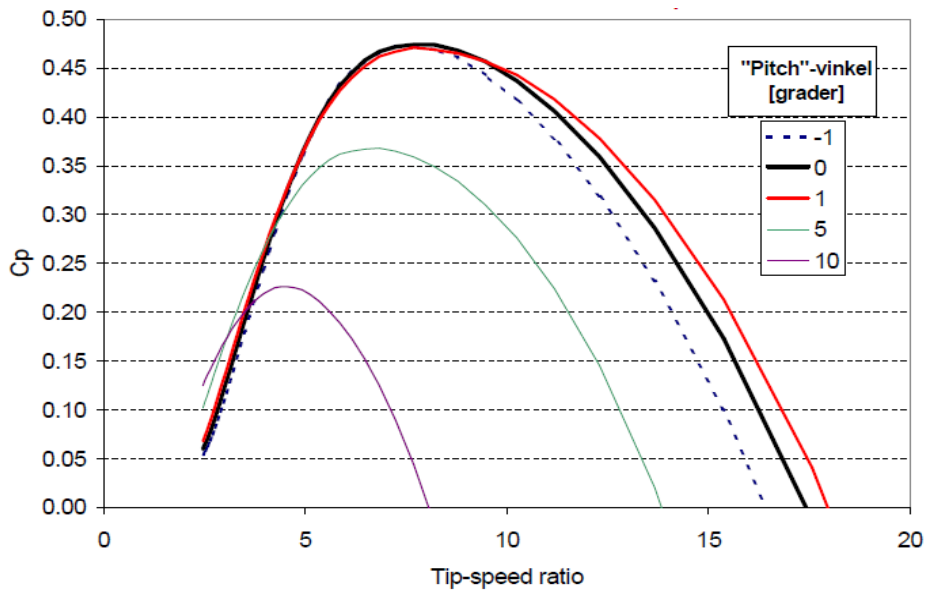
$$\text{Tip speed ratio} = \lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (2.2)$$

ω – Rotasjonshastighet for vindturbin (*radianer/s*)

R – Radius av turbinblad (*m*)

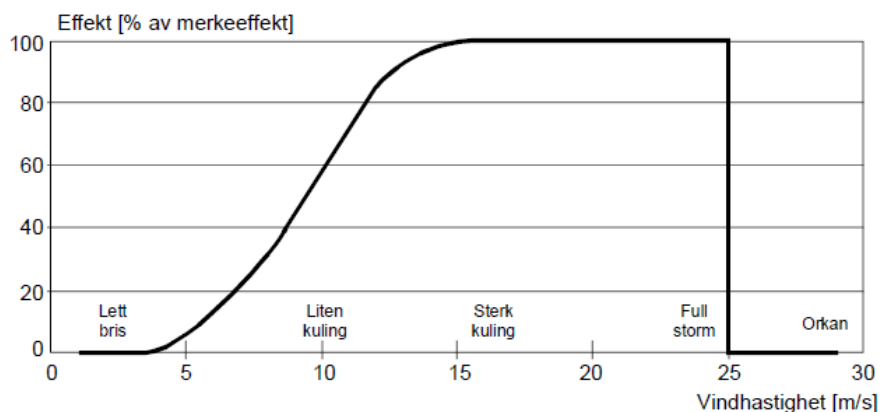
v – Vindhastighet (*m/s*)

Ved å justere på parametre som påvirker vindturbinens virkningsgrad, vist i Figur 2.4, kan den leverte effekten fra vindturbinen kontrolleres. For lave vindhastigheter er det ønskelig å optimalisere turbinens virkningsgrad for å maksimere turbineffekten. Når vindhastigheten øker vil målet være å holde en mest mulig konstant effekt og derfor justeres parametrene slik at virkningsgraden avtar.



Figur 2.4 Virkningsgraden til en turbin som funksjon av angrepsvinkel og tip speed raten [5]

En typisk vindturbin vil ikke være i drift før vindhastigheten er på rundt 3-4 m/s, såkalt *cut-in* hastighet. For å unngå skader på turbinkonstruksjonen blir det satt en maksimal vindhastighet, *cut-out*, typisk på 25 m/s. Når vindhastigheten overstiger *cut-out* hastigheten vil vindturbinen stanse for en periode. Figur 2.5 viser en typisk produksjonsprofil for en vindturbin. Produksjonskurven beskriver sammenhengen mellom vindhastigheten og effekt produsert for en gitt turbin for vindhastigheter mellom *cut-in* og *cut-out* hastigheter.



Figur 2.5 Typisk produksjonsprofil ved gitt vindhastigheter for en vindturbin [3]

2.3.1 PITCH- ELLER AKTIV STALL REGULERING

Informasjon i dette delkapitlet er hentet fra [5].

Turbiner med *pitch* regulering har vridbare vinger. Det gjør at vingene kan vris mot optimal angrepsvinkel for gitt vindhastighet og at momentet på rotorakslingen eller rotorhastigheten kan reguleres. På en pitch-regulert vindmølle blir effektproduksjonen og vindhastigheten til enhver tid overvåket. Hvis produksjonen blir for høy vil kontrollsystemet sende signaler til bladenes pitch mekanisme, som vil justere vingebladenes angrepsvinkel ut av vinden slik at produksjonen går ned. Under turbulente kast kan pitch-regulerte vindturbiner holde effekten konstant. I moderne teknologi er pitching den mest brukte reguleringsmetoden.

Aktiv stall er også en reguleringsmetode som endrer på vinkelen til rotorvingene, men justeringen skjer sjeldnere enn ved pitch-regulering. Ved lave vindhastigheter vil aktiv stall vinkle bladene på samme måte som ved pitch, men det kan kun varieres mellom noen få grader. Når vindhastigheter er høy og generatoren er i ferd med å bli overbelastet, vil rotorvingene dreie i motsatt retning av en pitch-regulert maskin. Det vil si at vingene vinkles vekk fra vinden slik at vingene går inn i dypere stall og at belastningen dermed avtar.

3 TURBINTEKNOLOGI

Den teknologiske utviklingen av vindturbiner har vært formidabel de siste årene. Den mest åpenbare utviklingen er at størrelsen på turbinen har økt kraftig. I 1986 var størrelsen på kommersielle vindturbinen typisk 50 kW. I dag bygges det vindturbiner med en effektkapasitet på 7 MW, samt at større turbiner er under utvikling [2].

3.1 OPPBYGNING

Det finnes ulike løsninger for å konvertere den kinetiske energi i vinden om til mekanisk og elektrisk energi. Den vanligste vindturbinotypen som benyttes i dag er horisontalakslet og har tre rotorblader (*HAWT*) [4]. Figur 3.1 viser en forenklet illustrasjon av en horisontalakslet vindturbin med de viktigste komponentene. Beskrivelsen av de viktigste komponentene er basert på opplysninger fra [5].

Tårnets oppgave er å bære nacellen og rotoren. Transformatorer og eventuelle kontrolltavler finnes ofte inne i tårnet.

Nacellen (maskinhuset) er "hodet" på mølla og beskytter nøkkelkomponentene til vindturbinen. Komponenter plassert i nacellen er roterende maskineri, kjøle- og ventilasjonsanlegg, styringssystemer og annet tilleggsutstyr.

Vindmøllene er utrustet med en anordning som kalles *yawing* mekanisme. Denne teknikken gjør at vindmøllen kan dreie slik at den til enhver tid har best mulig posisjon i forhold til vindretningen.

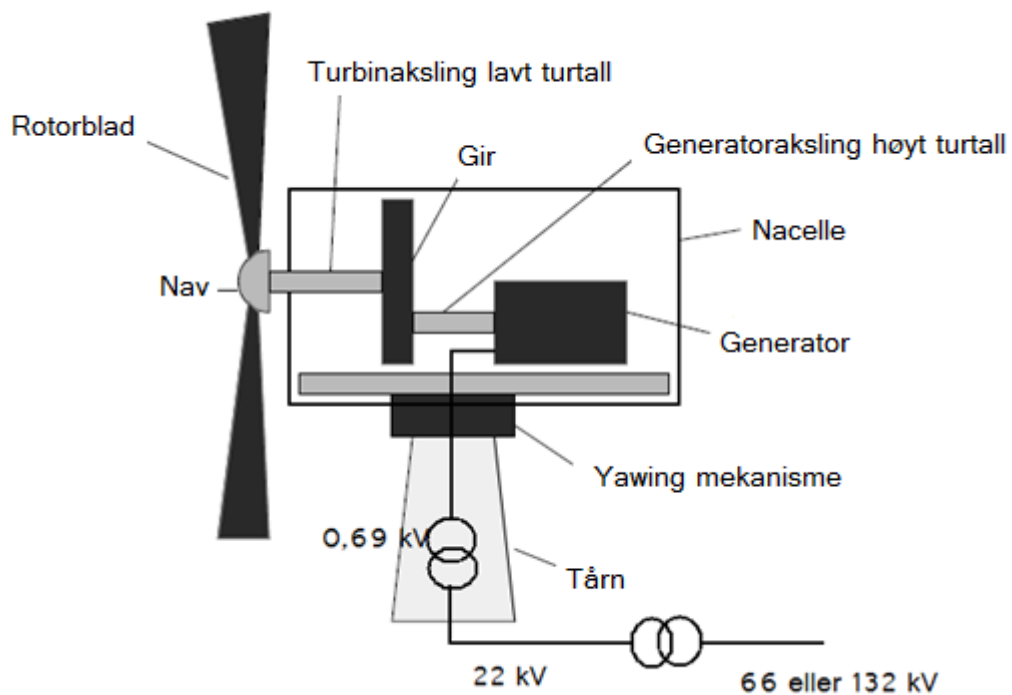
Rotoren består av navet og vingene (rotorbladene) til vindmøllen. Det finnes ulike løsninger for utformingen av rotoren. Som nevnt tidligere er *HAWT* den mest brukte vindturbinen, da den er funnet til å være mest effektiv.

Generatoren som er plassert i nacellen omformer roterende mekanisk energi til elektrisk. Den må være bygd for å tåle den varierende effekten som utvinnes fra vinden. Ulike generatortyper og vindgeneratorsystemer beskrives i kapittel 3.2.

Vindturbiner kan ha gir mellom rotor og generator. Girkassen omdanner den lave rotasjonshastigheten med høyt moment over til en rotasjonshastighet med lavt moment som generatoren kan takle. Det finnes også direkte-drevne systemer uten gir. En nærmere beskrivelse finnes i kapittel 3.3. Den store variasjonen i vindhastigheter, og dermed

rotasjonshastigheten, bidrar til store påkjenninger på giret. Giret er derfor et kritisk punkt i vindmøllen.

Generatorer leverer normalt effekt på et lavere spenningsnivå enn spenningen i vindparkens interne kraftsystem. Det er derfor nødvendig med en transformator for å transformere opp spenningen. Transformatoren lokaliseres normalt i nedre del av tårnet for å redusere vekten i nacellen. Men det finnes også løsninger der transformatoren plasseres bakerst i nacellen.



Figur 3.1 Enkel illustrasjon av en HAWT [4]

3.2 GENERATOR TYPER I VINDKRAFT

Det finnes to hovedtyper generatorer som benyttes i vindkraftteknologi, synkron- og asynkrongenerator. Asynkrongenerator har vært den mest brukte generatortypen, da den er robust, behøver lite vedlikehold og er relativt rimelig [4]. Men bruk av synkrongeneratorer blir mer og mer vanlig. De fleste leveres i dag med frekvensomformer mot nettet [22]. Ulike vindgeneratorsystemer blir beskrevet senere i kapitlet.

3.2.1 ASYNKRONGENERATOR

Når en asynkrongenerator kobles til et trefasenett vil statoren magnetiseres og skape et roterende magnetfelt som roterer med synkronhastighet. Rotasjonshastigheten vil være avhengig av systemfrekvensen og antall polpar i maskinen, gitt i likning (3.1). Rotorhastigheten, som bestemmes av hastigheten på turbinakslingen, induserer strømmer som igjen setter opp et magnetfelt som virker mot statorfeltet. De to feltene vil rotere med en relativ hastighetsforskjell som kalles *slip/sakking*. Er rotorhastigheten større enn synkronhastigheten vil maskinen operere som en generator, og det vil leveres elektrisk effekt til nettet [6].

$$n_s = \frac{120f_s}{P} \quad (3.1)$$

$$s = \frac{n_s - n_r}{n_s} \quad (3.2)$$

n_s – Synkronhastighet [r/min]

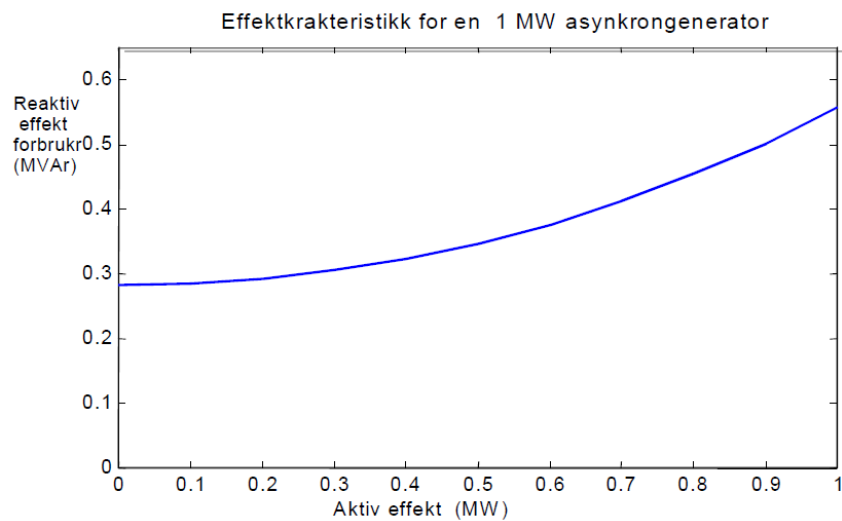
P – Antall polpar

f_s – Systemfrekvensen [Hz]

s – Sakking/slip

n_r – Rotorhastighet [r/min]

En ulempe med asynkrongeneratorer er at den er avhengig av reaktiv effekt enten fra nettet eller lokalt kompenseringsutstyr for å få induisert magnetiseringsstrømmen til produksjon av aktiv effekt. Figur 3.2 illustrerer sammenhengen mellom aktiv effekt og reaktivt effektbehov for en 1 MW asynkrongenerator, og viser at forbruket av reaktiv effekt vil øke med økende aktiv produksjon. For å dekke reaktiv effektforbruk vil vindturbinen utstyres med trinnbar reaktiv kompensering som dekker det reaktive forbruket innen et gitt $\cos\varphi$ område [4].



Figur 3.2 Karakteristikk for reaktiv forbruk for en 1 MW asynkrongenerator [4]

3.2.2 SYNKRONGENERATOR

I en synkrongenerator blir magnetfeltet i rotor satt opp av et magnetiseringsystem som forsyner rotorviklingene med likestrøm. I motsetning til en asynkrongenerator vil magnetfeltet til rotor rotere med samme hastighet som statorfeltet, og rotorhastigheten vil være proporsjonal med systemfrekvensen [6], gitt i likning (3.3).

$$n_r = \frac{120f_s}{P} \quad (3.3)$$

n_r – Rotorhastighet [r/min]

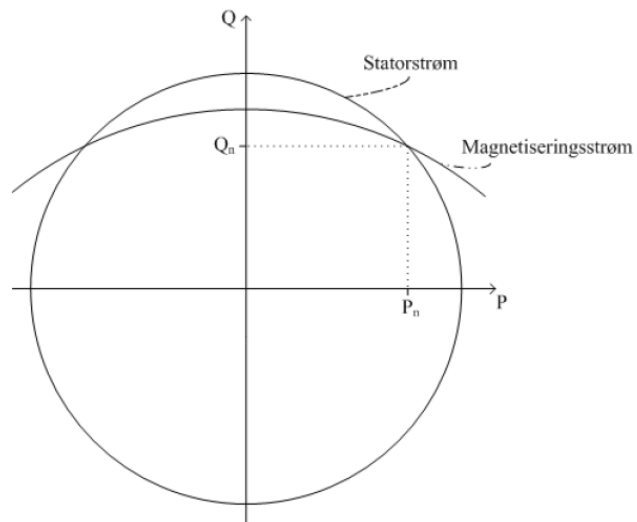
P – Antall polpar

f_s – Systemfrekvensen [Hz]

En fordel med en synkrongenerator er at den produserer og regulerer ut den reaktive effekten. Det vil derfor ikke være nødvendig med separat utstyr for å kompensere for reaktiv effekt og spenningsregulering mot nettet [6]. Men en synkrongenerator er ofte mer kostbar enn asynkrongeneratorer og krever mer vedlikehold [4].

SYNKRONGENERATORENS KAPABILITETSKURVE

Den aktive effekten som kan produseres av en synkrongenerator begrenses av det mekaniske momentet som driver generatoren. Reaktiv effekt kan enten produseres eller forbrukes av generatoren, avhengig av om den er over- eller undermagnetisert. Produksjonsmulighetene til en synkrongenerator vil også begrenses av maksimalgrenser for strøm i rotor og stator [6]. Figur 3.3 viser kapabilitetskurven til en synkrongenerator på bakgrunn av disse produksjonsgrensene, der P_n og Q_n er merkeproduksjon av henholdsvis aktiv og reaktiv effekt. For å kunne øke den reaktive produksjonen over Q_n , må den aktive produksjonen reduseres for at generatoren ikke skal operere utenfor kapabilitetskurven.



Figur 3.3 Kapabilitetskurve synkrongenerator [6]

3.3 VINDGENERATORSYSTEMER

Økende bruk av vindturbiner til energiproduksjon har bidratt til utvikling av flere forskjellige generatorsystemer. Når en skal konstruere en vindturbin vil noen viktige faktorer være å optimalisere kraftproduksjonen, samt å studere hvilken påvirkning vindturbinen vil ha på kraftsystemet [4]. I dette kapitlet vil det bli gitt en kort beskrivelse av noen av de vanligste generatorkonfigurasjonene.

Det finnes vindturbiner som opererer med konstant hastighet eller variable hastighet. Vindturbiner med konstanthastighet vil være direkte koblet til nettet, mens en variabel hastighetsturbin vil kunne kontrolleres av elektroniske komponenter [5].

3.3.1 LØSNINGER MED ASYNKRONGENERATOR

Det finnes ulike løsninger for tilkobling av asynkrogeneratorer til nettet som gjør at rotoren kan rotere med enten fast eller variabelt turtall. En vindturbin med fast turtall vil ha stator direkte koblet til nettet, og har normalt konstant omløpshastighet som bestemmes av systemfrekvensen og antall poler i stator. Ved å benytte frekvensomformer mellom generatoren og nettet vil rotoren kunne operere med en annen frekvens enn systemfrekvensen og tillate variabelt turtall. En vindturbin med variabelt turtall vil gi bedre effektkontroll og den mekaniske belastningen vil bli mindre [5].

En teknologi som er mye brukt på variabel- hastighetsturbiner er "Double Feed Induction Generator", DFIG. Asynkrogeneratorens statorviklinger vil da være direkte koblet til nettet, mens rotoren er koblet til en frekvensomformer. Rotor kan derfor rotere med en annen frekvens enn systemfrekvensen, og effektlyten i rotor kan styres [7]. Maskinen kan derfor både produsere og konsumere reaktiv effekt, og vil kunne benyttes til spenningsregulering i nettet [5].



Figur 3.4 Prinsippskisse for en DFIG vindturbin [5]

B – Bladets angrepsvinkel

V_w – Vindhastighet

ω - Omdreiningshastighet

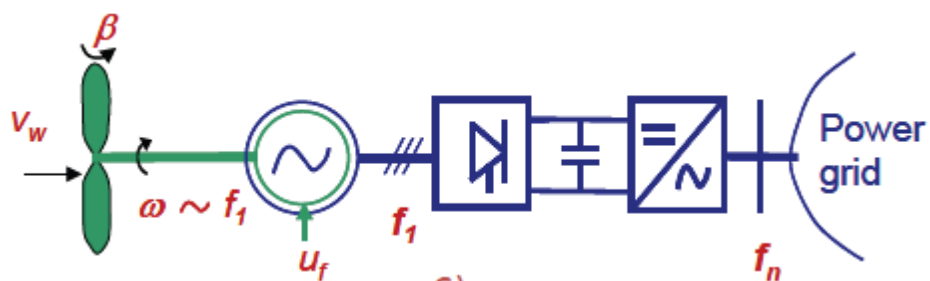
f_r – Rotorfrekvensen

f_n - Nettfrekvensen

3.3.2 LØSNINGER MED SYNKROGENERATOR

En direktekoblet synkrogenerator kan ikke kjøre med variabel hastighet, og effekten kan kun reguleres ved hjelp av *pitching* av turbinbladene eller ved å endre på magnetiseringsstrømmen i rotorviklingene.

Det er mulig å regulere på rotorhastigheten hvis generatoren kobles til nettet via en frekvensomformer. Frekvensen vil da kunne justeres slik at generatoren produserer mer optimalt i forhold til vindstyrken og bidrar til større fleksibilitet av reaktiv effektstyring og spenningskontroll. En annen fordel med en frekvensomformer er at rotorhastigheten kan senkes uten bruk av gir, noe som bidrar til å redusere mekanisk slitasje i turbinen [4].



Figur 3.5 Prinsippkisse for en vindturbin med synkrogenerator og frekvensomformer, uten gir [5]

B – Bladets angrepsvinkel

V_w – Vindhastighet

ω - Omdreiningshastighet

f_1 – Frekvensen på generatorsiden av frekvensomformeren

f_n - Nettfrekvensen

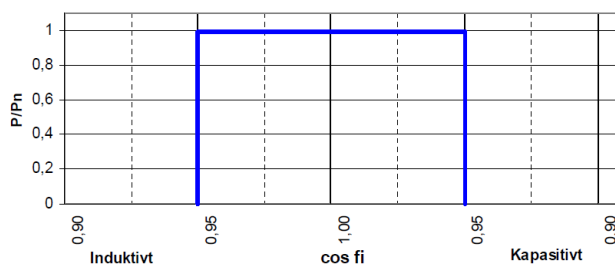
4 FUNKSJONSKRAV TIL VINDKRAFTANLEGG

Hvor mye vindkraft som kan tillates i det norske kraftsystemet, uten at det bidrar til negative konsekvenser for forsynings sikkerheten, er avhengig av den tekniske kvaliteten til vindkraftanlegget [8]. Statnett, som er systemansvarlig for det norske kraftsystemet, har ansvar for at kraftsystemet driftes på en forsvarlig måte. I den forbindelse har Statnett utarbeidet et veiledende dokument, "FIKS – Funksjonskrav i kraftsystemet". Dokumentet har til hensikt å informere om de krav som settes til alle anlegg knyttet til regional- og sentralnettsnivå, samt produksjonsanlegg på distribusjonsnivå.

Det tas i dette kapitlet utgangspunkt i denne veiledningen [9] for å beskrive ulike funksjonskrav som stilles til vindkraftanlegg tilknyttet kraftsystemet. Da det kun sees på stasjonære analyser i denne oppgaven, vil kun de krav som er relatert til oppgaven bli beskrevet.

Det stilles krav til regulering av aktiv produksjon fra vindkraftanlegg. For å kunne kontrollere vindparken sin samlede produksjon skal anlegget være utstyrt med en parkregulator. Parkregulatoren er en fellesfunksjon for alle vindturbiner i vindparken og den skal kunne fjernstyre den samlede aktive produksjonen. Det skal være mulig å variere den aktive produksjonen i området 20-100 % av nominell effekt, og produksjonen skal kunne reguleres ned fra nominell effekt til stopp på maksimalt 30 sekunder.

"Ved nominell produksjon skal vindkraftanlegg ha reaktiv kapasitet tilsvarende $\cos\phi = 0,95$, både kapasitiv og induktiv, referert til anleggets merkeytelse og tilknytningspunkt. Ved produksjon lavere enn merkeeffekt, skal det ikke være begrensninger i forhold til å utnytte den reaktive kapasiteten i anlegget. Figur 4.1 viser krav til reaktivt reguleringsområde som skal være tilgjengelig for vindkraftanlegg" [9].



Figur 4.1 Reaktiv kapasitet for vindkraftanlegg [9].

5 LASTFLYT

Under planlegging og drift av kraftsystem er det nødvendig å kunne kartlegge og forutsi ulike tilstander i systemet. Lastflytanalyser benyttes for å kunne gi informasjon om blant annet hvilke strømmer som flyter i ulike anleggsdeler, tap og aktiv- og reaktiv effektlyt [11]. Ved hjelp av denne informasjonen kan en si noe om belastningsgrader på linjer, spenningsverdier, reaktiv effektproduksjon, samt tap på linjer og i transformatorer. Videre kan det blant annet avgjøres hvordan nettet bør driftes, hvor mye ny produksjon som kan tillates og om det er nødvendig med oppgraderinger. Lastflytberegninger beskriver de stasjonære forholdene i nettet.

5.1 PRODUKSJON

I lastflytanalyser er det nødvendig å definere et referansepunkt, eller en svingmaskin. Spenningen på svingmaskinen settes til en konstant verdi og spenningsvinkelen settes vanligvis lik null. Spenningsvinklene på de andre samleskinnene i nettet vil bli oppgitt i forhold til denne referansevinkelen. Ved å innføre denne definisjonen vil svingmaskinen kunne regulere for ubalanse mellom produksjon og forbruk i nettet [10].

Produksjonsdata som implementeres er vanligvis gitt på bakgrunn av planlagt effektproduksjon. Produksjonskilder kan defineres som enten PV-, PQ - eller U δ - noder avhengig av hva som vil være mest hensiktsmessig [11]. PV vil si at nodespenningen og aktiv effekt holdes konstant, PQ gir konstant aktiv- og reaktiv effekt, mens U δ holder spenningen og spenningsvinkelen konstant.

5.2 LAST

Laster modelleres ofte på bakgrunn av historiske lastprofiler for aktiv- og reaktiv effektterspørsel ved lastnode [10]. I større nettmodeller vil det ofte være mange og sammensatte laster. Da det vil være svært tidkrevende og lite hensiktsmessig å modellere hver enkelt last hver for seg, slås ofte laster på felles samleskinner sammen.

Lasten kan modelleres på forskjellige måter avhengig av lasttype. I lastflytsammenheng blir det ofte antatt laster med konstant effektbehov, PQ- noder. Andre måter å modellere lasten på er å anta at lasten enten har konstant strøm eller konstant impedans. Aktiv og reaktiv effekt som forbrukes av laster kan beskrives som en funksjon av spenning og frekvens [12]. Ved stasjonære forhold vil systemfrekvensen være konstant slik at lasten kun

vil være avhengig av spenningen. En mye brukt lastkarakteristikk for aktiv- og reaktiv effektforbruk er:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha \quad (5.1)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta \quad (5.2)$$

P, Q – Konsumert effekt

P_0, Q_0 – Nominell effekt

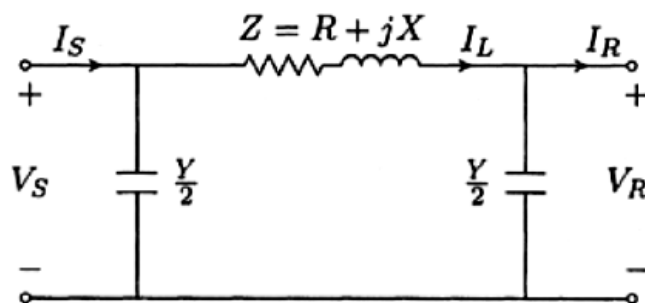
V_0 – Nominell spenning

α, β – Faktorer som bestemmer lasttype.

Hvis α og β settes lik 0 vil aktivt - og reaktivt effektforbruk være uavhengig av spenningen, og lasten vil ha konstant effektbehov. For α og β lik 1 vil lasten endres lineære med spenningsvariasjonen, og gi en konstant strøm- modell. Ved å sette α og β lik 2 vil lasten modelleres som konstant impedans og lasteffekten vil endres proporsjonalt med kvadratet av spenningen [12].

5.3 LINJER OG KABLER

For å kunne overføre energi er det nødvendig med overføringslinjer og -kabler som har tilstrekkelig overføringskapasitet. Figur 5.1 viser per fase ekvivalentsskjemaet for linjer med lengde på mellom 80 og 200 km, "medium – lengde" modell.



Figur 5.1 π - skjema for overføringslinjer [10]

"S" og "R" beskriver sende- og mottakspunktet for linjen. For stasjonære analyser vil de interessante variablene være spenningen og strømmene i sende- og mottakerpunktene (V_s , I_s , V_R , I_R). Disse variablene kan fortelle om den aktuelle driftssituasjonen er akseptabel, om spenninger er innenfor gitte grenser og om det vil oppstå overbelastninger på linjer. For korte linjer, typisk mindre enn 80 km, vil bidraget fra driftskapasitansen være lite og kan neglisjeres [11]. For manuelle lastflytberegninger vil denne forenklingen lette arbeidet, men ved bruk av simuleringsverktøy vil forenklingen være mindre hensiktsmessig.

Kabler kan representeres på samme måte som linjer, men det må tas hensyn til at kabler har mye høyere driftskapasitans.

5.3.1 TAP I OVERFØRINGSLINJER

Det vil være aktuelt å se på både de aktive og reaktive tapene i overføringslinjene. Tap av aktiv effekt fører til kostnader for nettselskapet og ønskes minimalisert. Fra likning (5.3) kan en se at aktivt effekttap vil være avhengig av både den aktive og den reaktive effektlasten. Reaktiv last vil være med på å bidra til en økning i strømmen som vil føre til tap i nettet.

$$P_{tap} = RI_R^2 = R \frac{S_R^2}{V_R^2} = R \frac{P_R^2 + Q_R^2}{V_R^2} \quad (5.3)$$

Det reaktive effekttapet kan uttrykkes som:

$$Q_{tap} = XI_R^2 = X \frac{S_R^2}{V_R^2} = X \frac{P_R^2 + Q_R^2}{V_R^2} \quad (5.4)$$

I alle luftlinjer og kabler vil det være en naturlig last eller *surge impedance load (SIL)*. Den naturlige lasten vil være den belastningen som fører til at overføringskapasitansen utjevner reaktansen slik at kilde-spenningen er lik last-spenningen [13]. Hvis en linje eller kabel overfører en effekt som er høyere enn den naturlige lasten, vil linjen eller kabelen forbruke reaktiv effekt og bidra til reaktivt tap. Om det overføres en effekt som er lavere enn den naturlige lasten vil det produseres reaktiv effekt. Luftlinjer vil normalt forbruke reaktiveffekt da linjekapasitansen er relativt lav. Det er derfor ikke ønskelig å overføre reaktiv effekt over stor avstander.

Kabler har mye høyere kapasitans, noe som fører til at SIL vil bli høyere og kabelen vil derfor normalt produsere reaktiv effekt.

5.4 LASTFLYTLIKNINGER

Lastflytlikningene, som er gitt i likning (5.5) og (5.6), beskriver summen av den aktive og den reaktive effekten som går inn i en valgt node i [11].

$$P_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_i V_j \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (5.5)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_i V_j \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (5.6)$$

Y_{ij} – Admittansen mellom linje i og j

V_i – Spenningen på node i

V_j – Spenningen på node j

δ_i – Spenningsvinklene til node i

δ_j – Spenningsvinklene til node j

θ_{ij} – Vinkelen til admittanselementet

P_i og Q_i representerer henholdsvis aktiv og reaktiv effekt ved en bestemt node og n representerer antall samleskinner.

Ved å benytte Figur 5.1 som består av kun to samleskinner og anta at overføringsspenningen er høy slik at resistensen kan neglisjeres, kan aktiv- og reaktiv effekt overført uttrykkes som:

$$P_R = \frac{V_R V_S \sin(\Delta\delta)}{X} \quad (5.7)$$

$$Q_R = \frac{V_R V_S \cos(\Delta\delta)}{X} - \frac{V_S^2}{X} \quad (5.8)$$

Der V_S og V_R er absoluttverdien til spenningene, $\Delta\delta$ er forskjellen i spenningsvinkelen og X er induktansen til overføringslinjen.

Ut ifra de forenklete likningene kan en se to dominerende lastflyteegenskaper for overføringslinjer. Den aktive effekten overført mellom to samleskinner er avhengig av spenningsvinkelen mellom punktene, og den reaktive effekten overført er avhengig av forskjellen i spenningsamplituden mellom de to punktene.

Disse sammenhengene er viktige å huske på i lastflytsammenheng for å kunne analysere og forstå ulike fenomener. Ved å anta at koblingen mellom aktiv effekt og spenning og reaktiv effekt og spenningsvinkel er relativt svak kan disse ignoreres og forenkles i lastflytanalysen.

6 SPENNINGSSSTABILITET OG REAKTIV EFFEKT

For at overføringsnettene skal kunne drives på en effektiv og pålitelig måte stilles det krav til spenningsstabiliteten og kontroll av reaktiv effekt i systemet. Spenninger i alle noder, både i normal driftsituasjon og ved feil, skal holde seg innenfor akseptable grenser. Hvis det oppstår ubalanse mellom produksjon og last, forstyrrelser i nettet eller endringer i systembetingelsene kan det føre til for høye eller for lave spenninger i deler av systemet. Det kan igjen føre til skader på følsomme komponenter eller utkoblinger [13].

6.1 SPENNINGSKVALITET

For at kundene skal få den spenningskvaliteten de har krav på er det fastsatte grenser for hvor mye spenningen kan avvike fra den nominelle verdien. Det er nettselskapet som er ansvarlig for at spenninger ikke kommer utenfor grensene. Ved innkobling av ny last eller produksjon er det derfor viktig med analyser som viser om leveringskvaliteten overholdes [25].

6.1.1 SPENNINGENS FREKVENNS

Avvik i frekvens oppstår som følge av ubalanse mellom produksjon og forbruk i kraftsystemet. Dersom produksjonen i systemet er lavere enn forbruket vil frekvensen være lavere enn 50 Hz, som er spenningsfrekvensen i det norske kraftsystemet [25].

6.1.2 ENDRINGER I SPENNINGENS EFFEKTIVVERDI

Variasjoner i spennings stasjonære effektivverdi kommer som følge av endringer i nettkundens belastninger. Hvor store variasjoner det vil være i systemspenningen er avhengig av kortslutningsytelsen på stedet (stivheten i nettet). Det vil alltid forekomme slike langsomme variasjoner i spennings effektivverdi, men så fremt den holdes innenfor visse grenser vil dette akseptere. Det er i hovedsak i lavspenningsanlegg det er nødvendig å regulere for langsomme spenningsvariasjoner. Krav til spenningsgrenser i lavspenningsanlegg er på $\pm 10\%$ av nominell verdi [25]. I høyspenningsanlegg har det ifølge [26] ikke blitt funnet hensiktsmessig med konkrete krav til langsomme spenningsvariasjoner, da det normalt finnes reguleringsmuligheter i transformatorer mot det aktuelle spenningsnivået.

6.2 SPENNINGSREGULERING

Lange linjer med høy impedans vil føre til et stort spenningsfall over linja og senking i spenning selv om systemspenningen holdes tilnærmet konstant [10].

Når vindkraftproduksjon implementeres vil spenningsforholdene påvirkes på grunn av svært varierende produksjon i korte tidsintervall. For å kunne kontrollere at spenningsgrensene blir opprettholdt, kan det i enkelte tilfeller være aktuelt med en kontrollenhet som kan begrense produksjonen fra vindkraftanlegget hvis spenningen overstiger gitt grenseverdi [9]. Dersom det i løpet av året sjelden oppstår spenningsproblemer i systemet, vil en oppgradering eller utbygning av nettet bli kostbart og produksjonsbegrensning kan vurderes. Det vil da være aktuelt å beregne hvor mye produksjon som går tapt på grunn av produksjonsfrakobling.

Det er vanskelig å eliminere spenningsendringer i et system. Det vil derfor være viktig å ta høyde for mulige endringer når nettet dimensjoneres. Hvis spenningsavvikene i nettet blir for høye kan det være nødvendig å innføre ulike metoder for å kontrollere spenningen. Ulike metoder vil bli diskutert senere i kapitlet.

Spenningsregulering er i prinsippet regulering av enten lastspenningen eller produksjonsspenningen slik at disse holdes innenfor angitte grenser. Generelt kan spenningsfallet over en linje på mindre enn 80 km beskrives ved hjelp av Figur 5.1 og likning (6.1).

$$V_S - V_R = I_R(R + jX) \quad (6.1)$$

Ved å uttrykke strømmen ved hjelp av aktiv- og reaktiv effekt, gitt i likning (6.2) kommer man fram til uttrykket i likning (6.3).

$$I_R = \frac{S_R}{V_R} = \frac{P_R + jQ_R}{V_R} \quad (6.2)$$

$$V_S - V_R = \frac{R}{V_R}P_R + \frac{X}{V_R}Q_R \quad (6.3)$$

Fra dette ser man at spenningsfallet over resistansen er satt proporsjonal med aktiv effekt overført på linjen, mens spenningsfallet over induktansen er satt proporsjonal med reaktiv effekt overført på linjen. Den aktive effekten er avhengig av lastbehovet, og kan ikke endres så fremt lasten endres. Resistansen R er avhengig av lengden og dimensjonen på linja. Siden linjelengden er avhengig av lasten sin geografiske plassering og oppgraderinger av linjer er kostbart, betraktes resistansen som konstant. Det fører til at det kun er den reaktive effekten og reaktansen som kan bidra til å regulere for spenningsendringen. Reaktiv effekt kan enten produseres av generatorer eller ved hjelp av reaktiv effektkompensering i nettet.

6.2.1 OPPGRADERING AV LINJETVERRSNITTET

Ved å øke linjetverrsnittet vil linjeresistansen minke. Reduksjon i linjeresistansen vil bidra til at overføringstapene i linjen og spenningsfallet over linjen vil reduseres. Den maksimale overføringskapasiteten til linjen vil også øke. Oppgraderinger av linjer er kostbart, og for å forsvare en oppgradering må en vite at investeringen vil bli dekket av sparte kostnader i form av mindre tap og økt inntekt i form av mer overført effekt.

6.2.2 TERMISK OPPGRADERING

Ved å oppgradere den termiske kapasiteten til en linje vil en større mengde effekt kunne flyte gjennom linjeseksjonen. Overføringstapene vil ikke reduseres, men eventuelle flaskehalsen i systemet vil kunne unngås. Det er mindre kostbart å øke den termiske kapasiteten sammenliknet med en oppgradering av linjetverrsnittet.

Temperaturoppgradering vil være aktuelt for eldre overføringslinjer som er dimensjonert for temperaturer lavere enn 80 grader. Linjer som bygges i dag har vanligvis en linjetemperatur på 80 grader da merkostnaden ikke vil være spesielt høy [14].

6.2.3 TRANSFORMATORTRINNING

Transformatoren kan bidra til å regulere for høye/lave spenninger i en radial ute i nettet. Transformatortrinning vil si at en endrer på viklingsforholdet i transformatoren uten kontroll av fasevinkelen, noe som fører til at absoluttverdien av spenningen endres, mens spenningsforskjellen vil holde seg relativt konstant. Det vil si at det er mulig å regulere for uønskede spenningsnivå i en radial, men ikke endre på forholdet mellom spenningen to steder i radialen [10].

I moderne kraftsystemer er automatisk trinnkobling hyppig benyttet mellom regional- og distribusjonsnett [6]. Men trinning av transformatorer skjer relativt tregt sammenliknet med endringer i vindkraftproduksjon. Dette kan bidra til spenningsproblemer i

distribusjonsnettene da transformatoren vil kunne få problemer med å regulere spenningen hurtig nok.

6.2.4 ENDRING AV SPENNINGSNIVÅ

Ved stor overføring av aktiv effekt vil en spenningsoppgradering av linjer føre til økt overføringskapasitet. Siden strømmen reduseres ved høyere spenning, vil belastningen og overføringstapene i linjen reduseres. Fra likning (6.3) kan en se at spenningsfallet over ei linje er omvendt proporsjonal med lastspenningen. Ved å øke spenningsnivået vil det bidra til mindre spenningsforskjeller i nettet, men det vil være et kostbart tiltak.

6.2.5 REGULERING AV REAKTIV EFFEKTFLYT

Det er ønskelig med minst mulig reaktiv effektflyt i overføringsnettene. Målet er normalt at produksjonsheter skal ligge med null leveranse av reaktiv effekt. Grunnen til dette er for det første at reaktiv effektflyt vil gå ut over mengde aktiv effektflyt overført. Det vil også kunne føre til overbelastning på overføringslinjer og andre komponenter i nettet, samt at tapene i overføringsnettene vil øke. For det andre vil det ved innmatning eller forbruk av reaktiv effekt til/fra sentralnettet legges en kostnad på nettselskapet som leverer/forbruker reaktiv effekt [13].

Imidlertid er det nødvendig med reaktiv effektreserver i nettet som kan balansere for hurtige spenningsendringer. Ved plutselige endringer vil reaktiv effekt kunne være med på å stabilisere systemet slik at alvorlige hendelser unngås [15].

Reaktiv effekt er en lokal tjeneste og ulike komponenter vil kunne bidra med både leveranse og forbruk av reaktiv effekt etter behovet i nettet. I tunglastsituasjon vil det generelt være behov for leveranse av reaktiv effekt, mens det i lettlast situasjon ofte vil være overskudd av reaktiv effekt i systemet. Noen av de ulike metodene for reaktiv effektkompensering blir beskrevet i de neste avsnittene. Informasjon om metodene er hentet fra [13].

SHUNTELEMENTER

Den enkleste og billigste måten å produsere/trekke reaktiv effekt på er å innføre shuntkompensering. Det vil si å installere kondensatorbatteri og/eller reaktorer nærme punktet med høyt forbruk eller overskudd av reaktiv effekt. En shuntkondensator produserer reaktiv effekt og vil bidra til å øke lokale spenninger, mens en reaktor vil trekke reaktiv effekt. Ved å plassere shuntkondensatorer nærme punktet der den reaktive effekten forbrukes kan overføring av reaktiv effekt over lengre distanser unngås. Den er derfor med på å redusere overføringstap og til å sikre tilfredsstillende spenningsnivå ved

høy last. Ulempen med en shuntkondensator er at produksjon av reaktiv effekt er proporsjonal med kvadraten av spenningen. Det fører til at produsert reaktiv effekt reduseres ved lave spenninger når en ønsker mer reaktiv effekt produksjon.

SERIEKONDENSATOR

Seriekondensatorer kobles i serie med overføringslinjer for å kompensere for overføringslinjens forbruk av reaktiv effekt. Dette fører til at den maksimale overføringskapasiteten øker og reduserer det reaktive overføringstapet. Ved økende effektoverføring vil produksjon av reaktiv effekt øke i motsetning til ved bruk av en shuntkondensator. Ulempen med seriekompensering er at den ikke er dimensjonert for høye spenninger og det vil derfor være nødvendig med vernfunksjoner.

SVC

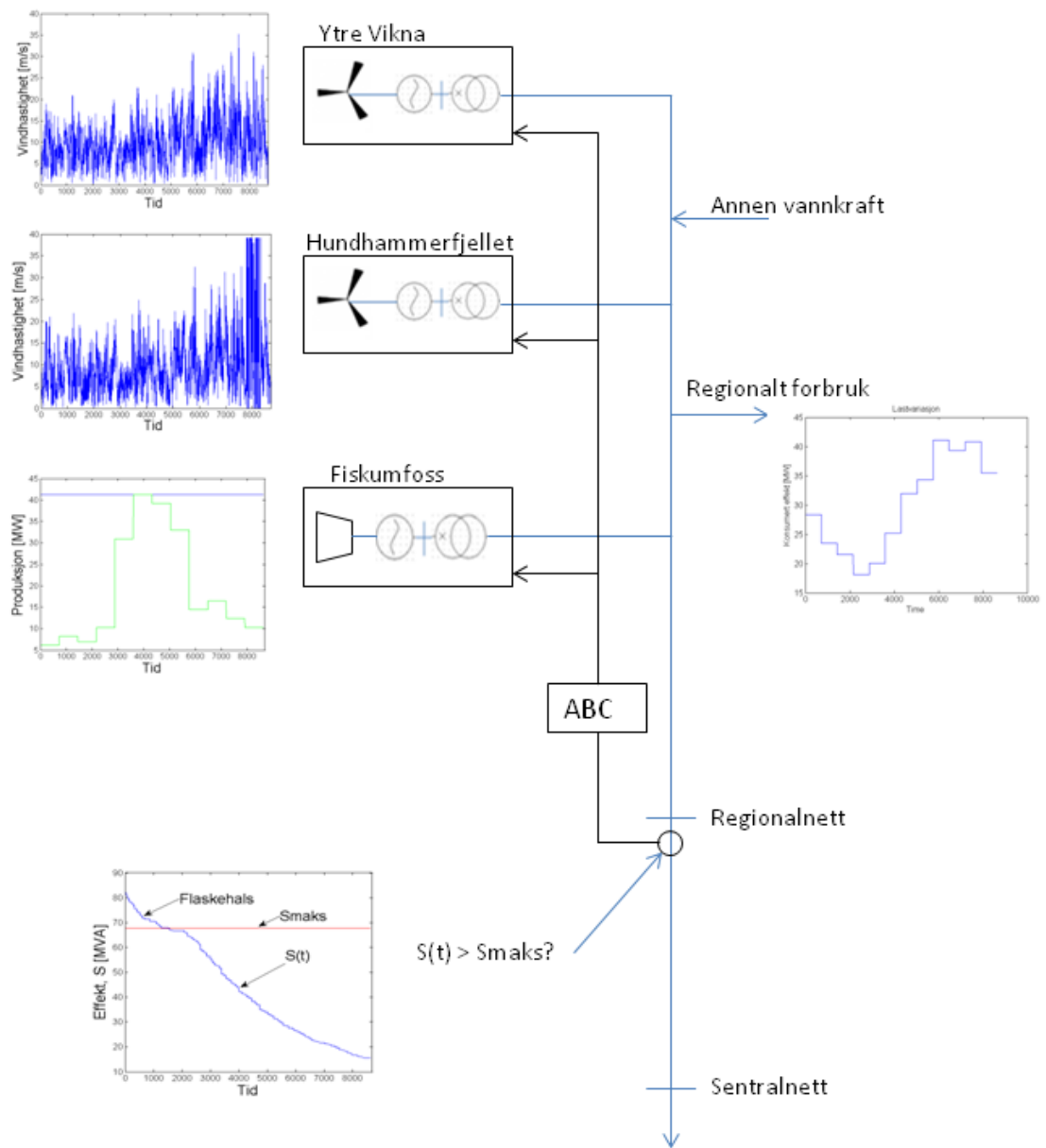
SVC (Static Var Compensator) kan sees på som en styrbar reaktans som er designet slik at systemet skal komme nærmere effektfaktoren. Ved lavt forbruk og overskudd på reaktiv effekt vil SVC anlegget benytte reaktorer for å forbruke VAR i systemet, noe som vil føre til at spenningen reduseres. Ved høyt forbruk av reaktiv effekt vil SVC anlegget produsere reaktiv effekt slik at spenningene øker. SVC anlegget styres av thyristorer som kontrollerer når reaktorer eller kondensatorbatteri skal kobles inn. Det finnes thyristorstyrte reaktorer (TCR) og thyristorstyrte kondensatorer (TSC).

7 KONTROLLSYSTEM

I denne oppgaven vil mulig nedregulering av produksjon være et resultat av at produksjonsinnmatningen fra vindparken i Ytre Vikna er høyere enn det NTE Nett AS i utgangspunktet har gitt tillatelse til.

For å kunne håndtere eventuelle flaskehalsar antas det at nettmodellen som utarbeides i oppgaven er utstyrt med et kontrollsystem. Kontrollsystemet skal sammenlikne effektflyten gjennom kritiske linjer i systemet til enhver tid med maksimal kapasiteten til linjene. Dersom det registreres overbelastning på enkeltlinjer sendes det signaler til produksjonsenheter om å regulere ned produksjonen. Da kontrollsystemets funksjon er å unngå flaskehalsar i systemet får kontrollsystemet betegnelsen "*Automatic Bottleneck Control*", ABC. ABC er basert på AGC teknologi, "*Automatic Generation Control*", beskrevet i [23]. AGC er et kontrollsystem som sikrer at balansen mellom produksjon og last i systemet opprettholdes, slik at systemfrekvensen holdes nær nominell verdi (50 Hz) [11]. Ved bruk av AGC kan ulike produksjonsenheter samkjøre sin produksjon for å få en mest mulig optimal drift av nettet [24].

Figur 7.1 viser en forenklet beskrivelse av simuleringsmodellen der variasjon i produksjon og forbruk er implementert. Modellen er basert på antagelsen om at man benytter et kontrollsystem, ABC, for å holde effektflyten på kritiske linjer i systemet under maksimal tillatt overføringskapasitet. Dersom det registreres overbelastning på kritiske linjer i systemet, $S(t) > S_{maks}$, sendes det signaler til den produksjonsenheten som skal regulere ned sin produksjon. Linjebelastningen beregnes ved å se på både den aktive - og reaktive effektflyten gjennom linjer.



Figur 7.1 Beskrivelse av kontrollsystem, justert fra [24]

8 BESKRIVELSE AV SIMULERINGSMODELL

Det ble i prosjektoppgaven [16] etablert en forenklet nettmodell basert på deler av det eksisterende regionalnettet til NTE Nett AS. Sentralnettet ble ikke inkludert i denne nettmodellen noe som bidro til at modellen ble svært sensitiv for endringer i lastfordeling. Dette vil bli diskutert nærmere i kapittel 9. I denne masteroppgaven vil nettmodellen videreutvikles slik at deler av sentralnettet inkluderes. Det vil som i prosjektoppgaven bli sett på stasjonære analyser av ulike driftssituasjoner. Store deler av dette kapitlet er basert på kapittel 6 i prosjektoppgaven, men inkluderer også opplysninger angående nye komponenter.

Når det skal utføres simuleringer vil valg av komponenter og parametre være avgjørende for resultatet simuleringene gir. Nettmodellen er basert på opplysninger fra en eksisterende NetBas modell utarbeidet av NTE Nett AS, men det har også blitt gjort antagelser og forenklinger som kan bidra til avvik i resultater sammenliknet med faktisk driftssituasjon. Da linjebelastninger i lastflytmodellen beregnes ved å se på både den aktive - og reaktive effektflyten, kan det bidra til at linjer i modellen overbelastes mer sammenliknet med linjer i den faktiske nettmodellen.

8.1 SIMULERINGSVERKTØY

For å kunne foreta lastflytberegninger kreves det store utregninger og for større nett kreves det dataprogrammer som kan håndtere disse dataene. NetBas er et program som brukes til nettdokumentasjon, prosjektering og utbygging, drift og vedlikehold samt analyser av nettet. NTE Nett AS har bygd opp en modell av nettet sitt i NetBas med all nødvendig informasjon for å kunne utføre lastflytberegninger. Utfordringen med NetBas er at endring i data må gjøres manuelt.

For å kunne kjøre lastflytberegninger for hver time i løpet av et år har MATLAB og MATPOWER blitt benyttet som simuleringsverktøy. MATPOWER er en tilleggsmodul til MATLAB som er et avansert kommersielt programmeringsprogram. MATPOWER består av en pakke med m-filer¹ for å løse lastflyter og optimale lastflytproblemer [27]. Ved å benytte disse m-filene sammen med programmering i MATLAB kan lastflyten med varierende parametre i løpet av et år simuleres ved hjelp av programmeringskoder.

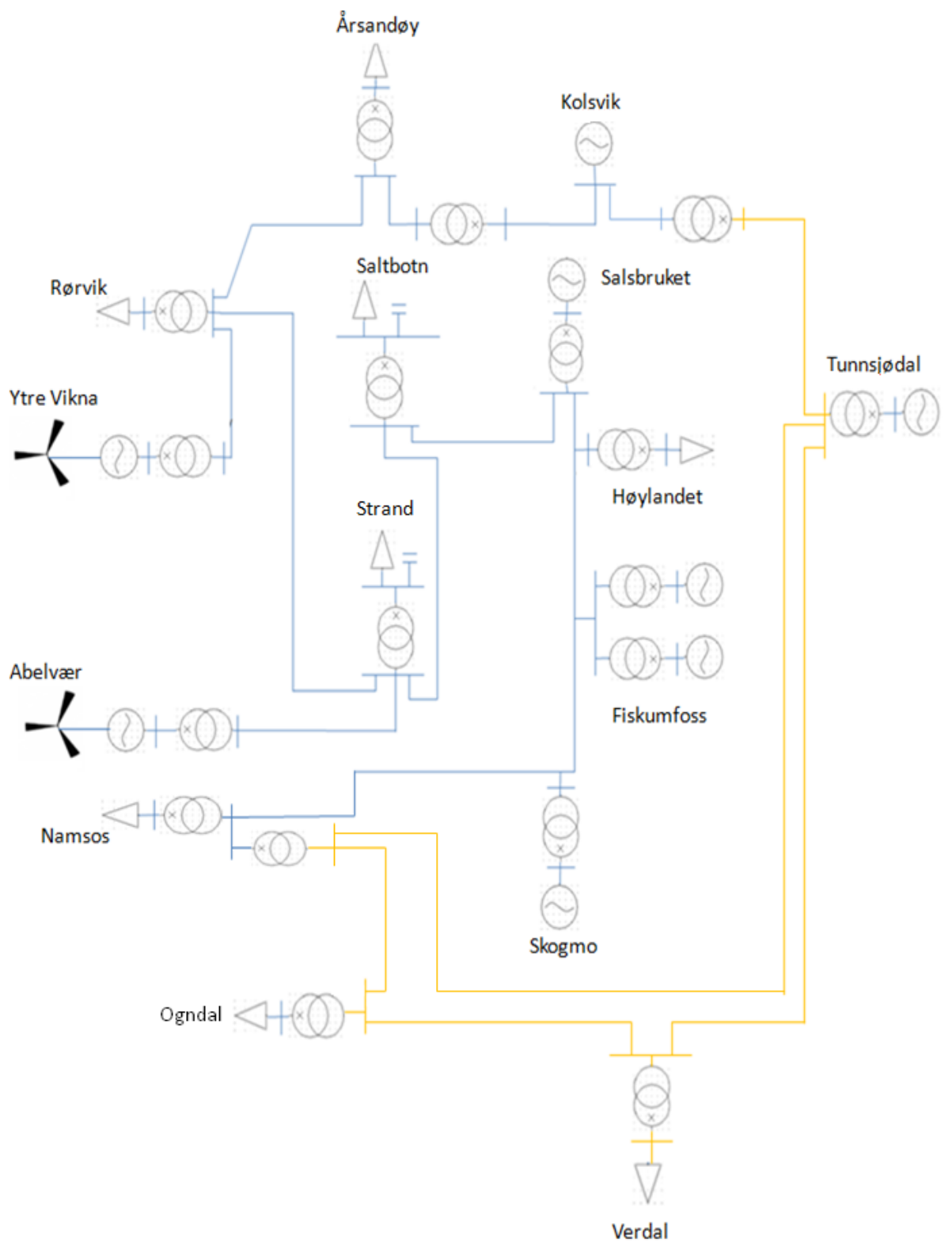
¹¹ M-filer er programmoduler som kan eksekveres i MATLAB.

8.2 MODELLFORENKLING

Den aktive effektproduksjonen i det aktuelle nettet som studeres (jf. Figur 8.1) kommer i dag både fra vind- og vannkraft, som gir en samlet teoretisk maksimalproduksjon i regionalnettet på 106 MW. I tillegg er trinn 1 av den nye vindparken i Ytre Vikna under utbygning. NTE Nett AS har gjort nødvendige oppgraderinger slik at nettet har kapasitet til å ta imot 30 MW fra den nye vindparken, men den teoretiske maksimale aktive effektproduksjonen kommer til å være på 39 MW. Vindparken i Ytre Vikna skal kobles til det eksisterende regionalnettet i Rørvik. Produksjon som allerede er tilknyttet nettet eller som har blitt gitt tillatelse til å knytte seg til nettet, skal kunne produsere uten begrensninger (maksimal produksjon hele året).

Da lastbehovet i området ofte vil være mye lavere enn den totale produksjonen vil det ved tilkobling av vindparken i Ytre Vikna kunne oppstå driftssituasjoner der deler av systemet blir hardt belastet. Det har blitt registrert høy belastning på overføringslinjene mellom Fiskumfoss og Namsos [16], og det vil derfor legges vekt på analyser av disse linjene når simuleringer gjennomføres. Det antas i denne oppgaven at det ikke gjøres ytterligere oppgraderinger av nettet, da kostnader forbundet med utbygning og oppgraderinger antas å være svært høye.

En skisse over den forenklede nettmodellen vises i Figur 8.1. Regionalnettet symboliseres ved blå linjer i modellen, mens sentralnettet vises som oransje linjer. Det gjøres oppmerksom på at generatoren i Abelvær symboliserer produksjonen fra vindparken på Hundhammerfjellet.



Figur 8.1 Forenklet modell av R- og S-nettet

8.2.1 LINJER

Samtlige linjer som er benyttet i modellen er hentet fra opplysninger fra den eksisterende NetBas modellen til NTE Nett AS. Noen linjestrekninger består av ulike linjetyper. For å forenkle modellen har linjeimpedansen i disse tilfellene blitt slått sammen, og den maksimale driftsstrømmen for linjen har blitt satt til minste maksimal verdi. Den nye overføringslinjen mellom Ytre Vikna og Rørvik har i blitt definert som en FeAl120 linje med en merkespenning på 66 kV. Tabell 8.1 og Tabell 8.2 viser en oversikt over linjedata som har blitt benyttet i modellen.

Tabell 8.1 Linjedata R-nettet benyttet i modellen

Strekning		Spenning [KV]	Lengde [km]	Linjetyper	Maks driftsstrøm [A]	EIER
Fra samleskinne	Til samleskinne					
Kolsvik	Årsandøy	132	37,2	FeAl 185	832	NTE
Årsandøy	Rørvik	66	4,18	FeAl 185	832	NTE
			3,2	FeAl 95	544	NTE
			22,7	FeAl120	624	NTE
			24	Al59-594	1494	NTE
			0,5	TSLE 800	780	NTE
Ytre Vikna	Rørvik	66	20	FeAl 120	624	NTE
Rørvik	Strand	66	2	TKRA 300KQ	570	NTE
			13	FeAl 70	454	NTE
			0,5	TSLE 800	780	NTE
Strand	Saltbotn	66	17	FeAl 185	832	NTE
Abelvær	Strand	66	9	FeAl 95	544	NTE
Saltbotn	Salsbruket	66	15,7	FeAl 185	832	NTE
Salsbruket	Høylandet	66	22	FeAl 185	832	NTE
Høylandet	Fiskumfoss	66	15	FeAl 185	832	NTE
Fiskumfoss	Skogmo	66	22	FeAl 120	624	NTE
Skogmo	Namsos	66 (132)	13	FeAl 120	624	NTE

Tabell 8.2 Linjedata S-nettet benyttet i oppgaven

Strekning		Spenning [KV]	Lengde [km]	Linjetyper	Maks driftsstrøm [A]	EIER
Fra samleskinne	Til samleskinne					
Kolsvik	Tunnsjødal	300	43,2	FeAl 2X380	2720	Statnett
Tunnsjødal	Namsos	300	60,3	FeAl 2X380	2720	Statnett
Tunnsjødal	Verdal	300	131	FeAl 481	1544	Statnett
Namsos	Ogndal	300	54,4	FeAl 2X380	2720	Statnett
Ogndal	Verdal	300	32,2	FeAl 380	2720	Statnett

Den maksimale belastningen på de ulike linjene og kabler bestemmes av den maksimale tillatte driftsstrømmen. Driftsstrømmen til de ulike linjene og kablene er gitt i Tabell 8.1. Den maksimale effektbelastningen beskrives i [3] og beregnes ved:

$$S_{Maks} \leq I_{Termisk} \sqrt{3} V \quad (8.1)$$

S_{Maks} – Maksimal tillatt kontinuerlig effekt for den aktuelle linjen eller kabelen

$I_{Termisk}$ – Maksimal tillatt driftsstrøm

V – Laveste normal spenning i tilknytningspunktet som tilsvarer nominell spenning minus maksimalt 5 %

Det er vanlig å definere en konstant maksimal driftsstrøm for overføringslinjer. I realiteten vil kapasiteten til overføringslinjer være avhengig av flere faktorer og uttrykket for maksimal effekt vil derfor føre til konservative begrensninger deler av året. Faktorer som kan bidra til økt tillatt driftsstrøm er at [3]:

- maksimal produksjon og maksimal strøm ofte vil oppstå i tilfeller med høy vindhastighet som vil ha en avkjølede effekt på overføringslinjer
- maksimal produksjon sjelden vil vare over lengre perioder
- maksimal produksjon ofte opptrer i kalde perioder
- spenningsnivå kan økes ved maksimal produksjon
- alle produksjonsenheter sjelden vil levere maksimalproduksjon samtidig

For kontinuerlig effektlyt er det ikke ønskelig at linjer og kabler belastes med mer en 80 % av maksimalbelastning på grunn av utfallssikkerhet [14]. Da det i denne oppgaven er blitt

sett på driftssituasjoner med svært varierende effektflyt blir det antatt at linjer og kabler kan belastes maksimalt (100 %) de timene det er aktuelt.

8.2.2 PRODUKSJON

Produksjonen fra vindmølleparkene på Hundhammerfjellet og i Ytre Vikna vil variere avhengig av vindhastigheten som passerer turbinene. Hundhammerfjellet er en testpark og består av ulike vindturbiner. Vindmølleparken i Ytre Vikna vil bestå av 17 vindturbiner med en maksimal effekt på 2,3 MW. Det vil si at den teoretiske maksimale produksjonen som kan oppnås er på 39,1 MW. Den maksimale tillatte produksjonen fra Hundhammerfjellet er på 55 MW.

På grunn at ulike plasseringer av turbinene vil ikke de målte vindhastigheten være den faktiske hastigheten som passerer hver enkelt turbin. For å forenkle beregningen av produksjon antas det i denne oppgaven at de målte vindhastighetene for Hundhammerfjellet og Ytre Vikna gjelder for alle turbinene.

Produksjonen fra Ytre Vikna beregnes ved hjelp av datablad fra ENERCON [28] som beregner effektkurven for E-70 turbiner ved gitte vindhastigheter og lufttetthet. Datablad for produksjonskurven finnes i vedlegg B. På Hundhammerfjellet beregnes produksjon ved hjelp av en typisk produksjonsprofil for en vindturbin der maksimal totaleffekt er på 55 MW. Figur 2.5 viser en typisk produksjonsprofil for en vindturbin ved gitte vindhastigheter.

Det er også vannkraftproduksjon i området. Denne produksjonen tas med i modellen, men vil ikke ha like varierende produksjon som vindparkene. Det blir i utgangspunktet antatt konstant produksjon fra vannkraftverkene for å forenkle modellen. Siden det er i tilfeller med lav last og høy produksjon nettet vil bli utsatt for størst belastning, settes vannkraftproduksjonen i utgangspunktet til maksimalproduksjon.

Tabell 8.3 Oversikt over produksjonsenheter i nettmodellen

Produksjonsenhet	Installert effekt [MW]
Ytre Vikna	39
Hundhammerfjellet	55
Salsbruket	9
Fiskumfoss	41,2
Skogmo	0,8
Tunnsjødal	176
Kolsvik	128

Alle generatorer i modellen settes til PV- kilder. Det vil si at aktiv effekt og spenning holdes så konstante som mulig ved å endre på effektfaktoren. Generatorenes effektfaktor settes til 0,95 både ved over- og undermagnetisering. I MATPOWER leses grensen for effektfaktoren, PF , inn som reaktiv effekt Q . Omgjøring fra en gitt effektfaktor til en verdi for reaktiv effekt kan gjøres ved å kombinere likning (8.2) og (8.3), der S angir den tilsynelatende effekten.

$$S^2 = P^2 + jQ^2 \quad (8.2)$$

$$\cos\theta = PF = \frac{P}{S} \quad (8.3)$$

$$Q = \sqrt{\frac{P^2}{PF^2} - P^2} \quad (8.4)$$

8.2.3 LAST

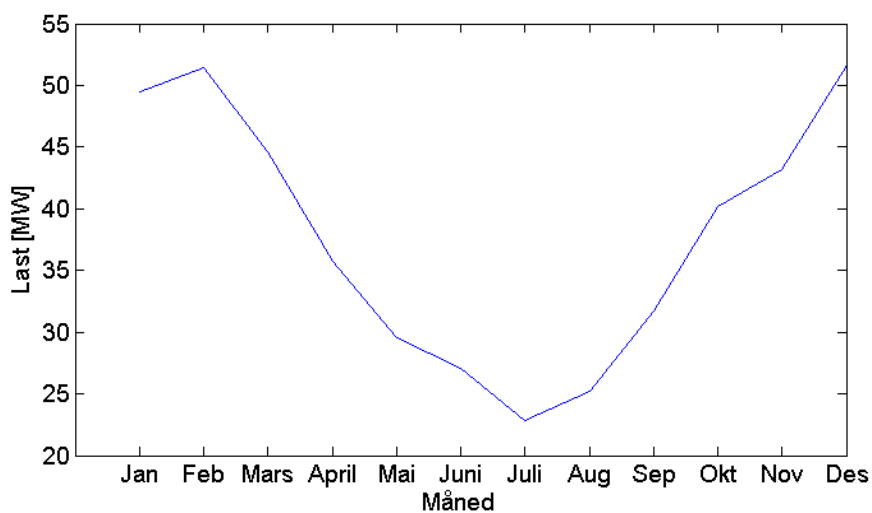
Informasjon om laster i området er hentet fra data i NetBas for tunglastsituasjon. Det tas i modellen hensyn til tapene i transformatorene, slik at lasten kan refereres til 66 kV siden av transformatoren.

I modellen blir alle laster definer som PQ- kilder. Det vil si at lastene blir satt til å være spenningsuavhengige. I realiteten vil all last i mer eller mindre grad påvirkes av spenningen i nettet, men da lasten i området er liten i forhold til produksjonen antas det at forenklingen ikke vil gi store endringer i resultatene.

Tabell 8.4 Lastoversikt i tunglastsituasjon. *Inkluder 7,2 MVar fra kondensatorbatteri

Lastpunkt	Tunglast (100 %)		Ref 66 kV ssk	
	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
Rørvik	14,313	2,906	14,347	3,382
Strand*	4,669	0,948	4,71	-5,107
Saltbotn*	10,962	2,226	11,025	-3,88
Årsandøy	6,395	1,299	6,415	1,528
Høylandet	4,568	0,928	4,591	1,051
Namsos	10,77	2,19	10,77	2,52

I modellen vil lastene bli gitt som en prosentvis fordeling basert på opplysninger fra tunglastsituasjon og sesongvariasjonen gitt i Figur 8.2. For å redusere data sees det på sesongvariasjonen midlet over en måned. Høyest last vil som vist forekomme i typiske kalde måneder, mens lavet forbruk vil være i sommermåned. Når det refereres til lett last i simuleringene antas det forbruk for juli måned som er på 22, 83 MW.



Figur 8.2 Lastprofil for området fra 2009, midlet over en måned

8.2.4 SVINGMASKIN

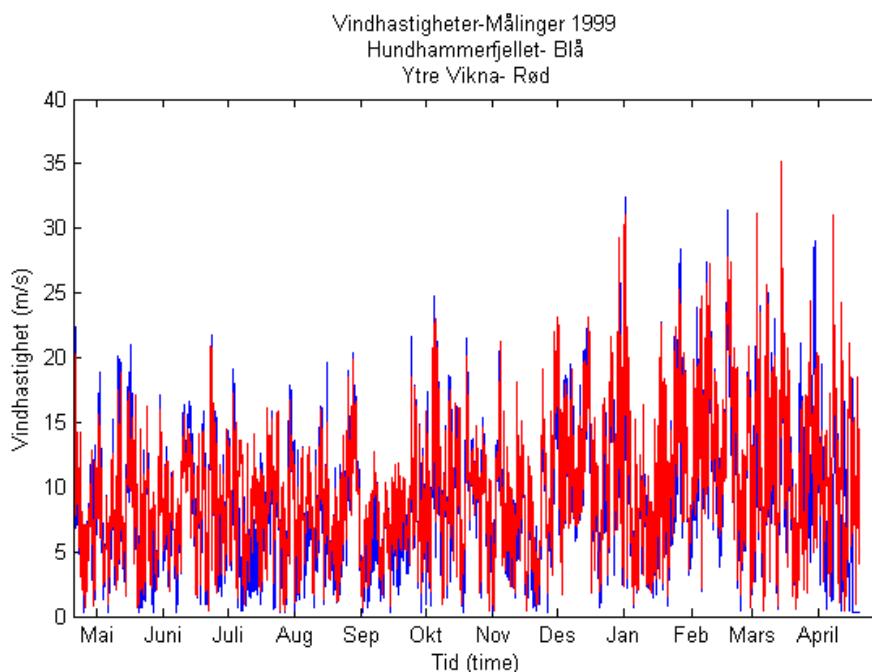
Når det skal utføres lastflytsimuleringer må det velges en referansesamleskinne eller svingmaskin for å opprettholde effektbalansen i nettet. Svingmaskinen vil trekke/forsyne den mengden aktiv- og reaktiv effekt som ikke forbrukes i nettet, eller som er nødvendig for å dekke etterspørselen. Svingmaskinen settes til en U δ - kilde, som betyr at spenningen og spenningsvinklene holdes konstant, mens effekten varierer avhengig av den totale flyten i nettet. Da modellen er blitt utvidet vil Verdalen være den naturlige svingmaskinen.

8.2.5 TRANSFORMATORER

Siden all produksjon og last refereres til 66kV siden blir det ikke tatt hensyn til belastninger og eventuell spenningsregulering ved bruk av transformatorer. For videre arbeid kan transformatorer implementeres, og det henvises til vedlegg A for å finne transformatordata.

8.3 VINDDATA OG KORRELASJON

Vinddata som benyttes i oppgaven er hentet fra målinger gjort av Kjeller Vindteknikk fra 1999. Vindhastigheter vil variere fra år til år og kan betraktes som stokastiske variabler. Det antas derfor at måleseriene gir et godt bilde på hvordan hastighetene vil være for et vilkårlig år. Det som vil være interessant å se på er om de to vindparkene vil oppleve den samme vindhastigheten ved et gitt tidspunkt. Hvis begge parkene har høye vindhastigheter samtidig vil produksjonen være høy i det samme tidsrommet. Grafen vist i Figur 8.3 viser målte vindhastigheter for Ytre Vikna og Hundhammerfjellet, der rød graf representerer Ytre Vikna og blå graf Hundhammerfjellet. Grafen viser at det for begge parkene er størst sannsynlighet for høye vindhastigheter mellom januar og april, mens lave vindhastigheter opptrer mellom mai og september. Men det er ikke mulig å si om parkene vil oppleve sammen vindhastigheter time for time.



Figur 8.3 Vindmålinger time for time fra Ytre Vikna og Abelvær 1999

Korrelasjon eller samvariasjon er et mål på styrken mellom variablene i måleseriene. En korrelasjonskoeffisient kan beregnes ved hjelp av likning (8.5), og kan finne et mål på den underliggende lineære avhengigheten mellom de to de måleseriene, når en antar at vindhastighetene er stokastiske variable [17].

$$Corr[X, Y] = \frac{Cov[X, Y]}{\sqrt{Var[X]Var[Y]}} \quad (8.5)$$

$Cov[]$ – Kovariansen

$Var[]$ – Variansen

X, Y – Variable vindhastighetene i de to måleseriene

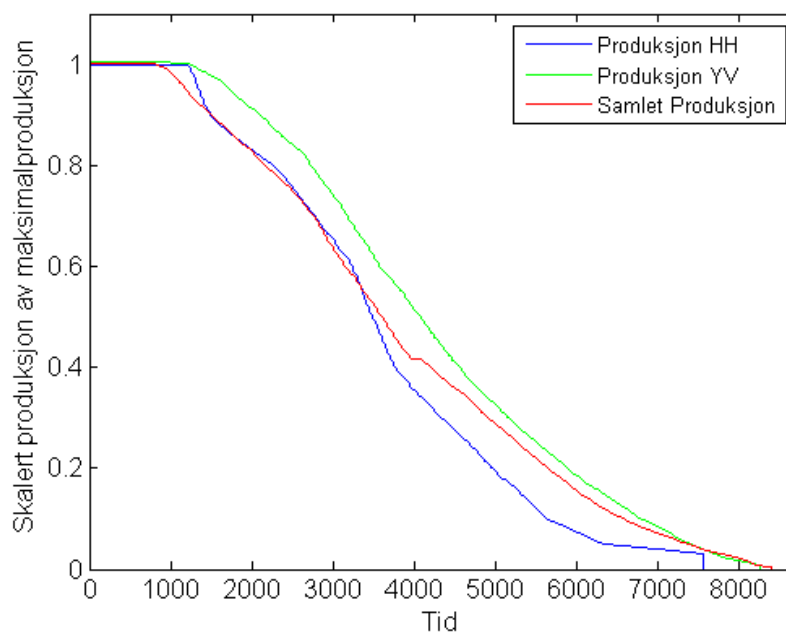
Korrelasjonskoeffisienten er alltid $-1 < Corr < 1$. Positiv korrelasjon indikerer at det er en positiv økning i begge variabler, mens negativ korrelasjon betyr at en økning i den ene variablene gjennomgående svarer til en reduksjon i den andre variabelen. En kan anta en lineær sammenheng hvis korrelasjonskoeffisienten er ± 1 [17].

Korrelasjonsfaktoren har blitt beregnet ved hjelp av statistikkprogrammet MiniTab og

funnet til 0,81. Det kan derfor ikke antas en lineær sammenheng mellom variablene i måleseriene. Siden korrelasjonsfaktoren er positiv kan det gi en indikasjon på at en økning i vindhastighet i den ene måleserien ofte svarer til en økning i vindhastighet i den andre måleserien. Men korrelasjon mellom variabler vil ikke nødvendigvis si at det er en kausal sammenheng mellom dem.

Produksjonen time for time i de to vindparkene kan som nevnt i kapittel 8.2.2 beregnes ved hjelp av vinddata og produksjonskurver for vindturbiner som benyttes. Produksjonskurvene deles inn i intervaller og det antas at produksjonen ved hjelp av den lineære sammenhengen kan beregnes ved bruk av lineærinterpolasjon. Se vedlegg C for formel for lineærinterpolasjon.

Figur 8.4 viser den skalerte vindproduksjonen fra vindparkene hver for seg, samt den samlede skalerte produksjonen fra de to parkene. Figuren viser at antall timer med maksimalproduksjon fra de to vindparkene vil være høyere når en ser på vindparkene isolert sammenliknet med den samlede produksjonen. Det kan tolkes som at vindparkene ikke vil oppleve høye vindhastigheter til samme tid hele året og derfor ikke vil produsere maksimalt samtidig hele året. Færre timer med høy produksjon til samme tid kan bidra til økt tillatt produksjonsinnmatning fra Ytre Vikna en større del av året.



Figur 8.4 Skalert produksjon fra vindparkene individuelt og samlet

9 MODELLFORBEDRINGER

Modellen fra prosjektoppgaven har som nevnt blitt utbedret. For å forklare hvorfor utbedringer var nødvendig vil det i dette kapitlet bli gjort simuleringer som viser følsomheten til den gamle modellen ved små justeringer av enkelte parameter.

9.1 ENDRING I LASTFORDELING

Modellen som ble etablert i prosjektoppgaven hadde to koblinger mot sentralnettet, ett i Kolsvik og ett i Namsos. Det måtte derfor defineres hvordan effektflyten skulle fordeles mellom disse og hvilken samleskinne som skulle velges som svingmaskin. Lastfordelingen ble bestemt på grunnlag av resultat fra en lastflytsimulering gjort i NetBas, ved lett last og høy produksjon [16]. Det ble først antatt at 60 % av overskuddseffekten i systemet skulle flyte mot Namsos. Kolsvik ble derfor valgt som svingmaskin siden samleskinnen i Namsos ble definert som lastpunkt.

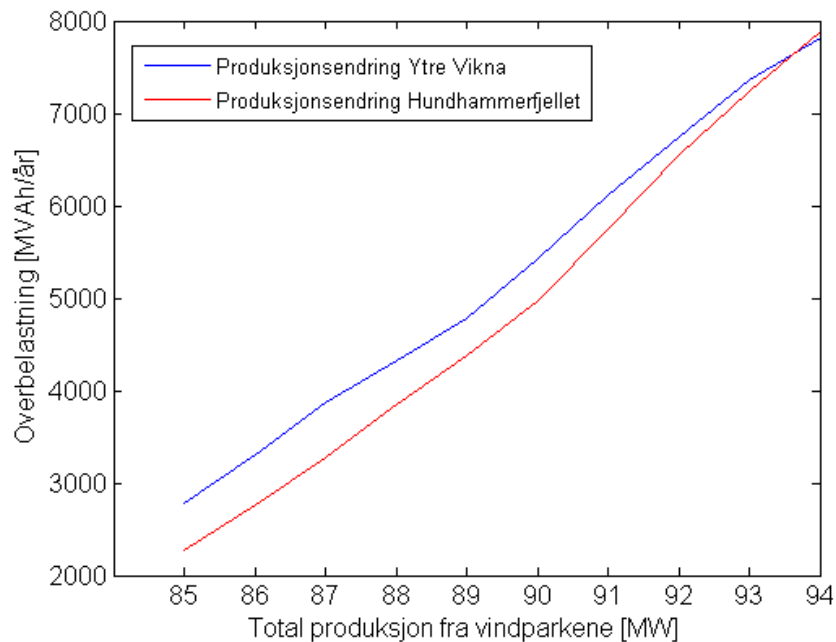
Modellen fra prosjektoppgaven [16] benyttes, og det sees på driftssituasjoner i løpet av et år med variasjon i last og produksjon fra vindparkene. Det antas ulik maksimal produksjon fra vindparkene i Ytre Vikna og på Hundhammerfjellet, det vil si at det antas ulik installert kapasitet i vindparken eller at maksimalinnmatningen begrenses. En oversikt over de ulike driftssituasjonene som simuleres finnes i Tabell 9.1. For hver driftssituasjon registreres det hvor mye linjen mellom Fiskumfoss og Skogmo vil overbelastes.

Tabell 9.1 Ulike driftssituasjoner når produksjon begrenses

Driftssituasjoner som simuleres				
Totalproduksjon [MW]	Regulering Ytre Vikna		Regulering Hundhammerfjellet	
	Ytre Vikna [MW]	Hundhammerf. [MW]	Ytre Vikna [MW]	Hundhammerf. [MW]
85	30	55	39	46
86	31	55	39	47
87	32	55	39	48
88	33	55	39	49
89	34	55	39	50
90	35	55	39	51
91	36	55	39	52
92	37	55	39	53
93	38	55	39	54
94	39	55	39	55

Figur 9.1 viser hvor mange MVAh overbelastning som registreres ved ulike tillatt maksimalproduksjon for de to vindparkene, når det har blitt definert at 60 % av produksjonsoverskuddet skal flyte mot Namsos.

Resultatet indikerer at det vil oppstå overbelastning på linjen Fiskumfoss – Skogmo for alle de ulike driftssituasjonene som har blitt analysert. Resultatet fra simuleringen når produksjon fra Ytre Vikna settes til 30 MW, viser at det registreres nærmere 2800 MVAh overbelastning i løpet av et år på linjen Fiskumfoss – Skogmo. Som nevnt tidligere skal systemet i utgangspunktet kunne tillate en innmatning av 30 MW fra Ytre Vikna uten at det skal oppstå overbelastning på linjer i nettet. Resultatet tyder derfor på at modellen som ble utarbeidet i prosjektoppgaven gir unøyaktig resultater.



Figur 9.1 Overbelastning Fiskumfoss – Skogmo ved ulike produksjon med lastfordeling 0,6 mot Namsos

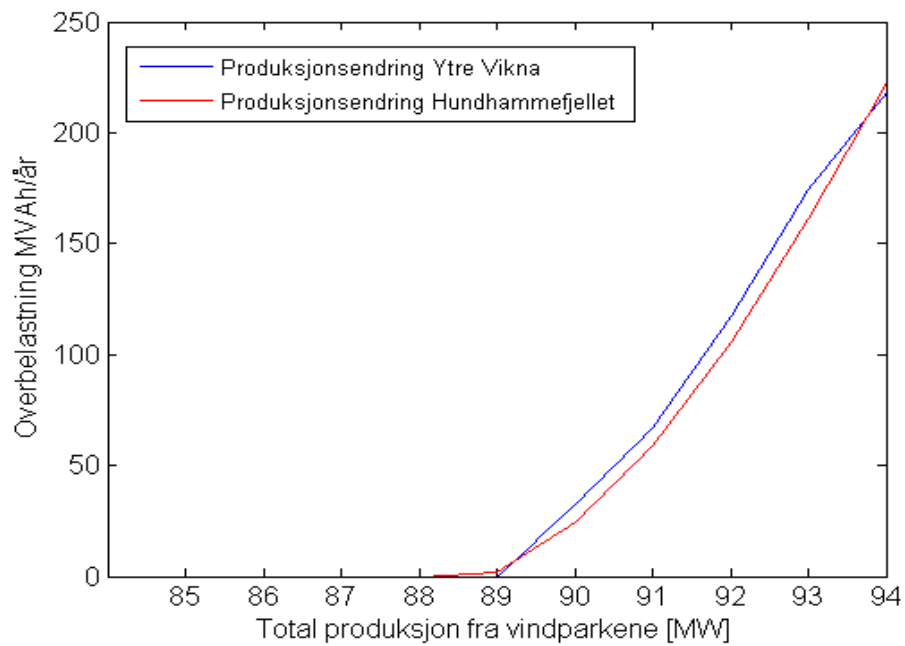
Produksjonsoverskuddet som flyter mot Namsos ble estimert på bakgrunn av den total produksjon og det totale lastforbruket i området i en gitt time, gitt i likning (9.1). Hvor mye av det totale overskuddet som skulle gå mot Namsos ble bestemt av fordelingsfaktoren i likning (9.2).

$$P_{Overskudd}(t) = \sum P_{Produksjon}(t) - \sum P_{Last}(t) \quad (9.1)$$

$$P_{Namsos}(t) = P_{Overskudd}(t) \times \text{fordelingsfaktor} \quad (9.2)$$

Det tas med andre ord ikke hensyn til overføringstap i linjene. Det bidrar til at en større andel av den totale overskuddseffekten vil flyte mot Namsos sammenliknet med resultater fra NetBas. Det er overføringslinjer sørover mellom Fiskumfoss og Namsos som i noen driftssituasjoner vil utsettes for overbelastning. Ved økt effektflyt mot Namsos vil følgelig disse linjene bli hardere belastet.

Ved å justere på den prosentvise fordelingsfaktoren mellom Kolsvik og Namsos vil følgelig effektflyten i systemet endres. Figur 9.2 viser endringen i overbelastning på linjen Fiskumfoss – Skogmo når fordelingsfaktoren settes til 52 %. Endringen bidrar til å redusere overbelastningen på den kritiske linjen betraktelig. Ved å endre på lastfordelingen kan det tillastes en høyere maksimal innmatning av produksjon fra Ytre Vikna uten at det vil oppstå flaskehalsproblemer på kritiske linjer i løpet av året. Hvordan produksjonsoverskuddet fordeler seg vil i realiteten være avhengig av driftssituasjonen i systemet, og kan derfor ikke defineres til en konstant verdi.



Figur 9.2 Overbelastning Fiskumfoss – Skogmo ved ulik produksjon med lastfordeling 0,52 mot Namsos

10 UTVIDELSE AV MODELLEN

Siden nettmodellen er svært sensitiv for endringer i lastfordelingen mellom sentralnettspunktene, utvides modellen slik at deler av sentralnettet kobles til. Beskrivelse av modellen finnes i kapittel 8. Ved innkobling av sentralnettet er det ikke nødvendig å anta en lastfordeling mellom Kolsvik og Namsos. Dette bidrar til en mer realistisk modell med kun en naturlig svingmaskin. Den utvidede modellen inkluderer sentralnettets 300 kV linjer mellom Kolsvik og Namsos, samt sentralnettet ned til Verdal som blir ny svingmaskin.

10.1 KONSERVATIVE BEGRENSNINGER

Det sees fortsatt på en driftssituasjon der alle produksjonsenheter produserer maksimalt, samt lett lastsituasjon. Produksjonen fra Ytre Vikna settes lik 0 MW slik at tilgjengelig kapasitet i nettet kan estimeres. Den totale maksimalproduksjonen som mates inn i regionalnettet beregnes til 106 MW (uten Ytre Vikna) og lett last tilsvarer 22,83 MW. Begrensningen i overføringskapasitet på kritiske linjer mot Namsos er på 67,7 MVA. Resultat fra lastflytsimulering gjort i MATLAB viser at i gitt driftssituasjon vil tilnærmet 82 % av produksjonen fra Hundhammerfjellet flyte mot Kolsvik. Se vedlegg E.1 for resultater fra lastflytsimuleringen. På bakgrunn av denne lastflytsimuleringen antas det at produksjonen fra Fiskumfoss, Salsbruket og Skogmo vil flyte mot Namsos. Tilgjengelig kapasitet på kritiske linjer mot Namsos beregnes ved hjelp av:

$$P_{linje_{maks}} + \sum P_{Lett\ last} - \sum Produksjon\ mot\ Namsos = Tilgjengelig\ kapasitet$$
$$67,7\ MW + 22,83\ MW - ((55 * 0,18) + 51)\ MW \approx 30\ MW$$

Det vil si at den mest kritiske linjen mot Namsos har kapasitet til å overføre 30 MW ekstra i en driftssituasjon med høy produksjon og lavt forbruk. Det må nevnes at det i likningen ikke tas hensyn til reaktiv effektflyt og overføringstap i systemet.

10.2 MAKSIMAL PRODUKSJON OG LAV LAST

Den installerte kapasiteten i vindparken i Ytre Vikna kommer til å være på 39 MW. Det vil i dette kapitlet bli sett på hvilken påvirkning økende innmatning fra Ytre Vikna vil ha på systemet. For å kartlegge den mest kritiske tilstanden i regionalnettet, har det ved hjelp av den nye modellen blitt utført analyse av driftssituasjonen ved lav last og maksimal produksjon. Alle generatorer i modellen settes til PV- kilder, og spenningen holdes konstant lik 1,0 pu. Det tas fortsatt ikke hensyn til produksjon/trekk av reaktiv effekt fra generatorene.

Tabell 10.1 og Tabell 10.2 viser hvordan aktiv- og reaktiv effekt vil flyte henholdsvis i regional- og sentralnettet, samt belastning på ulike linjer og kabler for den gitte driftssituasjonen. Resultatet fra lastflytsimuleringen viser at det vil oppstå overbelastninger på linjer mot Namsos og at deler av linjen mellom Årsandøy og Rørvik vil være høyt belastet. Det vil ikke oppstå flaskehalsproblemer i sentralnettet. Det fokuseres derfor kun på regionalnettet i videre analyser.

Sammenliknet med den gamle nettmodellen vil den aktive effektflyten mot Namsos reduseres og da følgelig øke mot Kolsvik². Denne observasjonen er med på å understreke problemet diskutert i kapittel 9.1 og nødvendigheten av en utvidelse av modellen. Effektflyten i den utvidede modellen gir relativt likt resultat sammenliknet med lastflytanalyse utført i NetBas i lik driftssituasjon (se vedlegg E.2). Dette gir en indikasjon på at den nye modellen gir et realistisk bilde på den faktiske driftssituasjonen.

Det som kan være interessant å merke seg er at resultatet fra NetBas simuleringen tillater en høyere aktiv effektoverføring gjennom kritiske linjer sammenliknet med resultat fra MATLAB.

² Lastfordelingen definert slik at 60 % av overskuddseffekten går mot Namsos

Tabell 10.1 Effektflyter R-nett, Resultat fra MATLAB

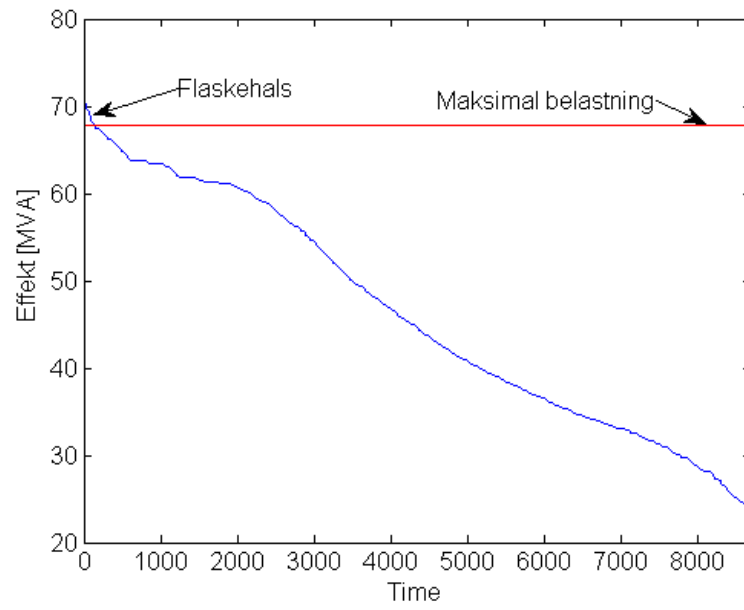
Strekning		P [MW]	Q [MVar]	Belastning
Fra	Til			
Kolsvik	Årsandøy	- 48,3	28,9	61,4 %
Årsandøy	Rørvik	-51,12	24,49	83,7 %
Ytre Vikna	Rørvik	39	-0,06	57,6 %
Rørvik	Strand	-24,53	3,58	51,2 %
Strand	Saltbotn	26,9	-10,25	32,0 %
Abelvær	Strand	55	-15,45	96,7 %
Saltbotn	Salsbruket	22,8	-7,6	26,6 %
Salsbruket	Høylandet	30,59	-5,13	35,6 %
Høylandet	Fiskumfoss	28,46	-9,13	32,1 %
Fiskumfoss	Skogmo	69,33	-21,6	106,4 %
Skogmo	Namsos	65,7	-19,79	101,1 %

Tabell 10.2 Effektflyter S-nett, Resultat fra MATLAB

Strekning		P [MW]	Q [MVar]	Belastning
Fra	Til			
Kolsvik	Tunnsjødal	178,16	-11,26	13,2 %
Tunnsjødal	Namsos	145,36	9,54	10,8 %
Tunnsjødal	Verdal	208,44	-6,03	27,4 %
Namsos	Ogndal	206,01	-22,50	15,3 %
Ogndal	Verdal	225,38	-30,68	16,7 %

Videre blir driftsituasjonen i systemet hver time i løpet av et år analysert, når installert effekt i Ytre Vikna settes til 39 MW. For mer detaljert beskrivelse av produksjons- og lastdata refereres det til kapittel 8.2. Da det er linjen mellom Fiskumfoss og Skogmo som vil bli hardest belast (jf. Tabell 10.1), er det belastningen på denne linjen som analyseres.

Figur 10.1 viser at flaskehalsen på linjen Fiskumfoss – Skogmo i løpet av et år vil opptre svært sjeldent. Beregninger utført i MATLAB viser at det totale flaskehalsarealet for linjen Fiskumfoss – Skogmo er på i underkant av 200 MVAh, fordelt på 130 timer.



Figur 10.1 Belastning på linjen Fiskumfoss – Skogmo. Installert kapasitet Ytre Vikna 39 MW

10.3 FØLSOMHETSANALYSE

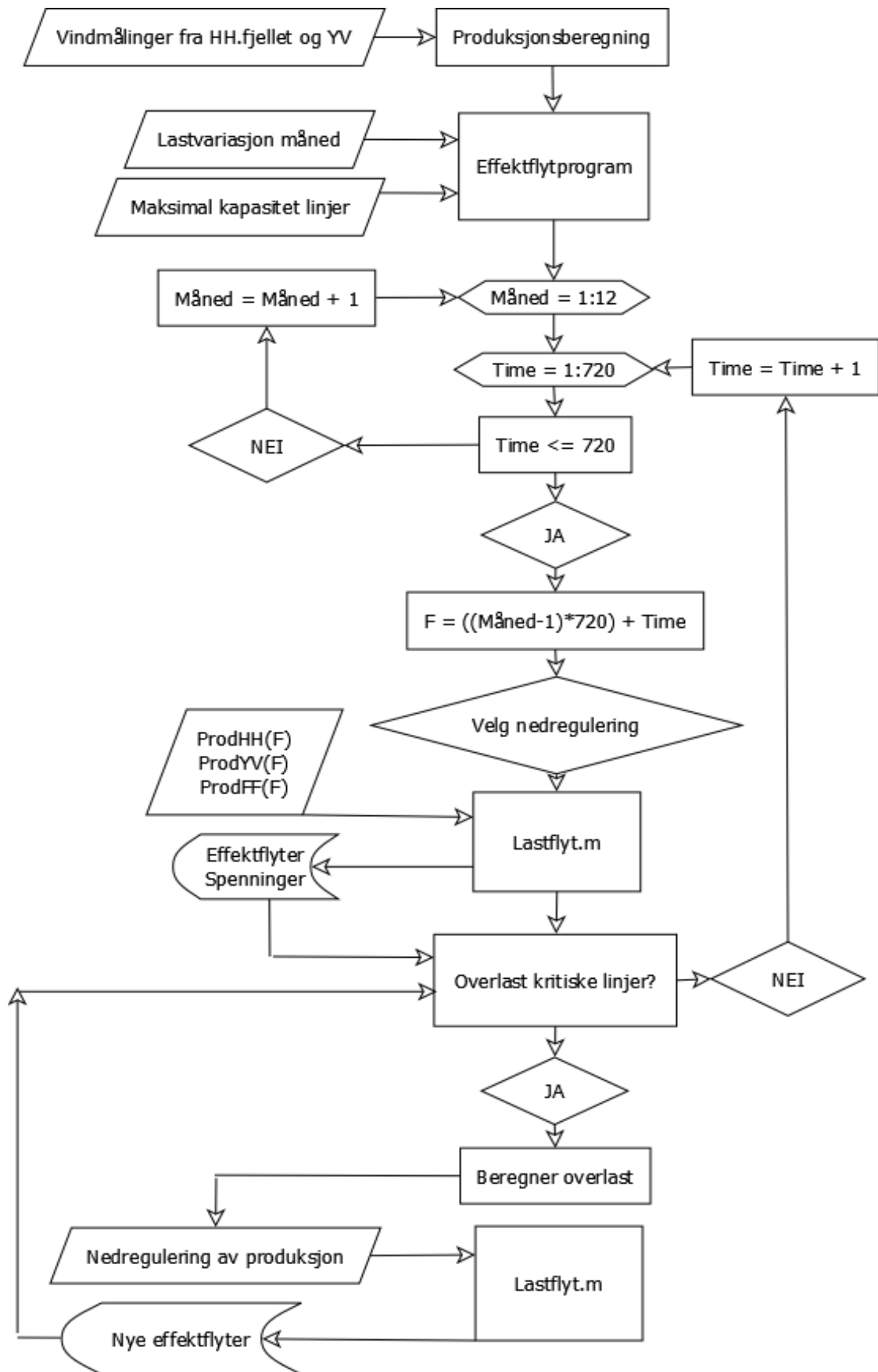
Som vist i forrige kapittel vil det oppstå tilfeller med overbelastning på linjer i nettet hvis det tillates en innmatning fra Ytre Vikna på 39 MW. For å unngå flaskehals og mulig utfall av linjer vil det derfor være nødvendig å regulere ned produksjon i timer med høy produksjon. Som nevnt tidligere er det ofte kun noen timer i løpet av året som vil kunne føre til kritiske situasjoner i nettet, og en begrensning i produksjon hele året kan føre til unødvendige restriksjoner. Det antas at linjer kan håndtere en belastning på 100 % da høy belastning vil opptre relativt få timer i løpet av året.

Det antas lik vindhastighet i de to vindparkene slik at sensitiviteten ved endring i produksjon ikke skal være avhengig av denne faktoren. Produksjon, som i Figur 7.1 beskrives som "*annen vannkraft*", er relativt lav og settes derfor til maksimalproduksjon hele året. Da flaskehals i systemet vil oppstå i typiske driftssituasjoner med høy produksjon og lav last forenkles analysen ved at produksjonen fra Fiskumfoss også blir satt til maksimalproduksjon hele året. Alle generatorspenninger settes lik 1,00 pu, og det blir ikke tatt hensyn til reaktiv effekt produksjon/trekk fra generatorer.

Det blir i hovedsak sett på hvor mye produksjon som må reguleres ned for å unngå flaskehals på linjene mellom Fiskumfoss og Namsos, samt hvordan effektflyten mot Kolsvik vil påvirkes. Ved å anta korrelasjon mellom vindhastighetene i vindparkene, kan det være mulig å studere hvilken produksjonsenhet som vil ha størst betydning for flaskehals i systemet.

Det har blitt gjort simuleringer der produksjonen fra Ytre Vikna, deretter Hundhammerfjellet og Fiskumfoss reguleres ned for å se hva som vil være mest hensiktsmessig for å oppnå mest optimal driftssituasjon. Målet er at nedregulering av produksjon minimeres samtidig som effektflyten i linjer ikke skal overstige maksimalkapasitet. Det tas i beregningene hensyn til både aktiv- og reaktiv effektflyt i systemet.

Flytdiagrammet i Figur 10.2 beskriver simuleringene som har blitt gjennomført. Input data fra produksjonsberegninger leses inn for hver enkelt time i løpet av et år, mens lastvariasjonen er midlet over en måned. Deretter velges den produksjonsenheten som skal regulere ned sin produksjon hvis det oppstår overlast i systemet. Ved hjelp av MATPOWER simuleres den stasjonære driftssituasjonen i den bestemte timen. Dersom det registreres overlast på kritiske linjer tvinges produksjonsenheten til å regulere ned sin produksjon frem til effektflyten gjennom linjen ikke overstiger maksimalkapasiteten.

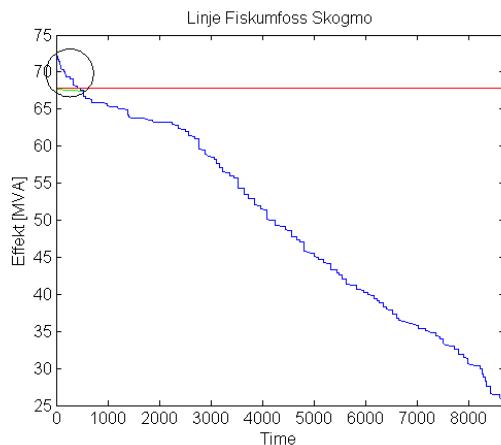


Figur 10.2 Flytdiagram følsomhetsanalyse

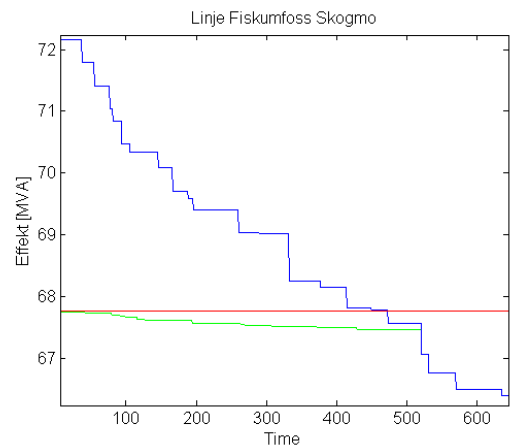
10.3.1 NEDREGULERING YTRE VIKNA

I utgangspunktet vil det være Ytre Vikna som må begrense sin produksjon de timene i løpet av året det er fare for overbelastning på linjer i nettet. Ved å anta at modellen benytter et kontrollsystem, ABC, kan vindkraftproduksjonen reguleres ned når det er nødvendig og overbelastning på de kritiske linjene som studeres vil unngås.

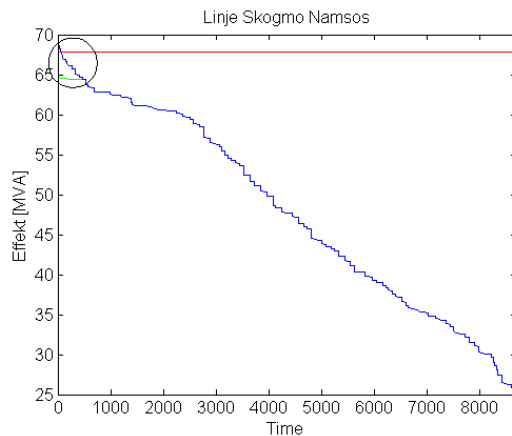
Når det registreres overbelastning på linjen Fiskumfoss – Skogmo reguleres produksjonen på Ytre Vikna ned med 1 MW frem til effektflyten er lavere enn maksimalt tillatt. Figur 10.3 og Figur 10.5 viser henholdsvis effektflyter i linjene mellom Fiskumfoss – Skogmo og Skogmo – Namsos, før (blå graf) og etter (grønn graf) regulering av produksjon fra Ytre Vikna. Rød graf viser maksimal tillatt effektflyt gjennom linjen. Figur 10.4 og Figur 10.6 viser en mer detaljert beskrivelse av flaskehalsarealet på linjene og hvilken innvirkning en nedregulering av produksjon har på effektflyten i kritiske timer.



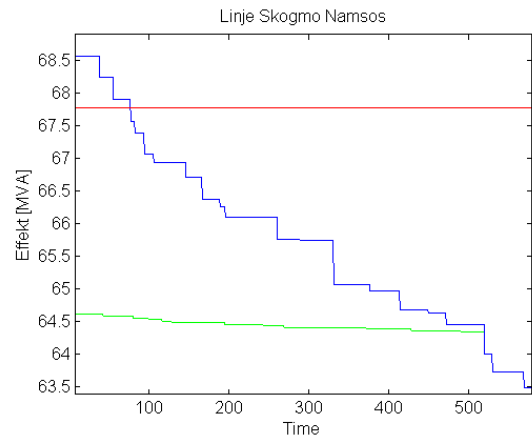
Figur 10.3 Effektflyt Fiskumfoss – Skogmo med og uten nedregulering av Ytre Vikna



Figur 10.4 Forstørrelse av flaskehalsområdet Fiskumfoss – Skogmo



Figur 10.5 Effektflyt Skogmo – Namsos med og uten nedregulering av Ytre Vikna



Figur 10.6 Forstørrelse av flaskehalsområdet Skogmo – Namsos

Ved å regulere ned produksjonen fra Ytre Vikna vil belastningen på kritiske linjer i systemet følgelig avta i de timene overbelastning ble registrert. For linjen Fiskumfoss – Skogmo vil belastningen etter nedregulering ligge nærme maksimalkapasiteten til linjen. Optimalt sett skulle belastningen i flaskehalstimer etter nedregulering vært lik maksimalbelastningen til linjen. Men da det er valgt en skritt lengde på 1 MW for nedregulering vil det oppstå et lite avvik. Linjen Skogmo – Namsos, som i utgangspunktet opplever færre og mindre flaskehalser, vil få redusert effektflyt også i timer der det ikke har blitt registrert overbelastning. Nedreguleringen av produksjon fra Fiskumfoss fører til at den totale effektflyten gjennom linjen Fiskumfoss – Skogmo reduseres med 930 MVAh. Effektflyten mot Kolsvik vil i løpet av et år totalt reduseres med 1880 MVAh. Linjene mellom Ytre Vikna og Kolsvik står i utgangspunktet ikke i fare for å bli overbelastet. For mest optimal utnyttelse av systemet er det derfor ikke ønskelig at effektflyten mot Kolsvik reduseres.

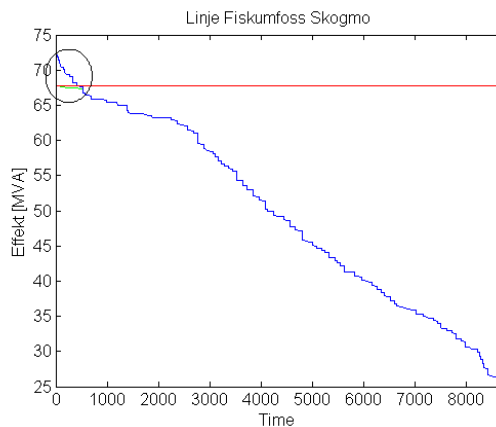
Beregninger fra simuleringen viser at vindparken i Ytre Vikna må regulere ned totalt 2940 Moh i løpet av et år for å unngå flaskehalser i nettet. Produksjonen fra Ytre Vikna vil i hovedsak flyte mot Kolsvik, og en nedregulering av produksjon vil derfor ikke direkte bidra til mindre effektflyt mot Namsos. Ved å regulere Ytre Vikna vil en større andel av produksjonen fra Hundhammerfjellet gå nordover og slik redusere belastningen på kritiske linjer mot Namsos.

10.3.2 NEDREGULERING HUNDHAMMERFJELLET

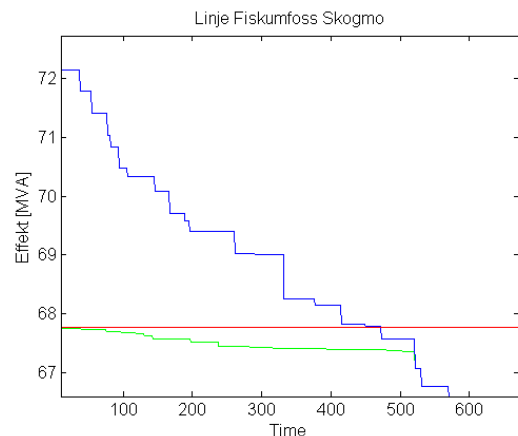
I kritiske driftssituasjoner, høy produksjon og lett last, vil produksjonen fra Hundhammerfjellet fordele seg mellom Namsos og Kolsvik. Det vil derfor være interessant å se om en nedregulering av produksjonen fra vindparken på Hundhammerfjellet vil føre til mindre tapt produksjon sammenliknet med nedregulering av produksjon i Ytre Vikna.

Den samme simuleringen som for Ytre Vikna har blitt utført for Hundhammerfjellet, men produksjonen fra Hundhammerfjellet reguleres ned når overbelastninger registreres. Ved å sammenlikne Figur 10.8, som viser utsnitt av flaskehalsområdet, med flaskehalsområdet etter nedregulering av Ytre Vikna (Figur 10.4), kan en observere at effektflyten etter nedregulering av Hundhammerfjellet vil i kritiske timer bli redusert. Den totale effektflyten vil ved en nedregulering av produksjon fra Hundhammerfjellet reduseres med 960 MVAh. Effektflyten mot Kolsvik vil i løpet av et år reduseres med 1250 MVAh. Grafer for linjen Skogmo – Namsos finnes i vedlegg E.3.1.

Resultatet fra simuleringen viser at det i løpet av et år må reguleres ned 2390 MWh produksjon fra Hundhammerfjellet for å unngå overbelastning på linjene Fiskumfoss – Skogmo og Skogmo – Namsos. Tapt produksjon vil reduseres med 550 MWh sammenliknet med simuleringen der Ytre Vikna må reguleres ned produksjon.



Figur 10.7 Effektflyt Fiskumfoss – Skogmo med og uten nedregulering av Hundhammerfjellet



Figur 10.8 Forstørrelse av flaskehalsområdet Fiskumfoss – Skogmo

Utfordringen knyttet til begrensning i produksjon fra Hundhammerfjellet, er at vindparken har tillatelse til maksimal innmatning av produksjon hele året. NTE Nett AS kan i utgangspunktet ikke pålegge produsenten å regulere ned produksjonen i kritiske timer for å kunne mate inn mer produksjon fra den nye vindparken i Ytre Vikna. Hvis dette skal være en mulighet må det gjøres individuelle avtaler mellom de to produsentene.

10.3.3 NEDREGULERING FISKUMFOSS

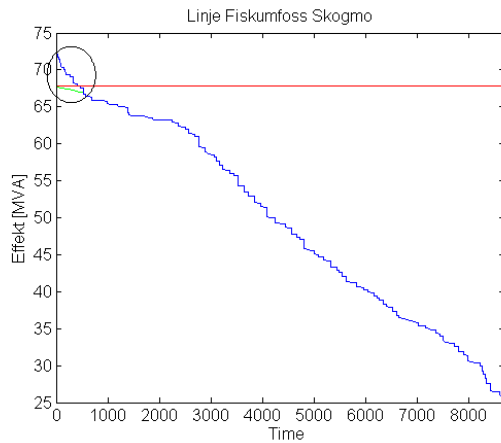
Elvekraftverket i Fiskumfoss er produsenten som ligger nærmest flaskehalsområdet, og all effektinnmatning fra Fiskumfoss vil for de fleste driftssituasjoner flyte mot Namsos. En nedregulering av produksjonen i Fiskumfoss vil derfor direkte bidra til at belastningen på kritiske linjer reduseres.

Figur 10.10 viser en større nedgang i overført effekt sammenliknet med nedregulering av Ytre Vikna og Hundhammerfjellet. Det kan derfor virke som om den kritiske linjen er mer sensitiv for endring i produksjon fra Fiskumfoss. Endringen i effektflyt ved nedregulering av Fiskumfoss vil være på 1050 MVAh. Effektflyten mot Kolsvik vil reduseres med 250 MVAh i løpet av et år. Grafer for linjen Skogmo – Namsos finnes i vedlegg E.3.2.

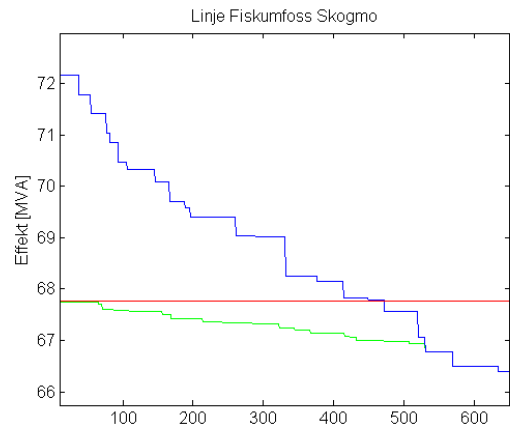
Resultatet fra simuleringen viser at det må reguleres ned 1260 MWh fra Fiskumfoss for å unngå overbelastninger. Det vil gi et mindre effekttap i form av tapt produksjon sammenliknet med nedregulering av Ytre Vikna eller Hundhammerfjellet.

Da Fiskumfoss er et elvekraftverk uten magasinkapasitet vil en nedregulering av produksjon i utgangspunktet føre til et direkte vanntap for produsenten. Ulike muligheter for nedregulering av Fiskumfoss blir diskutert i vedlegg E.3.3.

Det har blitt antatt maksimal produksjon Fiskumfoss hele året, noe som i realiteten ikke er tilfellet. Hvilken innvirkning variasjon i produksjon fra Fiskumfoss har på systemet vil bli sett nærmere på i kapittel 10.6.



Figur 10.9 Effektflyt Fiskumfoss – Skogmo med og uten nedregulering av Fiskumfoss



Figur 10.10 Forstørrelse av flaskehalsområdet Fiskumfoss – Skogmo

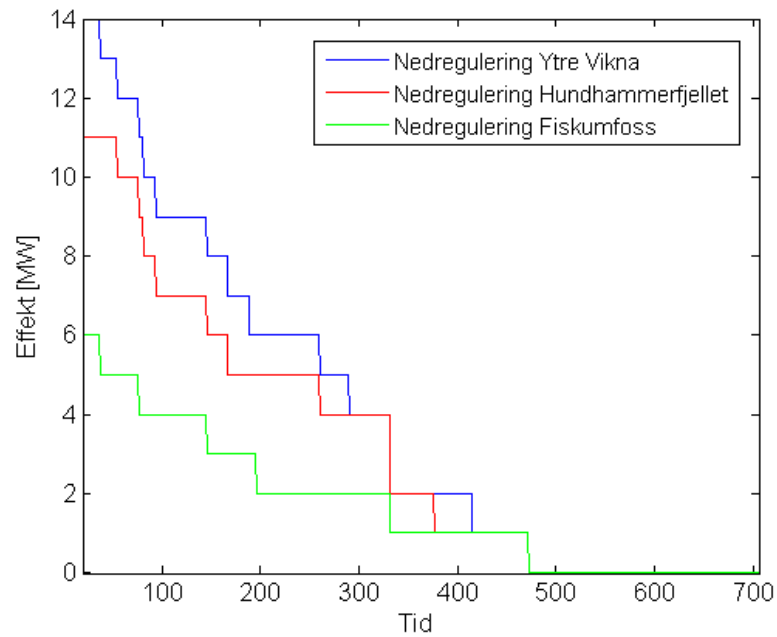
10.3.4 NEDREGULERING VERSTE DRIFTSTIME

Figur 10.11 viser varighetskurvene for den totale årlige nedreguleringen av de ulike produksjonsenhetene når alle generatorspenninger settes til 1,00 pu uavhengig av driftssituasjonen. I den mest kritiske driftstimen i systemet viser simuleringsresultatet at Ytre Vikna må regulere ned 14 MW for å unngå flaskehals. Hundhammerfjellet må i verste driftstime regulere ned 11 MW, mens Fiskumfoss må for lik driftssituasjon regulere ned 6 MW. For å holde generatorspenninger i systemet lave (1,00 pu) ved høy produksjon vil reaktiv effektkompensering være nødvendig. Dette kan bidra til større flyt av reaktiv effekt i linjer sammenliknet med en driftssituasjon med høyere generatorspenninger. Da linjebelastninger i denne oppgaven beregnes på bakgrunn av både aktiv- og reaktiv effektflyt, vil følgelig en økning i reaktiv effektflyt påvirke belastning på linjer og nedregulering av produksjon. utfordringer knyttet til begrensninger i spenningsregulering i modellen vil bli diskutert nærmere i kapittel 10.5.

Dersom generatorspenninger ved høy overføring av aktiv effekt optimaliseres slik at behovet for reaktiv effektkompensering reduseres, vil det bidra til mindre nedregulering av produksjon. Resultat fra en lastflytanalyse av kritisk driftssituasjon etter oppjustering av generatorspenninger viser at Ytre Vikna må regulere ned 8 MW for å unngå overbelastning. Hundhammerfjellet må for lik driftssituasjon regulere ned 6 MW, mens Fiskumfoss må regulere ned 3 MW for å unngå overbelastninger i nettet.

Innmatningen fra Ytre Vikna vil for kritiske driftssituasjoner, høy produksjon og lett last, i hovedsak flyte mot Kolsvik. Det vil derfor kreves relativt mye nedregulering av produksjon for at effektflyten mot Namsos og gjennom kritiske linjer skal reduseres. En større andel av

produksjonen fra Hundhammerfjellet vil flyte om Namsos sammenliknet ned innmatningen fra Ytre Vikna i lik driftssituasjon. Dette kan bidra til at antall MW produksjon som må reguleres ned fra Hundhammerfjellet sammenliknet med Ytre Vikna blir mindre. I kritisk driftstid vil all produksjon fra Fiskumfoss flyte mot Namsos gjennom de kritiske linjene. Det vil derfor kreves en lavere produksjonsnedregulering for å unngå overbelastning.



Figur 10.11 Varighetskurve for nedregulering av produksjon

10.4 ENERGITAP VED ØKT PRODUKSJON

Det sees på driftssituasjoner når målt vindhastighet på Hundhammerfjellet og i Ytre Vikna er ulik. Det fører til ulike tallresultater sammenliknet med kapittel 10.3, der det ble antatt lik vindhastighet i de to vindparkene. Ved å øke den installerte kapasiteten i Ytre Vikna utover de 30 MW som NTE Nett AS har tillatt, må produksjonen reguleres ned deler av året (jf. Kapittel 10.2). På grunn av begrensninger i simuleringsmodellen antas det at generatorspenninger holdes konstant lik 1,00 pu uavhengig av driftssituasjonen. I driftssituasjoner med høy overføring av aktiv effekt vil denne antagelsen bidra til høy flyt av reaktiv effekt i systemet og stort behov for reaktiv effektkompensering. Dette vil bli diskutert nærmere i kapittel 10.5

Det sees i dette kapitelet kun på nedregulering av produksjon fra vindparken i Ytre Vikna. Produksjonen som må reguleres ned for å unngå overbelastning i systemet vil derfor gi et direkte energitap, da energien fra vinden ikke kan lagres. Økt produksjon fra vindparken vil også bidra til at aktivt overføringstap i systemet vil øke. Samtidig vil en økning i installert kapasitet øke den årlige energiproduksjon fra vindparken.

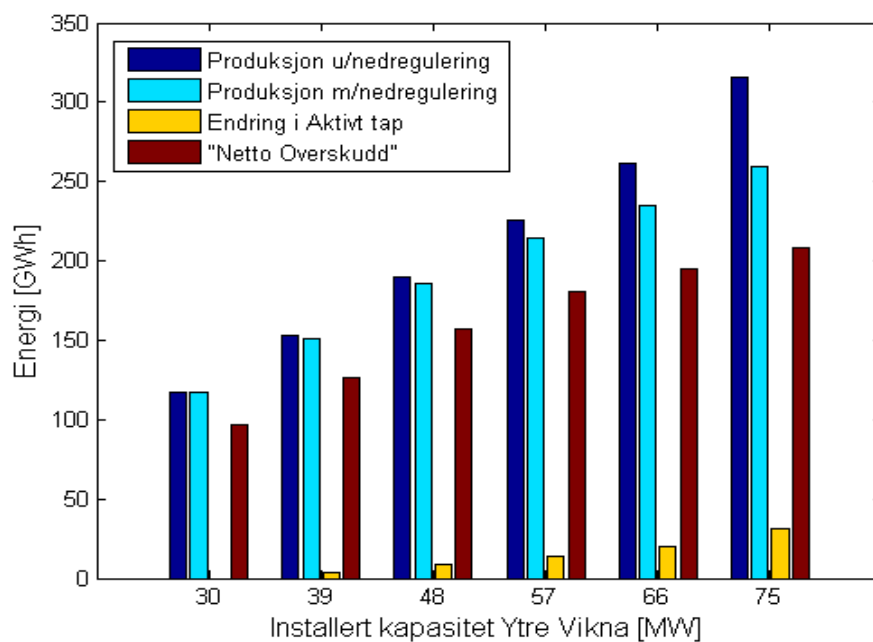
Antas det en maksimal installert kapasitet i Ytre Vikna på 30 MW, viser resultater fra lastflytmodellen at den årlig teoretiske energiproduksjonen vil være på tilnærmet 117 000 MWh. Det må nevnes at det ikke er tatt hensyn til vaketap eller andre forhold som vil påvirke produksjonen noe som gjør at brukstiden for vindparken antageligvis er for høy³. En installert kapasitet på 39 MW vil gi en årlig teoretisk produksjon på rundt 153 000 MWh og en total nedregulering på 660 MWh i løpet av et år fra vindparken i Ytre Vikna. "Tapt årlig produksjon" på grunn av lavere tillatt installert kapasitet (30 MW) vil ifølge analysen være på 153 000 - 117 000 MWh = 36 100 MWh, som er betydelig høyere enn totalt nedregulert produksjon i løpet av året.

Økt overføring av aktiv effekt vil bidra til å øke overføringstapene i linjer (jf likning (5.3)). Ved å øke installert kapasitet i Ytre Vikna fra 30 MW til 39 MW vil det totale aktive overføringstapet øke med 3700 MWh i løpet av et år. Dette bidrar til at gevinsten ved høyere installert kapasitet minker, men energitap på grunn av begrensning i installert kapasitet vil fortsatt være høy. Det må nevnes at økt overføring av aktiv effekt også vil føre til et høyere forbruk av reaktiv effekt i linjer.

³ Vanlig brukstid for vindparker i midt-Norge med gode vindforhold ligger på rundt 3000 timer [19]. Brukstiden til vindparken i Ytre Vikna estimeres til nærmere 4000 timer.

Dette viser at konservative restriksjoner for innmatning av ny produksjon bidrar til at nettkapasiteten ikke utnyttes optimalt gjennom året. Ved å tillate høyere installert kapasitet samtidig som det stilles krav til produksjonsbegrensning i kritiske timer, vil det store deler av året kunne tillates høyere produksjon fra vindparken i Ytre Vikna.

Målet er å drifte systemet så nærme maksimalkapasitet som mulig⁴. Det sees derfor videre på endringer i systemet ved å øke produksjonen fra Ytre Vikna ytterligere uten at det gjøres oppgraderinger i nettet. Da flaskehalsproblemer kun oppstår deler av året vil det kunne tillates en høyere produksjonsinnmatning i perioder av året. Figur 10.12 viser den prosentvise endringen i total årlig produksjon fra vindparken med og uten nedregulering av produksjon, økningen i det totale aktive effekttapet og det totale netto energioverskuddet ved endringer i installert kapasitet⁵. Det tas utgangspunkt i en installert kapasitet på 30 MW ved beregning av prosentvis endring.

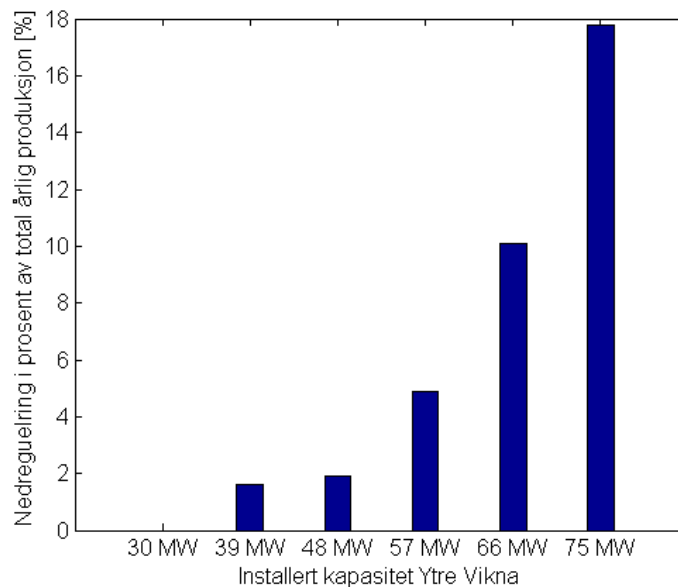


Figur 10.12 Endringer ved økt installert kapasitet i Ytre Vikna

⁴ I realiteten er ikke dette ønskelig, da hard drift av linjer og komponenter vil bidra til redusert levetid og fare for utfall av linjer.

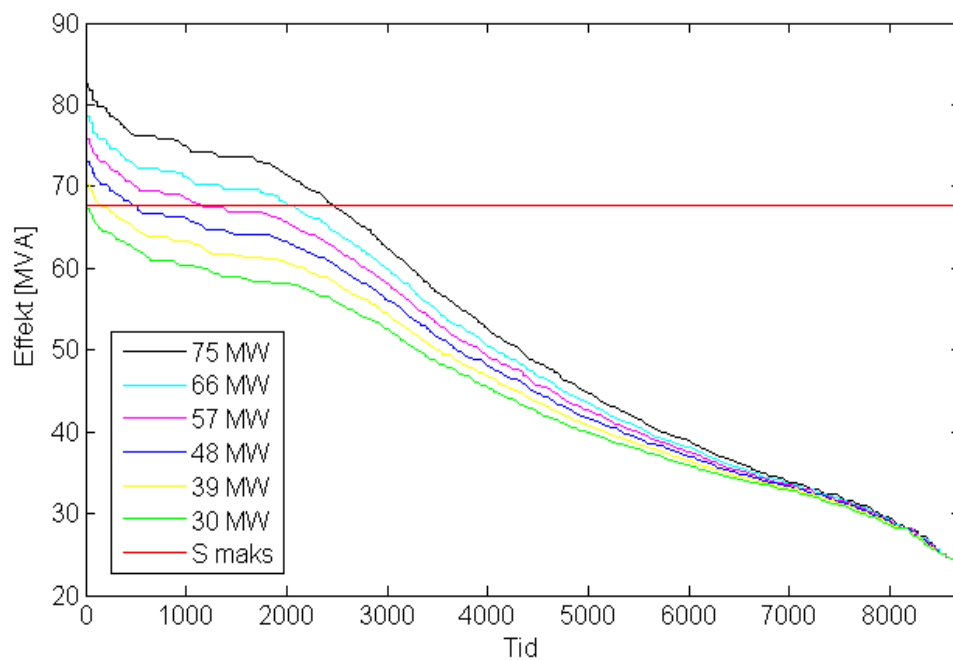
⁵ "Energi overskudd" tilsvarer den totale årlige produksjonen fra vindparken når nedregulering og aktivt overføringstap trekkes fra.

Resultatet viser at "netto overskudd" vil øke tilnærmet lineært mellom installert kapasitet på 30 MW og 48 MW. Ved å sammenlikne årlig produksjon før og etter nedregulering for disse nominelle effektene, kan en se at differansen (nedreguleringen) tilsvarer en liten andel av den totale produksjonen. Resultatet viser også at økningen i aktivt overføringstap vil være marginal sammenliknet med økt årlig produksjon. Ved å øke installert kapasitet ytterligere vil overskuddsgevinsten flate mer ut, da en større andel av den totale produksjonen må reguleres ned for å unngå flaskehalser. Dersom nominell effekt i Ytre Vikna settes til 39 MW vil den totale nedregulering i prosent av den totale årlige produksjonen fra vindparken være på 1,6 %. Dersom installert kapasitet økes til 48 MW vil den totale nedregulering i prosent av årlig produksjon være på 1,9 %. Som vist i Figur 10.13 vil en ytterligere økning i nominell effekt følgelig bidra til en økning i produksjonsandelen som må reguleres ned. For flere tallverdier refereres det til vedlegg E.4.



Figur 10.13 Nedregulering ved økt installert effekt i Ytre Vikna i prosent av årlig produksjon

Figur 10.14 viser endringen i effektflyten på linjen Fiskumfoss – Skogmo for ulike installerte kapasiteter i Ytre Vikna, uten nedregulering av produksjon når linjen overbelastes. Den totale overbelastningen på linjen vil følgelig øke når den nominelle effekten i Ytre Vikna blir høyere. Ved en økning av installert effekt inntil 39 MW vil det totale flaskehalsarealet være relativt lite (0,05 % av totalflyten gjennom linjen). En ytterligere økning vil følgelig bidra til at overbelastningen og antall flaskehalstimer på linjen Fiskumfoss – Skogmo vil øke. Tallresultater finnes i vedlegg E.4. En økning i produksjon fra Ytre Vikna vil også kunne bidra til kapasitetsproblemer for linjer mot Kolsvik.



Figur 10.14 Endring i effektflyt på linjen Fiskumfoss - Skogmo ved ulike installerte kapasiteter Ytre Vikna (30 MW -75 MW)

10.5 SPENNINGSREGULERING OG REAKTIV EFFEKT

Alle generatorer er som nevnt tidligere definert som PV- kilder og alle generatorspenningene er i utgangspunktet satt til 1,00 pu. I realiteten vil spenningene variere avhengig av produksjon og last, men da generatorspenningene i dette tilfellet er satt til konstant verdi vil ikke disse reguleres i modellen. For å kunne holde spenningene i systemet innenfor gitte grenser i tilfeller med høy produksjon og lavt forbruk vil isteden modellen kompensere med reaktiv effekt fra generatorene eller fra sentralnettet. Over- og undermagnetiseringen av generatorer er begrenset og definert av kapabilitetskurven og feltstrømsbegrensene til hver enkelt generator. Dette kan føre til konvergeringsproblemer hvis reaktiv effektgrenser skal overholdes uten at det gjøres manuelle spenningsendringer. Som nevnt tidligere er det heller ikke ønskelig med høyt trekk av reaktiv effekt fra sentralnettet da det føre til kostnader for nettselskapet.

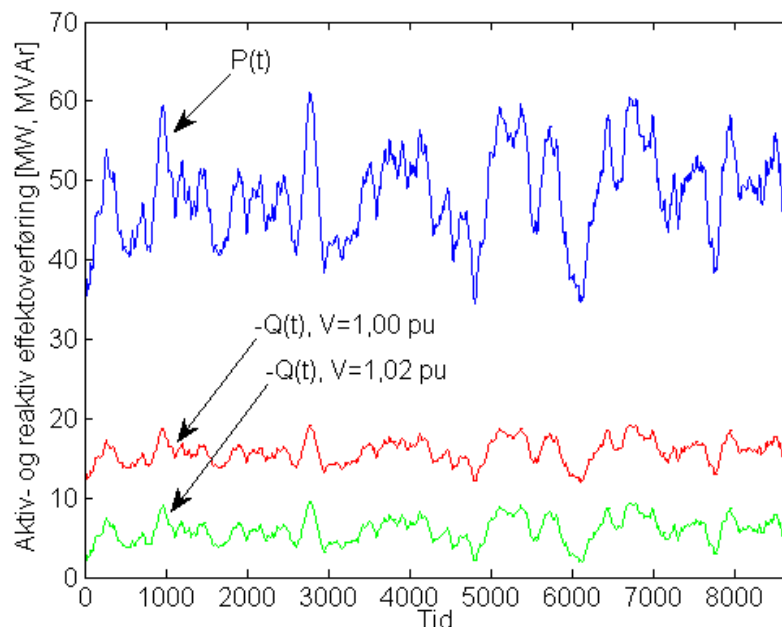
I den mest kritiske driftsstimen vil det å låse generatorspenninger til 1,00 pu bidra til at den reaktive effektflyten i systemet blir relativt høy. Det henvises til kapittel 10.2 og Tabell 10.1 for beskrivelse av effektflyter i systemet i gitt driftssituasjon. Ved å øke generatorspenningen noe ved høy produksjon viser Tabell 10.3 at den reaktive effektflyten vil endres. Oversikt over spenningsendringer finnes i vedlegg E.5. Det observeres at overføring av reaktiv effekt vil reduseres betraktelig gjennom den kritiske linjen Fiskumfoss – Skogmo og bidra til at belastningen på linjen følgelig bli mindre.

Tabell 10.3 Effektflyter R-nettet når generatorspenninger oppjusteres

Strekning		P [MW]	Q [MVar]	Belastning
Fra	Til			
Kolsvik	Årsandøy	-49,83	23,12	61,4 %
Årsandøy	Rørvik	-52,73	19,14	84,3 %
Ytre Vikna	Rørvik	39,00	1,87	57,6 %
Rørvik	Strand	-23,70	1,35	49,3 %
Strand	Saltbotn	27,85	-10,71	33,2 %
Abelvær	Strand	55,00	-13,97	96,4 %
Saltbotn	Salsbruket	23,65	-8,03	27,8 %
Salsbruket	Høylandet	32,43	-6,08	38,4 %
Høylandet	Fiskumfoss	30,24	-8,9	37,6 %
Fiskumfoss	Skogmo	69,41	-6,55	102,5 %
Skogmo	Namsos	66,78	-17,3	102,1 %

I lastflytmodellen oppstår det problemer med å overholde grensene som er satt for reaktiv effekt for generatoren i Skogmo. En av grunnene kan være at modellen ønsker å kompensere for reaktivt effektbehov ved under- og overmagnetisering av generatorer istedenfor å trekke/levere reaktiv effekt fra/til svingmaskinen i Verdal. Da installert effekt i Skogmo er relativt liten antas det at den aktive effektinnmatningen har liten påvirkning på belastninger på linjer i systemet. For å unngå problemer med å få lastflyten til å konvergere når reaktive effektgrenser for generatorer skal overholdes velges det derfor å se bort fra generatoren i Skogmo.

Da det har blitt antatt maksimalproduksjon fra elvekraftverket i Fiskumfoss hele året, vil den aktive effektflyten mellom Fiskumfoss og Namsos være relativt høy hele året. Høy overføring av aktiv effekt vil bidra til økt overføring av reaktiv effekt. Ved å justere opp spenningen der produksjonen er høy vil behovet for reaktiv effekt for å holde spenningene nede reduseres og følgelig bidra til at reaktiv effektflyt i linjen reduseres. Sammenhengen mellom aktiv og reaktiv effektflyt i linjen mellom Fiskumfoss og Namsos vises i Figur 10.15. Ved å endre på spenningen i Fiskumfoss fra 1,00 pu til 1,02 pu, vil behovet for reaktiv effekt avta selv om den aktive effektflyten vil være tilnærmet konstant. Det gjøres oppmerksom på at reaktiv effektflyt i figuren i realiteten har motsatt fortegn (vil flyte fra Namsos mot Fiskumfoss).



Figur 10.15 Aktiv og reaktiv effektflyt gjennom linjen Fiskumfoss – Namsos midte over en uke

Lastflytmodellen som benyttes i denne oppgaven gir en forenkling av spenningsregulering i systemet. I virkeligheten vil spenninger i systemet påvirkes av innstilling og funksjonalitet i generatoren spenningsregulatorer. Spenningsregulatorene er i realiteten utstyrt med muligheter for reaktiv droop eller en reaktiv kompenseringfunksjon. Det er virkningen av reaktiv droop som analyseres her, og som sørger for den tilnærmede lineære fallende sammenheng mellom spenning og reaktiv effekt som vises i Figur 10.15.

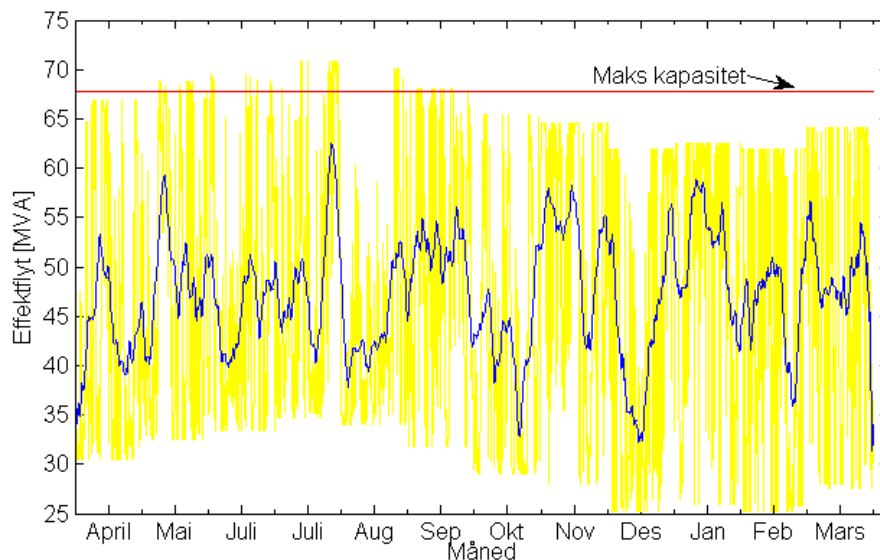
Oppsummert viser analysen at det ved å tillate høyere spenninger i den forenklete lastflytmodellen i driftssituasjoner med høy overføring av aktiv effekt, vil bidra til at den reaktive effektflyten reduseres.

10.6 VARIERENDE PRODUKSJON FISKUMFOSS

Det har i de foregående simuleringene blitt antatt maksimal produksjon fra Fiskumfoss hele året. Produksjonen fra et elvekraftverket vil i realiteten være sesongavhengig og følgelig være avhengig av vannmengde i form av nedbør og snøsmelting. Det er også stor variasjon i nedbør fra år til år, jf kapittel 2.

Samleskinnen i Skogmo neglisjeres på bakgrunn av diskusjonen i kapittel 10.5. Figur 10.16 viser timevariasjonen i effektflyten (gul graf) og den midlede variasjonen over en uke (blå graf) for linjen Fiskumfoss – Namsos når produksjonen i Fiskumfoss holdes konstant lik 41,2 MW. Resultatet fra lastflytmodellen viser at flaskehalsproblemer på linjen vil oppstå i typiske sommermånedene. Den gjennomsnittlige ukeproduksjonen fra vindparkene er svært varierende, men det vil forekomme flest produksjonstopper i vinterhalvåret.

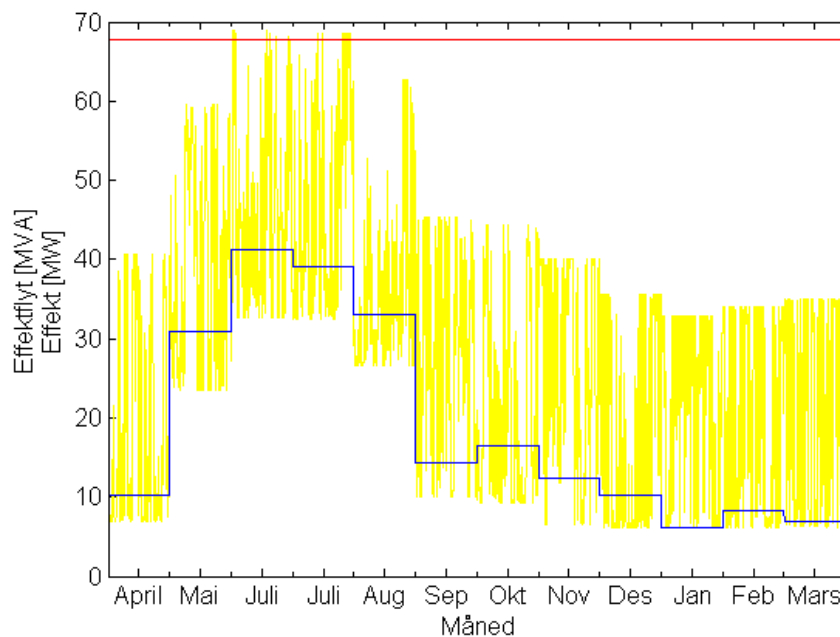
Hvis det antas at spenning i Fiskumfoss holdes konstant lik 1,00 pu hele året, må produksjonen fra elvekraftverket reguleres ned 787 MWh fordelt på 304 timer for å unngå overbelastning på kritisk linje. Økes spenningen til 1,02 pu bidrar det til å redusere antall timer med flakehals. I denne driftssituasjonen må Fiskumfoss reguleres ned 483 MWh over 220 timer i løpet av året. Det velges derfor en spenning lik 1,02 pu, videre i dette kapitlet. Da generatoren i Skogmo sees bort fra i simuleringene vil det ikke oppstå kapabilitetsproblemer for generatorene i systemet.



Figur 10.16 Timevariasjon og midlet ukevariasjon for effektflyten mellom Fiskumfoss – Namsos

Det sees videre på mulige sesongvariasjoner i vannkraftsproduksjon fra Fiskumfoss for å se om det vil ha betydning for de kritiske timene. Produksjonsvariasjonen estimeres ut fra Figur 2.1, som viser typisk sesongvariasjon for kraftproduksjon. Antatt produksjonsvariasjon finnes i vedlegg E.6.

Effektflyten gjennom linjen Fiskumfoss – Namsos vil følgelig endres når det tas hensyn til variasjon i produksjon fra Fiskumfoss. Figur 10.17 viser effektflyten time for time, gul graf, og månedsvariasjon i produksjon fra Fiskumfoss, blå graf. Da høyest produksjonsinnmatning forekommer i det samme tidsrommet som problemene med flaskehals, vil det fortsatt oppstå overbelastning på linjen. Figur 10.17 viser at produksjonsendringen vil ha størst innvirkning på effektflyten i måneder der det i utgangspunktet ikke vil oppstå overbelastning. Resultatet fra simuleringen viser at det i løpet av et år registreres 40 MVAh overbelastning på linjen fordelt på 60 timer. Sammenliknet med antagelsen om konstant maksimal produksjon fra Fiskumfoss vil flaskehalsproblemet reduseres betraktelig.



Figur 10.17 Effektflyt Fiskumfoss – Namsos ved produksjonsvariasjon i Fiskumfoss.

For å få en forståelse for hvilke faktorer som har størst innvirkning på flaskehalsproblemet blir det sett på variasjon i vindproduksjon og forbruk i løpet av året. Den største innmatningen av produksjon fra begge vindparkene er i de månedene belastningen på linjen Fiskumfoss – Namsos er under maksimalgrensen, se vedlegg E.6 for produksjonsgrafer. Resten av året vil produksjonen stort sett ligge godt under maksimal installert kapasitet, bortsett fra noen produksjonstopper i mai og juni. Det laveste forbruket derimot vil være i samme tidsrom som problemer med flaskehals vil oppstå.

11 UTFALLSANALYSE

Når kraftsystemet skal dimensjoneres er det nødvendig å vite hvordan nettet vil håndtere ulike uønskede driftssituasjoner. I Norge har nettplanlegging og lastgrensesetting tradisjonelt basert seg på det såkalte *N-1 kriteriet*. Dette innebærer at et kraftsystem skal være intakt også etter utfall av en enkelt komponent i kraftnettet [18].

Det vil i dette kapitlet bli sett på driftssituasjoner ved utfall av ulike linjer i regionalnettet. I et svakt nett der linjer driftes nærme maksimal belastning vil det være en potensiell farer for utfall av linjer. NTE Nett AS har ikke opplevd store problemer med feil i nettet tidligere, men dette kan endres når vindparken i Ytre Vikna kobles til og nettet belastes hardere [21].

Hensikten med analysene er å finne ut hvordan effektflyten vil endres i systemet, om det kreves produksjonsutkobling og hvilken produksjon som eventuelt vil være mest hensiktsmessig å koble ut. For nøyaktig belastningsdata og effektflyter for dette kapitlet refereres det til vedlegg F.

11.1 UTFALL FISKUMFOSS – NAMSOS

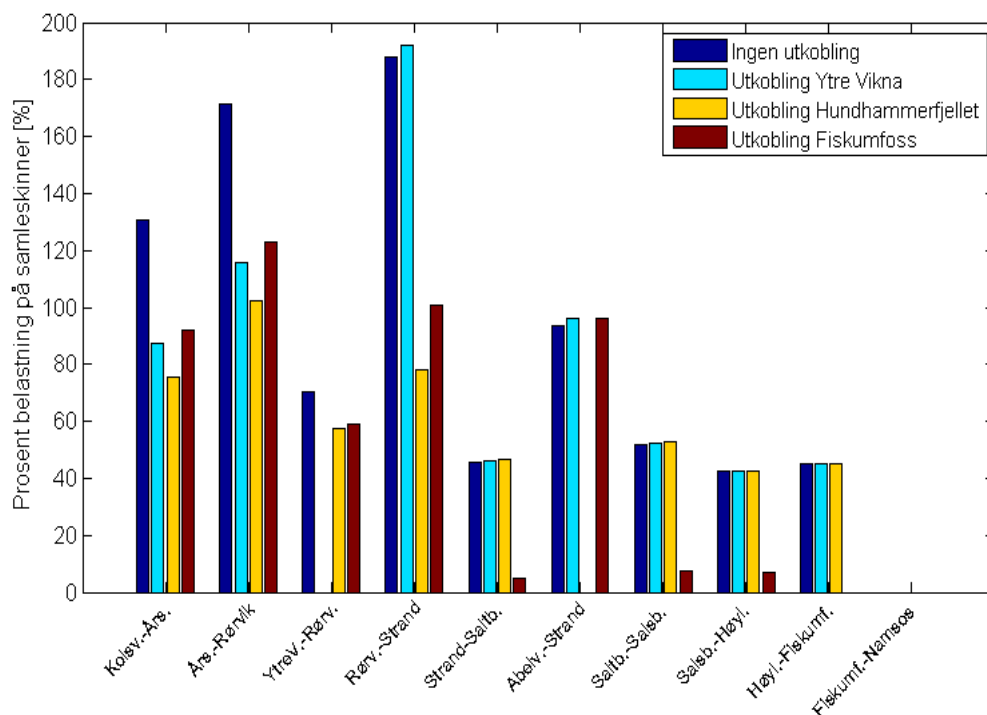
I driftssituasjon med lav last og høy produksjon har tidligere analyser vist at det vil oppstå overbelastning på linjene mellom Fiskumfoss og Namsos når vindparken i Ytre Vikna er tilkoblet (39 MW). Hvis overbelastningen fører til utfall av linjen, vil all produksjon som mates inn til regionalnettet flyte mot Kolsvik. Dette bidrar til flaskehalsen andre steder i systemet så fremt deler av produksjonen i området ikke kobles ut. Uten utkobling av produksjon vil flere av linjene mellom Strand og Kolsvik bli svært høyt belastet og bidra til en uakseptabel driftssituasjon. De ulike linjebelastningene vises som blå søyler i Figur 11.1.

Ved å koble ut hele vindparken i Ytre Vikna vil følgelig effektflyten mellom Rørvik og Kolsvik reduseres, da all aktiv produksjon fra Ytre Vikna i gitt driftssituasjon vil flyte mot Kolsvik (jf. Kapittel 10.2). Men en utkobling av Ytre Vikna alene vil ikke bidra til at flaskehalsen i systemet unngås. For eksempel vil linjen Årsandøy – Kolsvik fortsatt overbelastes (116 %). Samtidig vil all overskuddsproduksjon fra Hundhammerfjellet og Fiskumfoss flyter nordover noe som fører til at effektflyten i linjen mellom Strand og Rørvik fortsatt vil være svært høy (192 %).

Det sees videre på driftssituasjonen når Ytre Vikna er tilkoblet og produksjon fra Hundhammerfjellet kobles ut. Ved å koble ut vindparken på Hundhammerfjellet vil en større andel av den totale produksjonen i systemet bli mindre sammenliknet med en

utkobling av Ytre Vikna. Det vil også bidra til at effektflyten i linjen Strand – Rørvik reduseres slik at belastningen blir marginalt høyere enn maksimalbelastning (102,4 %). Linjebelastninger ved utkobling av vindparken på Hundhammerfjellet vises som gule søyler i Figur 11.1. Det har blitt sett på muligheter for nedregulering av deler av produksjonen fra Ytre Vikna sammen med utkoblingen av produksjon fra Hundhammerfjellet. Om Ytre Vikna regulerer ned sin produksjon med 2 MW vil en overbelastning av linjen unngås.

Produksjonen fra Hundhammerfjellet kobles inn igjen, og det sees på driftssituasjonen når Fiskumfoss kobles ut (rød søyle). Denne produksjonsutkoblingen alene vil heller ikke bidra til akseptable belastningen på alle linjer i systemet. Linjen Årsandøy – Rørvik vil for eksempel fortsatt overbelastes med 123 %.



Figur 11.1 Linjebelastninger ved utfall av Fiskumfoss – Namsos ved ulike produksjonsutkoblinger

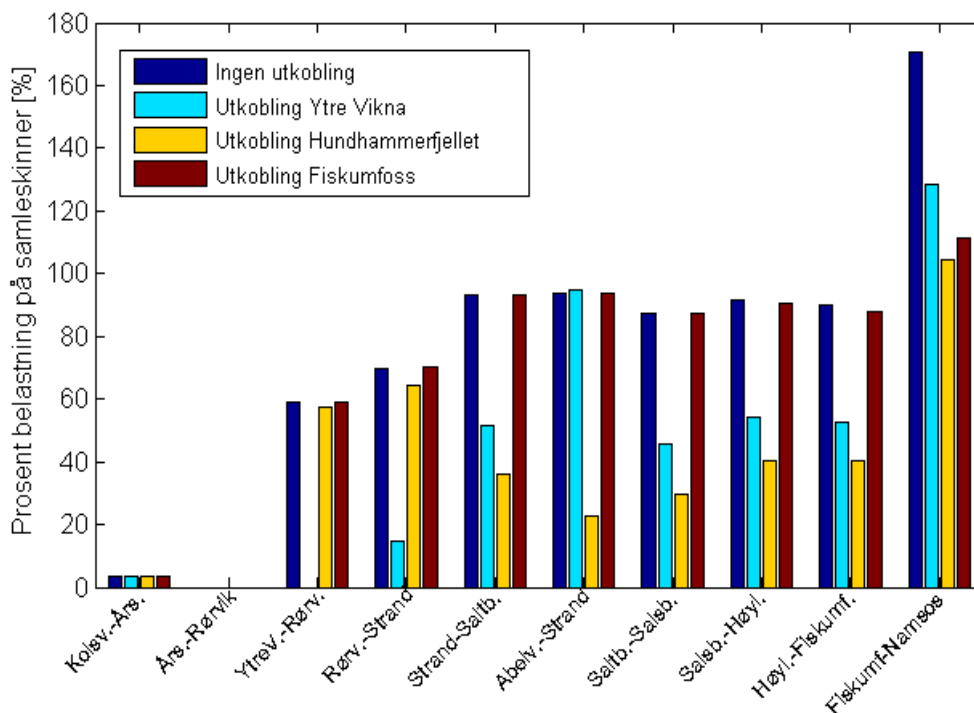
11.2 UTFALL RØRVIK – ÅRSANDØY

Det sees videre på driftssituasjonen i systemet ved utfall av linjen mellom Rørvik og Årsandøy. Dersom linjen faller ut viser Figur 11.2 at all produksjon i regionalnettet vil tvinges sørover mot Namsos og bidra til en betydelig økning i belastning på linjen Fiskumfoss – Namsos (170 %). Effektflyten i andre overføringslinjer i regionalnettet vil holde seg under maksimalkapasiteten.

En utkobling av all produksjon fra Ytre Vikna vil lette på belastninger, men linjen Fiskumfoss – Namsos vil fortsatt overbelaste (128 %). Dersom Hundhammerfjellet regulerer ned sin produksjon med 22 MW, samtidig som all produksjonen fra Ytre Vikna kobles ut, vil flaskehalsproblemer i systemet i gitt driftssituasjon unngås.

Vindparken i Ytre Vikna kobles inn igjen og det blir sett på en driftssituasjon når all produksjon fra Hundhammerfjellet kobles ut. Da maksimal produksjon fra Hundhammerfjellet er høyere enn for vindparken i Ytre Vikna vil følgelig belastning i systemet bli lavere. Men linjen Fiskumfoss – Namsos vil fortsatt overbelastes (105 %) for gitt driftssituasjon.

Overbelastning i systemet vil heller ikke unngås dersom det sees på en driftssituasjon der kun produksjonen i Fiskumfoss kobles ut. Den totale effektflyten gjennom linjen Fiskumfoss – Skogmo vil fortsatt være større enn maksimalbelastningen (112 %).



Figur 11.2 Linjebelastninger ved utfall av Rørvik - Årsandøy ved ulike produksjonsutkoblinger

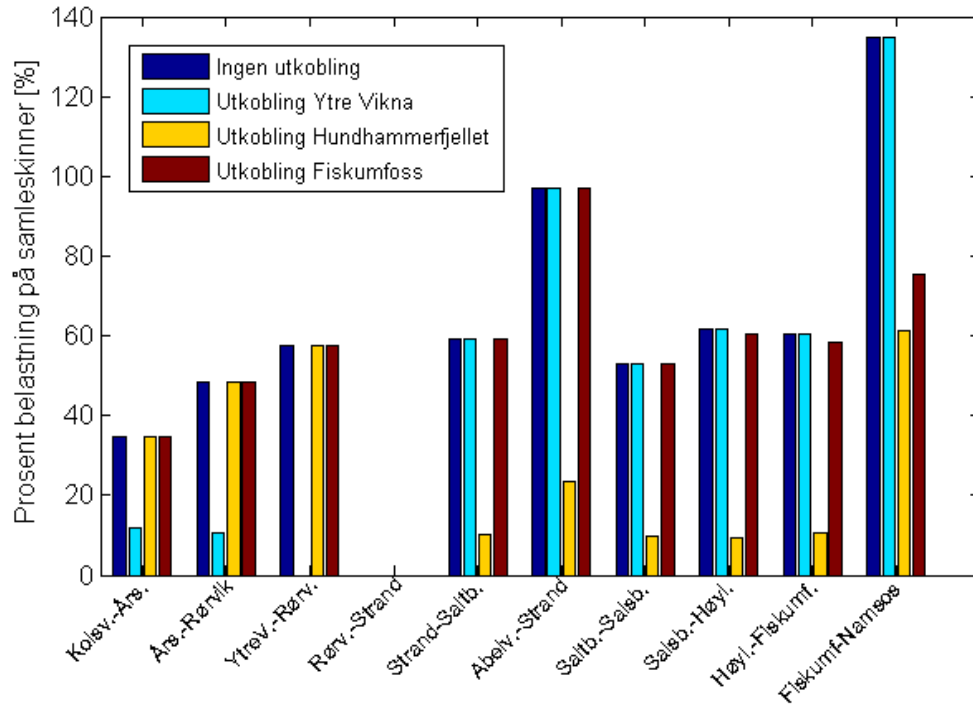
11.3 UTFALL STRAND – RØRVIK

Ved utfall av linjen mellom Strand og Rørvik vil all produksjon fra Hundhammerfjellet gå sørover mot Namsos, samtidig som produksjonen fra Ytre Vikna flytter nordover mot Kolsvik. Blå søyle i Figur 11.3 viser at det vil oppstå flaskehals på linjen Fiskumfoss – Namsos uten produksjonsutkobling.

En utkobling av produksjon fra Ytre Vikna vil være lite hensiktsmessig da nettet er delt slik at denne produksjonen ikke vil ha innvirkning på flaskehalsen sørover. Ved å koble ut hele vindparken på Hundhammerfjellet vil driftssituasjonen være akseptabel og belastningen på linjer vil holde seg godt under grensen for maksimalbelastning. Det har blitt utført lastflytanalyser der produksjonen fra Hundhammerfjellet gradvis reguleres ned. I en gitt driftssituasjon kan det tillates en produksjonsinnmatning opp til 27 MW fra Hundhammerfjellet uten at den kritiske linjen overbelastes, (men linjen vil driftes hardt, 99,8 % som ikke vil være akseptabel driftssituasjon over lengre tid).

Utkobling av all produksjon fra Fiskumfoss vil også bidra til at flaskehalsen i systemet unngås. Men på grunn av høy overføring av aktiv effekt sørover må Fiskumfoss fortsatt bidra med reaktiv effektkompensering for å få lastflyten til å konvergere. Det kan tillates en

begrenset innmatning fra Fiskumfoss på maksimalt 16 MW uten at linjen Fiskumfoss – Namsos overbelastes.



Figur 11.3 Linjebelastninger ved utfall av Rørvik - Strand ved ulike produksjonsutkoblinger

12 RESULTATER OG DISKUSJON

Det har i dette arbeidet blitt sett videre på og gjort utbedringer av en simuleringsmodell av det eksisterende regionalnettet til NTE Nett AS i Nord-Trøndelag. Modellen er basert på opplysninger fra NetBas, og MATLAB og MATPOWER har blitt benyttet som simuleringsverktøy. Ved å anta at effektflyten og dermed belastningen på overføringslinjer i modellen kan kontrolleres, har det blitt sett på muligheter for og konsekvenser av økt vindkraftproduksjon i systemet.

Antagelser og feilkilder

Nettmodellen som har blitt utarbeidet og som brukes for å utføre lastflytberegninger er basert på en nettmodell i NetBas. Nettmodellen i NetBas er en detaljert modell, og mange linjer består av flere linjeseksjoner. Det har blitt gjort noen forenklinger i lastflytmodellen som brukes i denne oppgaven i forhold til NetBas modellen. For å unngå for mange linjeoppdelinger har linjestrekninger bestående av ulike linjetyper blitt slått sammen. Dersom deler av en linje overbelastes vil nettmodellen registrere at hele linjen blir overbelastet, noe som kan gi feil signaler med tanke på mulig oppgradering av linjer. Da linjer i modellen er relativt korte har det også blitt antatt at bidraget fra driftskapasitanser vil være lite og driftskapasitanser har derfor blitt neglisjert.

Det ble valgt å referere til 66 kV siden i systemet, og det har derfor ikke blitt tatt hensyn til terminsk grenselast for transformatorer mellom regional- og distribusjonsnettet. Da det er begrensninger i regionalnettet som studeres i denne oppgaven har det heller ikke blitt sett på trinning av transformatorer mellom sentral- og regionalnettet.

Ved å sammenlikne resultatet fra den forenklede nettmodellen for en gitt driftssituasjon med resultat for lik driftssituasjon i NetBas vil det oppstå noen avvik. Men avvikene er relativt små, og det antas at forenklingen som har blitt gjort gir en god tilnærming på den faktiske driftssituasjonen. Det har ikke blitt utført lastflytsimuleringer for hver time i løpet av året i NetBas. Simuleringsresultater for et helt år fra MATPOWER modellen har derfor ikke blitt sammenliknet med den faktiske driftssituasjonen for et helt år.

Da alle produksjonsenheter i den forenklede modellen er definert som PV- kilder vil generatorspenninger holdes konstant uavhengig av driftssituasjonen. Dette er en begrensning i modellen og fører til at den reaktive effekten i systemet vil flyte relativt fritt. Når generatorspenningen settes lik 1,00 pu og overføring av aktiv effekt i systemet er høy,

vil det bidra til økt behov for reaktiv effekt for å holde spenningen nede. Økt overføring av aktiv effekt bidrar også til økt forbruk av reaktiv effekt i overføringslinjer. I modellen vil det i hovedsak være generatorene som kompenserer for det reaktive effektbehovet. Dette fører til problemer med å få lastflyten til å konvergere dersom grenses som er satt for reaktiv effektkompensering for generatorene skal overholdes. Dette er en svakhet i modellen da svingmaskinen i utgangspunktet skal kunne kompensere for ubalanse av reaktiv effekt i systemet. Ved å justere opp spenninger ved høy overføring av aktiv effekt har det blitt vist at den reaktive effektflyten i systemet, og følgelig belastningen på overføringslinjer vil reduseres.

Belastning på overføringslinjer beregnes ved å se på både den aktive - og reaktive effektflyten gjennom overføringslinjer. På grunn av "fri flyt" av reaktive effekt i systemet vil det kunne bidra til en større begrensning i overføring av aktiv effekt.

Antagelsen som er gjort i oppgaven om lik produksjon fra alle vindturbiner i samme vindpark bidrar til høyere brukstid enn det som er vanlig for vindparker i samme området og kan føre til høyere belastning på overføringslinjer i systemet. Det har også blitt gjort forenklinger ved beregning av produksjon fra vindparkene i Ytre Vikna og på Hundhammerfjellet. Dette kan ha bidratt til flere timer med maksimalproduksjon fra vindparkene, sammenliknet med faktisk produksjon. En økning i antall timer vindparkene produserer maksimalt samtidig vil kunne bidra til en økning i antall kritiske driftstimer i nettet.

Oppsummering av resultater

I den mest kritiske driftstimen vil det fra Ytre Vikna kunne tillates en innmatning av maksimalt 30 MW uten at det oppstår flaskehals i nettet. Men da produksjon fra vindkraft er svært varierende bidrar dette til unødvendig produksjonsbegrensning store deler av året. Ved å tillate en maksimalinnmatning fra Ytre Vikna på 39 MW og anta generatorspenninger lik 1,00 pu viser simuleringsresultat at det i "verste driftstime", høy produksjon og lavlast, vil oppstå en overbelastning på 106,4 % på den mest kritiske linjen i nettet. Dersom det sees på driftssituasjonen i løpet av et år vil flaskehalsproblemer kun oppstå noen timer i løpet av året. Overbelastning blir registrert på overføringslinjen Fiskumfoss – Skogmo, og resultatet viser at det totale flaskehalsarealet vil være på i underkant av 200 MVAh fordelt på 130 timer i løpet av et år.

Videre har det blitt utført en følsomhetsanalyse for å se hvor mye produksjon ulike produksjonsenheter i systemet må regulere ned i løpet av et år når det antas at Ytre Vikna har en installert kapasitet på 39 MW. Generatorspenninger holdes lik 1,00 pu uavhengig av produksjon og last i driftstimen. En nedregulering av produksjon fra Ytre Vikna i kritiske driftssituasjoner (overbelastning) vil for et år resultere i en nedregulering av totalt 2940 MWh. Lik analyse har blitt utført når produksjonen på Hundhammerfjellet reguleres ned. Total årlig nedregulering vil i dette tilfellet være på 2390 MWh for å unngå flaskehals i nettet. Ved å regulere ned produksjonen fra elvekraftverket i Fiskumfoss vil årlig energitap som følge av nedregulering bli minst. I løpet av et år viste resultater at det må reguleres ned 1260 MWh for å unngå overbelastninger i systemet. I den mest kritiske driftstimen måtte Fiskumfoss regulere ned 6 MW, noe som ga høyest tillatt samlet produksjonsinnmatning i systemet. Men da Fiskumfoss ikke har magasinkapasitet vil en nedregulering av produksjon i utgangspunktet bidra til et direkte vanntap. Høyest nedregulering som ble registrert for Ytre Vikna og Hundhammerfjellet var på henholdsvis 14 MW og 11 MW. Dersom generatorspenninger i kritisk time optimaliseres, vil behovet for nedregulering både fra Ytre Vikna, Hundhammerfjellet og Fiskumfoss reduseres.

Det har blitt undersøkt muligheter for å øke produksjonsinnmatningen fra Ytre Vikna ytterligere, uten at produksjonen fra andre enheter reguleres ned. Resultatet viser at det store deler av året vil kunne tillates en høyere produksjonsinnmatning uten at det oppstår flaskehals i systemet. Det kommer også frem at økt totalproduksjon fra vindparken vil være høyere sammenliknet med tap som følge av nedregulering av produksjon fra Ytre Vikna. En installert effekt i Ytre Vikna på 39 MW gir en årlig nedregulering tilsvarende 1,6 % av totalproduksjonen fra vindparken. Ved å øke nominell effekt i Ytre Vikna til 48 MW vil den totale nedreguleringen i løpet av et år være på 1,9 % av den totale årlige produksjonen fra vindparken. Ytterligere økning i installert effekt vil føre til at prosentandelen av produksjon som må reguleres med vil øke relativt mye. En stor økning i installert kapasitet kan også bidra til flaskehals andre steder i nettet.

Ved utfall av enkeltlinjer i nettet vil det være nødvendig med produksjonsutkobling eller nedregulering av produksjon for å unngå stor flaskehals i systemet. Dersom linjene mellom Fiskumfoss – Namsos, Årsandøy – Rørvik eller Strand – Rørvik faller ut, vil det ikke være tilstrekkelig å koble ut produksjonen fra Ytre Vikna for å unngå at andre linjer i systemet overbelastes.

13 KONKLUSJON

Hensikten med denne oppgaven var å utarbeide en lastflytmodell av regionalnettet til NTE Nett As for å studere kapasitetsproblemer i nettet ved implementering av ny vindkraft. Ved å anta kontroll/overvåkning av effektflyt i systemet har det blitt sett på muligheter for økt produksjonsinnmatning de timene det ikke oppstår problemer med flaskehals i systemet.

I "verste driftstime", høy produksjon og lettlast, vil det kunne tillates en innmatning av 30 MW fra vindparken i Ytre Vikna uten at linjer i nettet overbelastes. Ved å øke den installerte effekten til 39 MW og anta "verste driftstime", registreres det en overbelastning på 106,4 % på den mest kritiske linjen i systemet. Dersom det sees på driftssituasjonen i løpet av et år må produksjonen reguleres ned totalt 130 timer for å unngå en total årlig flaskehals på 200 MVAh.

Dersom det antas at andre produksjonsenheter i systemet kan regulere ned sin produksjon har det blitt vist at det kan bidra til mindre nedregulering av produksjon. Det har blitt utført en følsomhetsanalyse som viser at elvekraftverket i Fiskumfoss må regulere ned 6 MW, mens Ytre Vikna for lik driftssituasjon må regulere ned 14 MW, når generatorspenninger settes lik 1,00 pu.

Ved å tillate en nominell effekt i Ytre Vikna på 39 MW vil den totale nedregulering i løpet av et år tilsvare 1,6 % av den totale årlige produksjonen fra vindparken. En ytterligere økning vil bidra til at andelen produksjonen som må reguleres ned vil øke, samt at det kan oppstå flaskehalsproblemer andre steder i systemet.

Resultater fra lastflytmodellen viser at det store deler av året kan mates inn mer produksjon fra vindparken i Ytre Vikna. Men det forutsetter at det eksisterer et kontrollsystem som kan sende signaler til vindparken om nedregulering i kritiske timer slik at det ikke oppstår overbelastninger på linjer i nettet

I dag må nettselskap forholde seg til lovverket som stiller krav til begrensning i produksjonsinnmatning basert på den mest kritiske driftssituasjonen som kan oppstå. Dette bidrar til at nettselskap må sette konservative begrensninger for ny produksjonsinnmatning. Da maksimalproduksjon fra samtlige produksjonsenheter store deler av året ikke vil opptre til samme tid, vil konservative begrensninger kunne bidra til at nettet ikke utnyttes optimalt.

14 VIDERE ARBEID

Resultatene i denne oppgaven er basert på en forenklet lastflytmodell. Lastflytanalyser som utføres for et helt år har ikke blitt sammenliknet med faktisk driftssituasjon. For videre arbeid kan det benyttes et annet simuleringsprogram for å teste validiteten til resultatene fra simuleringer gjort for driftssituasjoner i løpet av et år.

På grunn av begrensninger i MATPOWER har generatorspenninger blitt satt til konstant verdi for alle driftssituasjoner i løpet av et år. For å unngå problemer med reaktiv effektlyt ved høy overføring av aktiv effekt bør spenninger i systemet kunne reguleres. Dersom modellen skal benyttes til videre arbeid bør det innføres en funksjon som tar høyde for spenningsendringer ved endring i driftssituasjon.

Det har blitt gitt tillatelse til å bygge ut trinn 1 av vindparken i Ytre Vikna. Dersom vindparken skal bygges ut ytterligere vil det kreves kompensering i nettet. For videre analyser av en utvidelse av vindparken bør kompensering vurderes. Aktuell kompensering vil være SVC- anlegg for å kunne håndtere reaktiv effektlyt i systemet. Det bør også sees på mulige oppgraderinger i nettet dersom Ytre Vikna skal bygges ut ytterligere.

Det har ikke blitt sett på kostnader knyttet til økt kapasitet i Ytre Vikna. For videre arbeid kan kostnader i form av utbygningskostnader, tapt inntekt på grunn av nedregulering og økt overføringstap sammenliknes med fortjeneste i form av økt årlig produksjonsinntekt.

For å kunne tillate høyere produksjon fra Ytre Vikna uten at det gjøres oppgraderinger i nettet må produksjon deler av året reguleres ned. Det har i denne oppgaven blitt vist at det vil være mest optimalt med en nedregulering av Fiskumfoss. Ulike muligheter for nedregulering/deling i nettet slik at Fiskumfoss reguleres ned uten at det fører til et direkte vanntap kan sees nærmere på.

Det har i denne oppgaven ikke blitt sett på virkningen ulike generatorkonfigurasjoner kan ha på stasjonære forhold i nettmodellen. Teori knyttet til fordeler og ulemper ved ulike løsninger med hensyn til effektregulering og reaktiv effektkompensering har blitt diskutert, men det har ikke blitt sett på hvordan ulike løsninger kan påvirke nettmodellen. Ved å modellere ulike generatorløsninger i en utbedret nettmodell kan det blitt sett på hvilken påvirkning ulike løsninger har på kraftsystemet.

Da nettet den nye vindparken i Ytre Vikna skal kobles til er relativt svakt vil det være nødvendig med dynamiske analyser for å dokumentere stabiliteten i nettet. Stor variasjon i

vindkraftproduksjon vil kunne påvirke spenningsstabiliteten. Ved å gjennomføre en stabilitetsanalyse ved nettilknytning av den nye vindparken, kan vindparken sin påvirkning på blant annet vinkel- og spenningsstabilitet for ulike feilhendelser i nettet kartlegges.

REFERANSELISTE

- [1] Norges vassdrags- og energidirektorat, *forskrift om systemansvar i kraftsystemet*, Olje- og energidepartementet, 2002
- [2] M. L. Fossdal et al. *Fornybar energi 2007*, NVE, ENOVA, Norges forskningsråd, Innovasjon Norge, 2007
- [3] J.O. Tande, *Retningslinjer for nettilkobling av vindkraftverk*, SINTEF Energiforskning, 2011
- [4] T. Gjengedal, *TET15 Vindkraft*, NTNU, 2004
- [5] T. Gjengedal, *Forelesninger i faget ELK-12*, NTNU, 2011
- [6] S.J. Chapman, *Electric Machinery Fundamentals, 4.utgave*, McGraw-Hill, 2005
- [7] J.F. Manwell et al. *Wind Energy Explained 2. Utgave*, Wiley & Sons, 2009
- [8] Statnett, *tekniske krav*
<http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv---2005/Tekniske-krav-til-vindkraft/>
[Besøkt 15.03.12]
- [9] E. Brun et al. *Funksjonskrav i kraftsystemet(FIKS)*, Statnett, 2008
- [10] J. Machowski et al. *Power System Dynamics Stability and Control, 2.utgave*, Wiley & Sons, 2008
- [11] Grainger and Stevenson, *Power System Analysis*, McGraw-Hill, 1994
- [12] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Inc, 1993
- [13] O.B. Fosso, *Forelesninger i faget ELK-14*, NTNU, 2011
- [14] Rune Paulsen (NTE), *Personlig kommunikasjon [e-post]*, 12.12.11
- [15] Statnett, *reaktiv effekt*,
<http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/System--og-balansetjenester/Reaktiv-effekt/>
16.07.2008
[Besøkt 10.02.12]
- [16] M. A. Husby, *Stasjonære analyser i forbindelse med tilkobling av vindmølleparken i Ytre Vikna*, NTNU, 2011

- [17] R. E. Walpole et al. *Probability & Statistics for engineers & Scientists*, 7. utgave, Prentice Hal, Inc, 2002
- [18] Statnett, *Hva er N-1?*
<http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv-2009/Hva-er-N-1/>
[Besøkt 20.04.12]
- [19] J. O Tande, P. Støa, *Norge som ledende vindkraftnasjon*, horisont nr. 1/2004
- [20] Statnett: Divisjon utvikling og investering, *Nettkonsekvenser av ny vindkraft i Nord- og Midt-Norge pdf*, 2004
- [21] Rune Paulsen (NTE), *Personlig kommunikasjon* [e-post], 21.03.12
- [22] Kjetil Uhlen, *personlig kommunikasjon* [samtale]
- [23] M. Palsson, T. Toftevaag, *Control Concepts to Enable Increased Wind Power Penetration*, IEEE 2003
- [24] J. O. Tande, M. Korpås, K. Uhlen, *Planning and Operation of Large Offshore Wind Farms in Areas with Limited Power Transfer Capacity*, Sintef Energi, 2011
- [25] Norges vassdrags- og energidirektorat, *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*, Olje- og energidepartementet, 2004
- [26] Norges vassdrags- og energidirektorat, *Leveringskvalitet i kraftsystemet, forslag til forskrift*, 2004
- [27] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, *MATPOWER 4.1 User's Manual*, Power Systems Engineering Research Center (PSERC), 2011
- [28] ENERCON, *ENERCON Wind energy converters- Product overview*, ENERCON GmbH, 2010

VEDLEGG

A. TRANSFORMATORDATA

Transformatordata er hentet fra NetBas modellen til NTE. Tabell A.1 viser alle transformatorstasjoner i regionalnettet med merkeytelse og spenninger på primær og sekundær siden. I Rørvik og Saltbotn er det to transformatorer. Ved å slå sammen merkeytelsen og beregne gjennomsnittlig kortslutningsspenning kan modellen forenkles. Det samme gjøres i Fiskumfoss der det er tre transformatorer [3]. Den nye transformatoren knyttet til vindparken i Ytre Vika er ikke med i tabellen.

Tabell A.1 Transformatordata fra NetBas

Knutepunkt	Merkeytelse [MVA]	Spenning på HV- siden [kV]	Spenning på LV- siden [kV]
Abelvær	60	66	22
Strand	10	66	22
Rørvik	45	66	22
Årsandøy 66/22	15	66	22
Årsandøy 66/132	70	132	66
Saltbotn	30	66	22
Salsbruket	15	66	22
Høylandet	15	66	22
Nedre Fiskumfoss 66/22	10	66	22
Nedre Fiskumfoss 66/6,6	51	66	22
Skogmo	15	66	22

B. PRODUKSJONSKURVE ENERCON

Produksjonskurve for ENERCON turbin E-70 er hentet fra [28].

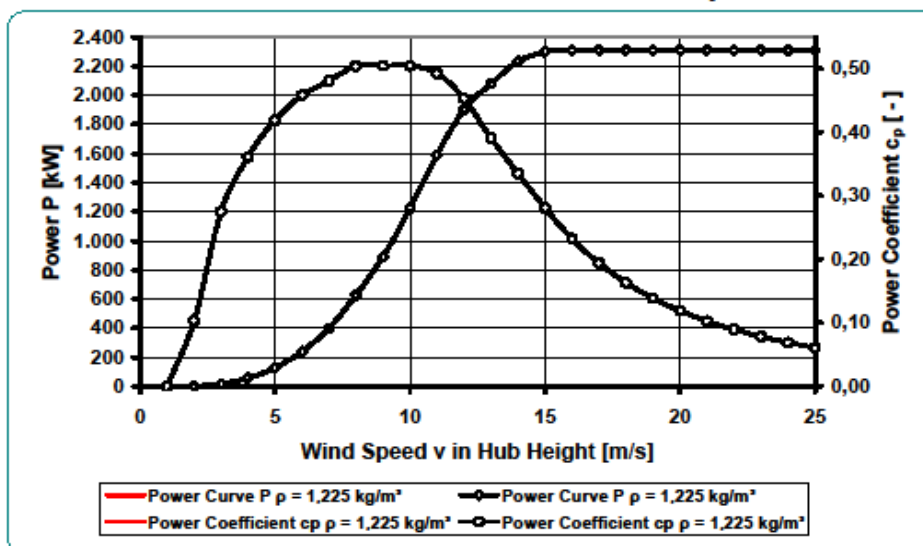
Power Curve E-70 E4

(In dependence of Air Density)



Wind [m/s]	Standard Air Density $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$		Modified Air Density $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$	
	Power Curve P $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ [kW]	Power Coefficient c_p $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ [-]	Power Curve P $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ [kW]	Power Coefficient c_p $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ [-]
1	0,0	0,00	0,0	0,00
2	2,0	0,10	2,0	0,10
3	18,0	0,27	18,0	0,27
4	56,0	0,36	56,0	0,36
5	127,0	0,42	127,0	0,42
6	240,0	0,46	240,0	0,46
7	400,0	0,48	400,0	0,48
8	626,0	0,50	626,0	0,50
9	892,0	0,50	892,0	0,50
10	1.223,0	0,50	1.223,0	0,50
11	1.590,0	0,49	1.590,0	0,49
12	1.900,0	0,45	1.900,0	0,45
13	2.080,0	0,39	2.080,0	0,39
14	2.230,0	0,34	2.230,0	0,34
15	2.300,0	0,28	2.300,0	0,28
16	2.310,0	0,23	2.310,0	0,23
17	2.310,0	0,19	2.310,0	0,19
18	2.310,0	0,16	2.310,0	0,16
19	2.310,0	0,14	2.310,0	0,14
20	2.310,0	0,12	2.310,0	0,12
21	2.310,0	0,10	2.310,0	0,10
22	2.310,0	0,09	2.310,0	0,09
23	2.310,0	0,08	2.310,0	0,08
24	2.310,0	0,07	2.310,0	0,07
25	2.310,0	0,06	2.310,0	0,06

Power Curve E-70 E4 with Standard Air Density



Power Curve E70 E4 2.3 MW calculated Rev 1_2

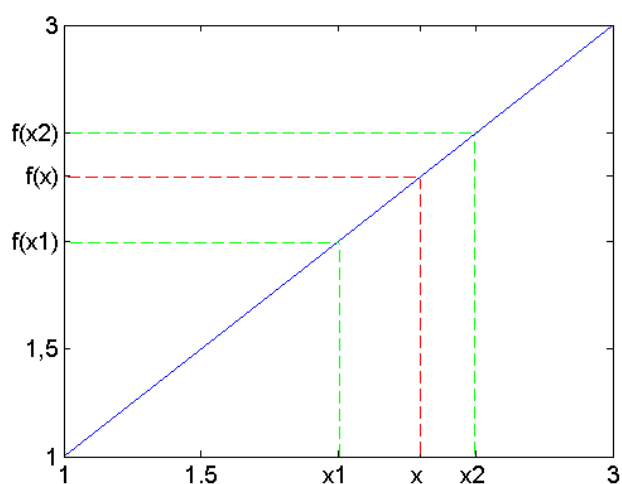
Rev.: 1.2

Printed: 15.10.2007

C. LINEÆRINTERPOLASJON

Det antas at kurven som undersøkes er relativ lineær. Produksjonskurven vil derfor deles opp i ulike lineære intervaller. $f(x_1)$ og $f(x_2)$ er funksjonens verdi for to verdier x_1 og x_2 . For å finne funksjonsverdien til x benyttes likning (C.1).

$$f(x) \approx f(x_1) - \frac{x - x_1}{x_1 - x_2} (f(x_2) - f(x_1)) \quad (\text{C.1})$$



Figur C.1 Lineærinterpolasjon

D. DATA FRA MATPOWER

Den forenkledde lastflytmodellen er bygd opp ved hjelp av simuleringverktøyet MATPOWER. Lastdata implementeres i "bus data", generatordata under "generator data" og linjeimpedans beskrives under "branch data".

```
function mpc = UtvidetCase
%UtvidetCase er en forenklet lastflytmodell av nettet som kommer til å
påvirkes av
%produksjonsinnmatning fra Ytre Vikna

%% MATPOWER Case Format : Version 2

mpc.version = '2';

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 100;
```

```
%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax
Vmin
mpc.bus = [
  1 2 0 0 0 0 1 2 0 132 1 1.05 0.95;
  2 1 6.42 1.53 0 0 1 1 0 66 1 1.05 0.95;
  3 1 14.35 3.38 0 0 1 1 0 66 1 1.05 0.95;
  4 2 0 0 0 0 1 1 0 66 1 1.05 0.95;
  5 1 11.03 -3.882 0 0 1 1 0 66 1 1.05 0.95;
  6 1 4.71 -5.107 0 0 1 1 0 66 1 1.05 0.95;
  7 2 0 0 0 0 1 1 0 66 1 1.05 0.95;
  8 2 0 0 0 0 1 1 0 66 1 1.05 0.95;
  9 1 4.6 1.05 0 0 1 1 0 66 1 1.05 0.95;
  10 2 0 0 0 0 1 1 0 66 1 1.05 0.95;
  11 2 0 0 0 0 1 1 0 66 1 1.05 0.95;
  12 1 11.23 2.52 0 0 1 4.5 0 300 1 1.05 0.95;
  13 2 0 0 0 0 1 4.5 0 300 1 1.05 0.95;
  14 1 -20 0 0 0 1 4.5 0 300 1 1.05 0.95;
  15 3 0 0 0 0 1 4.5 0 300 1 1.05 0.95;
];
```

```
%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin
mpc.gen = [
  1 128 0 42 -42 1.00 100 1 40 0;
  4 39 0 12 -12 1.00 100 1 179 0;
  7 55 0 18 -18 1.00 100 1 55 0;
  8 9 0 3 -3 1.00 100 1 15 0;
  10 41.2 0 14 -14 1.00 100 1 50 0;
  11 0.8 0 1 -1 1.00 100 1 12 0;
  13 176 0 30 -30 1.00 100 1 176 0;
  15 0 0 100 -100 1.00 100 1 12 0;
];
```

```

%% branch data
%   fbus   tbus   r   x   b   rateA   rateB   rateC   ratio   angle
status angmin angmax
mpc.branch = [
    2   1   0.0209  0.0849  0.00  132 132 132 1  0  1  -360  360;
    3   2   0.1213  0.4420  0.00   66  66  66 1  0  1  -360  360;
    4   3   0.0698  0.1772  0.00   66  66  66 1  0  1  -360  360;
    6   3   0.0826  0.1277  0.00   66  66  66 1  0  1  -360  360;
    6   5   0.0390  0.1455  0.00   66  66  66 1  0  1  -360  360;
    7   6   0.0397  0.0814  0.00   66  66  66 1  0  1  -360  360;
    5   8   0.0360  0.1344  0.00   66  66  66 1  0  1  -360  360;
    8   9   0.0505  0.1884  0.00   66  66  66 1  0  1  -360  360;
    9  10   0.0344  0.1284  0.00   66  66  66 1  0  1  -360  360;
   10  11   0.0768  0.195   0.00   66  66  66 1  0  1  -360  360;
   11  12   0.0454  0.1152  0.00   66  66  66 1  0  1  -360  360;
   %10 12   0.1222  0.3102  0.00   66  66  66 1  0  1  -360  360;
    1  13   0.00115  0.015   0.00  300 300 300 1  0  1  -360  360;
   13  12   0.00161  0.0209  0.00  300 300 300 1  0  1  -360  360;
   13  15   0.0035  0.0456  0.00  300 300 300 1  0  1  -360  360;
   12  14   0.00145  0.0189  0.00  300 300 300 1  0  1  -360  360;
   14  15   0.00086  0.0112  0.00  300 300 300 1  0  1  -360  360;
];

```

E. UTVIDELSE AV MODELL

E.1 TILGJENGELIG KAPASITET

Tabell E.1 viser resultat fra lastflytsimulering i MATLAB når Ytre Vikna ikke mater inn produksjon. Resultater viser at fordelingen at produksjonen på Hundhammerfjellet (Abelvær) vil fordele seg og flyte mot Kolsvik (82 %) og Namsos (18 %).

Tabell E.1 Effektflyter når Ytre Vikna ikke er tilkoblet

Strekning		P [MW]	Q [MVar]	Belastning
Fra	Til			
Kolsvik	Årsandøy	-26	15	33 %
Årsandøy	Rørvik	-29	12,8	46 %
Ytre Vikna	Rørvik	0	9,85	15 %
Rørvik	Strand	-42,7	12,5	81 %
Strand	Saltbotn	9,1	-5,9	16 %
Abelvær	Strand	55	-20,6	99 %
Saltbotn	Salsbruket	8,6	-2,3	1 %
Salsbruket	Høylandet	17,5	-3,4	20 %
Høylandet	Fiskumfoss	15,4	-5,233	18 %
Fiskumfoss	Skogmo	56,5	-18,3	88 %
Skogmo	Namsos	54,6	-16,6	84 %

E.2 RESULTAT FRA NETBAS, KRITISK TIME

For å kunne si noe om nettmodellen sin nøyaktighet har det blitt utført en lastflytanalyse av lik driftssituasjon i NetBas.

Tabell E.2 Effektflyter R-nett, resultat fra NetBas

Strekning		P [MW]	Q [MVar]	Belastning
Fra	Til			
Kolsvik	Årsandøy	-49,00	14,00	56 %
Årsandøy	Rørvik	-53,00	13,95	88 %
Ytre Vikna	Rørvik	38,70	-1,50	80 %
Rørvik	Strand	-20,27	4,24	40 %
Strand	Saltbotn	32,10	-13,51	43 %
Abelvær	Strand	54,81	-20,76	81 %
Saltbotn	Salsbruket	27,90	-9,30	46 %
Salsbruket	Høylandet	35,14	-8,54	43 %
Høylandet	Fiskumfoss	33,85	-13,52	57 %
Fiskumfoss	Skogmo	71,67	-14,50	100 %
Skogmo	Namsos	65,50	-24,68	97 %

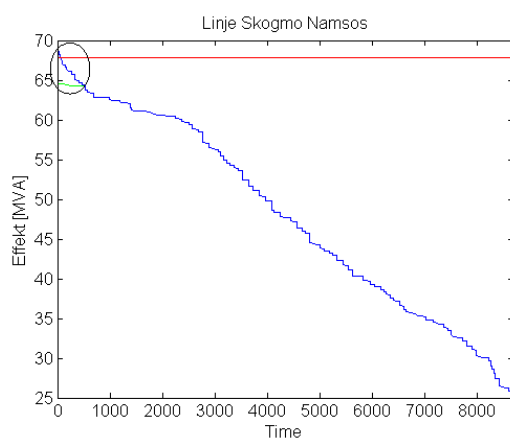
Tabell E.3 Effektflyter S-nett, resultater NetBas

Strekning		P [MW]	Q [MVar]	Belastning
Fra	Til			
Kolsvik	Tunnsjødal	179,2	-0,54	22 %
Tunnsjødal	Namsos	21,11	19,7	3 %
Tunnsjødal	Verdal	66,2	9,02	10 %
Namsos	Ogndal	88,81	12,4	7 %
Ogndal	Verdal	162,2	33,9	12 %

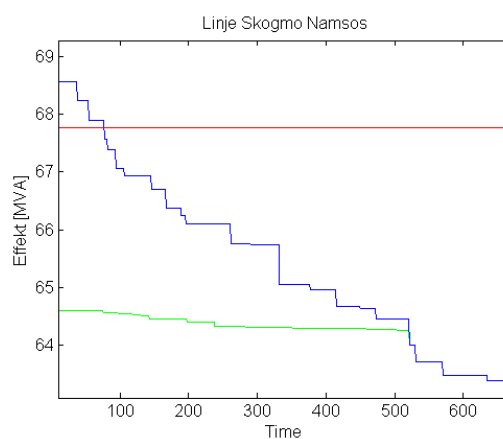
E.3 FØLSOMHETSANALYSE

Figurene viser varighetskurver for effektflyten gjennom linjen Skogmo – Namsos ved nedregulering av produksjon fra enten Hundhammerfjellet eller Fiskumfoss.

E.3.1 NEDREGULERING HUNDHAMMERFJELLET

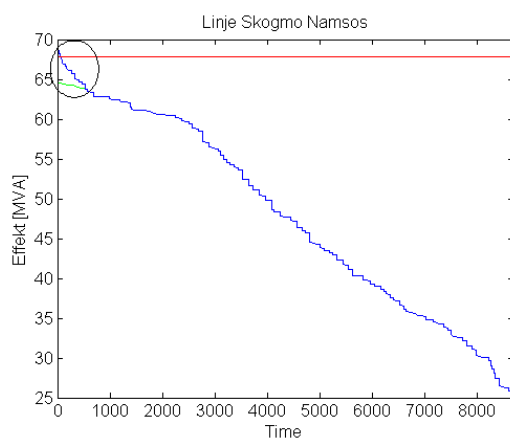


Figur E.1 Effektflyt Skogmo - Namsos med og uten nedregulering av Hundhammerfjellet

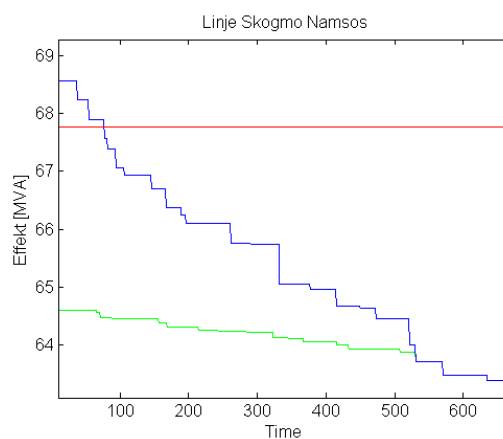


Figur E.2 Forstørrelse av flaskehalsområdet Skogmo – Namsos

E.3.2 NEDREGULERING FISKUMFOSS



Figur E.3 Effektflyt Skogmo – Namsos med og uten nedregulering av Fiskumfoss



Figur E.4 Forstørrelse av flaskehalsområdet Skogmo – Namsos

E.3.3 MULIGHETER FOR NEDREGULERING FISKUMFOSS

Da Fiskumfoss er et elvekraftverk uten magasin kapasitet vil en nedregulering av produksjon i utgangspunktet føre til et direkte vanntap for produsenten. Det er andre vannkraftverk med magasineringsmuligheter tidligere i vannstrengen som kunne ha bidratt til å regulere produksjonen i Fiskumfoss. Problemet er at det vil ta tid før en nedregulering ved et av disse kraftverkene vil gi innvirkning på effektflyten. Da vindkraften kan endre seg svært hurtig, vil det ikke være praktisk mulig å regulere ned vannkraften for å tillate mer vindkraft i systemet [21].

Fra Fiskumfoss går det i realiteten en 66 kV linje med koblingspunkt til sentralnettet litt nord for Ogdal. Denne er ikke tatt med i modellen da en svært liten andel av produksjonen fra Fiskumfoss i utgangspunktet vil flyte denne retningen. Et vannkraftverk i Bogna, under punktet Ogdal, mater inn produksjon på 66 kV linjen. En nedregulering av produksjonen i Bogna vil bidra til at mer av produksjonen fra Fiskumfoss trekker sørover mot Ogdal. Denne muligheten har blitt undersøkt i NetBas i lettlast situasjon, men resultatet viser at gevinsten i form av økt innmatning av vindkraft fra Ytre Vikna er liten. Dersom produksjonen i Bogna reguleres ned med 10 MW vil ca 2,5 MW av produksjonen fra Fiskumfoss flyte mot Ogdal. Dette bidrar til at produksjonen i Ytre Vikna kan øke med 2 MW. En større økning i innmatning fra Ytre Vikna vil også føre til belastningsproblemer nordover mot Årsandøy [21].

Vannkraftverket i Fiskumfoss er koblet til regionalnettet via to samleskinner. Ved å legge inn et delingspunkt vil det være teoretisk mulig å tvinge produksjonen fra en av generatorene sørover mot Ogdal så fremt det ikke oppstår problemer med overbelastning. Ved å anta at kun en generator mater inn produksjon mot Namsos vil det med god margin kunne tillates en produksjon på 39 MW fra Ytre Vikna uten at det oppstår overbelastninger på linjer som tidligere var kritiske [21].

E.4 ENERGITAP

Tabell E.4 og Tabell E.5 viser hva som skjer ved økt installert kapasitet i Ytre Vikna utover de 30 MW som NTE NETT har tillatt. Tabellene viser resultater fra simuleringer utført i MATLAB.

Tabell E.4 Oversikt over endring i årlig produksjon, nedregulering og tap ved økt installert effekt i Ytre Vikna

Installert effekt [MW]	Total årlig produksjon [MWh]	Produksjon etter nedregulering [MWh]	Total nedregulering [MWh]	Ned-regulering [%]	Tap	
					P [MW]	Q [MVar]
30	117320	117320	0	0,0 %	20304	60523
39	153420	150900	2519	1,6 %	24008	73765
48	189510	185920	3590	1,9 %	28731	90165
57	225610	214630	10980	4,9 %	34136	108510
66	261710	235260	26450	10,1 %	40321	129150
75	315860	259720	56140	17,8 %	51043	164310

Tabell E.5 Endringer i den totale årlige effektflyten og nedregulering av produksjon ved økning i installert effekt i vindparken på Ytre Vikna.

Installert effekt [MW]	Registrert overbelastning [MVAh]	Total effektflyt [MVAh]	Overbelastning % av totalflyt
30	0	388900	0,00 %
39	188	400680	0,05 %
48	1043	412250	0,25 %
57	3190	423630	0,75 %
66	7700	434820	1,77 %
75	16302	450862	3,62 %

E.5 SPENNINGSREGULERING OG REAKTIV EFFEKT

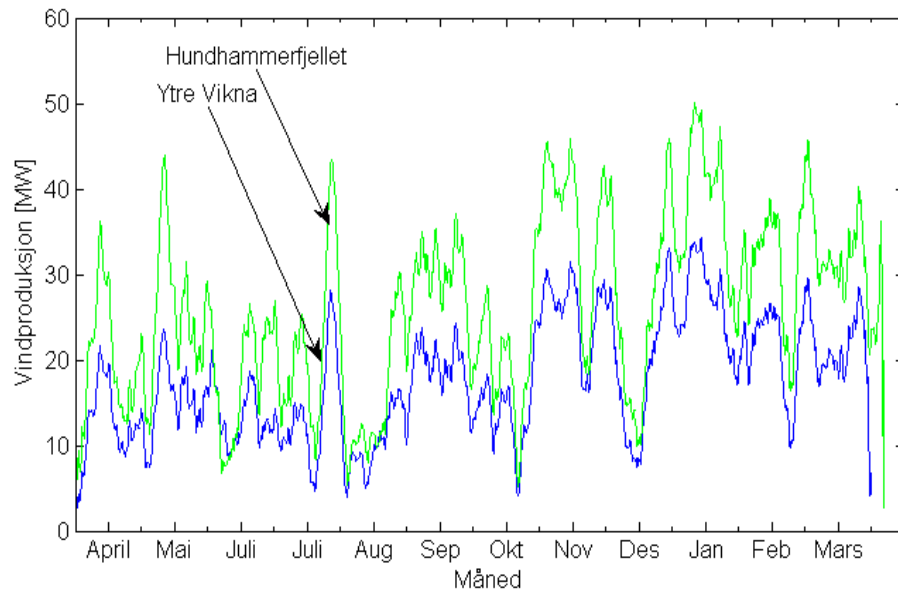
Tabell E.6 Spenningsendringer

Samleskinne	Spenning [pu]
Kolsvik	1
Årsandøy	0,992
Rørvik	1,003
Ytre Vikna	1,03
Saltbotn	1,027
Strand	1,021
Abelvær	1,03
Salsbruket	1,03
Høylandet	1,028
Fiskumfoss	1,03
Skogmo	1
Namsos	0,996
Tunnsjødal	1
Ongdal	0,998
Verdal	1

E.6 PRODUKSJONSVARIASJON FISKUMFOSS

Tabell E.7 Antatt produksjonsvariasjon i Fiskumfoss

Produksjonsvariasjon Fiskumfoss		
Måned	Prosent av maks	Produksjon [MW]
April	25 %	10,3
Mai	75 %	30,9
Juni	100 %	41,2
Juli	95 %	39,1
August	80 %	33,0
September	35 %	14,4
Oktober	40 %	16,5
November	30 %	12,4
Desember	25 %	10,3
Januar	15 %	6,2
Februar	20 %	8,2
Mars	17 %	7,0



Figur E.5 Variasjon i vindkraftproduksjon midlet over en uke for de to vindparkene på Hundhammerfjellet og i Ytre Vikna.

F. UTFALLSANALYSER

Resultater fra lastflytanalyser utført i MATLAB ved utfall av linjer i systemet

F.1 UTFALL FISKUMFOSS – NAMSOS

Tabell F.1 Ingen produksjonsutkobling

Strekning		P [MW]	Q [MAVr]	Belastning
Fra	Til			
Kolsvik	Årsandøy	-90,9	84,1	130,6 %
Årsandøy	Rørvik	-97,0	69,6	171,2 %
Ytre Vikna	Rørvik	39,0	-23,3	70,2 %
Rørvik	Strand	-85,0	20,0	187,9 %
Strand	Saltbotn	-40,5	6,5	45,4 %
Abelvær	Strand	55,0	-4,9	93,5 %
Saltbotn	Salsbruket	-46,0	7,8	51,7 %
Salsbruket	Høylandet	-37,9	7,0	42,6 %
Høylandet	Fiskumfoss	-40,6	3,1	45,1 %
Fiskumfoss	Namsos	-	-	-

Tabell F.2 Utkobling av hele vindparken i Ytre Vikna

Strekning		P [MW]	Q [MAVr]	Belastning
Fra	Til			
Kolsvik	Årsandøy	-65,4	47,5	87,2 %
Årsandøy	Rørvik	-69,6	40,4	115,8 %
Ytre Vikna	Rørvik	0,0	0,0	0,0 %
Rørvik	Strand	-84,6	33,0	191,9 %
Strand	Saltbotn	-40,5	9,3	46,0 %
Abelvær	Strand	55,0	-14,5	96,3 %
Saltbotn	Salsbruket	-46,0	10,6	52,3 %
Salsbruket	Høylandet	-37,9	7,0	42,3 %
Høylandet	Fiskumfoss	-40,6	3,1	45,1 %
Fiskumfoss	Namsos	-	-	-

Tabell F.3 Utkobling hele vindparken på Hundhammerfjellet

Strekning		P [MW]	Q [MAVr]	Belastning
Fra	Til			
Kolsvik	Årsandøy	-58,8	37,4	75,5 %
Årsandøy	Rørvik	-62,6	31,7	102,4 %
Ytre Vikna	Rørvik	39,0	2,2	57,6 %
Rørvik	Strand	-37,2	-3,3	78,2 %
Strand	Saltbotn	-40,5	11,6	46,6 %
Abelvær	Strand	0,0	0,0	0,0 %
Saltbotn	Salsbruket	-46,0	12,8	52,9 %
Salsbruket	Høylandet	-37,9	7,0	42,6 %
Høylandet	Fiskumfoss	-40,6	3,1	45,1 %
Fiskumfoss	Namsos	-	-	-

Tabell F.4 Utkobling av Fiskumfoss

Strekning		P [MW]	Q [MAVr]	Belastning
Fra	Til			
Kolsvik	Årsandøy	-69,3	49,8	91,9 %
Årsandøy	Rørvik	-73,6	42,1	122,8 %
Ytre Vikna	Rørvik	39,0	10,0	59,1 %
Rørvik	Strand	-51,3	12,3	101,0 %
Strand	Saltbotn	-2,1	0,3	5,0 %
Abelvær	Strand	55,0	-10,7	96,1 %
Saltbotn	Salsbruket	-6,7	4,2	7,7 %
Salsbruket	Høylandet	2,0	1,1	7,2 %
Høylandet	Fiskumfoss	0,0	0,0	0,0 %
Fiskumfoss	Namsos	-	-	-

F.1.1 UTFALL RØRVIK – ÅRSANDØY

Tabell F.5 Ingen produksjonsutkobling

Strekning		P [MW]	Q [MAVr]	Belastning
Fra	Til			
Kolsvik	Årsandøy	-2,8	-1,5	3,6 %
Årsandøy	Rørvik	-	-	-
Ytre Vikna	Rørvik	39,0	-8,1	58,8 %
Rørvik	Strand	31,6	-14,3	69,9 %
Strand	Saltbotn	82,3	-18,2	93,3 %
Abelvær	Strand	55,0	-5,2	93,5 %
Saltbotn	Salsbruket	74,6	-25,3	87,1 %
Salsbruket	Høylandet	81,2	-9,8	91,7 %
Høylandet	Fiskumfoss	75,9	-23,5	90,2 %
Fiskumfoss	Namsos	114,9	-18,5	170,4 %

Tabell F.6 Utkobling Ytre Vikna

Strekning		P [MW]	Q [MAVr]	Belastning
Fra	Til			
Kolsvik	Årsandøy	-2,8	-1,5	3,6 %
Årsandøy	Rørvik	-	-	-
Ytre Vikna	Rørvik	0,0	0,0	0,0 %
Rørvik	Strand	-6,3	-3,4	14,7 %
Strand	Saltbotn	45,3	-11,7	51,8 %
Abelvær	Strand	55,0	-10,8	94,9 %
Saltbotn	Salsbruket	39,6	-11,1	45,5 %
Salsbruket	Høylandet	48,0	-10,4	54,3 %
Høylandet	Fiskumfoss	44,7	-16,1	52,6 %
Fiskumfoss	Namsos	88,1	-18,2	128,4 %

Tabell F.7 Utkobling Hundhammerfjellet

Strekning		P [MW]	Q [MAVr]	Belastning
Fra	Til			
Kolsvik	Årsandøy	-2,8	-1,5	3,6 %
Årsandøy	Rørvik	-	-	-
Ytre Vikna	Rørvik	39,0	0,1	57,6 %
Rørvik	Strand	31,6	6,0	64,1 %
Strand	Saltbotn	28,6	-15,8	36,1 %
Abelvær	Strand	0,0	0,0	0,0 %
Saltbotn	Salsbruket	23,3	-13,6	29,8 %
Salsbruket	Høylandet	32,0	-17,7	40,4 %
Høylandet	Fiskumfoss	29,3	-21,3	40,1 %
Fiskumfoss	Namsos	70,0	-11,2	104,6 %

Tabell F.8 Utkobling Fiskumfoss

Strekning		P [MW]	Q [MAVr]	Belastning
Fra	Til			
Kolsvik	Årsandøy	-2,8	-1,5	3,6 %
Årsandøy	Rørvik	-	-	-
Ytre Vikna	Rørvik	39,0	-8,1	58,8 %
Rørvik	Strand	31,6	-14,3	70,0 %
Strand	Saltbotn	82,3	-18,4	93,3 %
Abelvær	Strand	55,0	-5,2	93,5 %
Saltbotn	Salsbruket	74,6	-25,3	87,1 %
Salsbruket	Høylandet	81,3	-9,8	90,6 %
Høylandet	Fiskumfoss	75,9	-23,5	87,9 %
Fiskumfoss	Namsos	73,7	-17,2	111,6 %

F.1.2 UTFALL RØRVIK – STRAND

Tabell F.9 Ingen produksjonsutkobling

Strekning		P [MW]	Q [MAVr]	Belastning
Fra	Til			
Kolsvik	Årsandøy	-27,2	16,1	34,7 %
Årsandøy	Rørvik	-30,1	13,7	48,4 %
Ytre Vikna	Rørvik	39,0	-2,7	57,7 %
Rørvik	Strand	-	-	-
Strand	Saltbotn	51,6	-13,6	59,1 %
Abelvær	Strand	55,0	-16,0	97,0 %
Saltbotn	Salsbruket	45,6	-13,9	52,8 %
Salsbruket	Høylandet	53,8	-14,9	61,8 %
Høylandet	Fiskumfoss	50,2	-21,8	60,6 %
Fiskumfoss	Namsos	90,4	-13,1	134,8 %

Tabell F.10 Utkobling Ytre Vikna

Strekning		P [MW]	Q [MAVr]	Belastning
Fra	Til			
Kolsvik	Årsandøy	9,2	5,3	11,7 %
Årsandøy	Rørvik	6,4	3,6	10,6 %
Ytre Vikna	Rørvik	0,0	0,0	0,0 %
Rørvik	Strand	-	-	-
Strand	Saltbotn	51,6	-13,6	59,1 %
Abelvær	Strand	55,0	-16,0	97,0 %
Saltbotn	Salsbruket	45,6	-13,9	52,8 %
Salsbruket	Høylandet	53,8	-14,9	61,8 %
Høylandet	Fiskumfoss	50,2	-21,8	60,6 %
Fiskumfoss	Namsos	90,4	-13,1	134,8 %

Tabell F.11 Utkobling Hundhammerfjellet

Strekning		P [MW]	Q [MAVr]	Belastning
Fra	Til			
Kolsvik	Årsandøy	-27,2	16,1	34,7 %
Årsandøy	Rørvik	-30,1	13,7	48,4 %
Ytre Vikna	Rørvik	39,0	-2,7	57,7 %
Rørvik	Strand	-	-	-
Strand	Saltbotn	-2,2	-8,8	10,1 %
Abelvær	Strand	0,0	-13,8	23,3 %
Saltbotn	Salsbruket	-7,0	-5,1	9,6 %
Salsbruket	Høylandet	1,9	-8,2	9,3 %
Høylandet	Fiskumfoss	0,1	-9,4	10,4 %
Fiskumfoss	Namsos	41,0	-6,0	61,2 %

Tabell F.12 Utkobling Fiskumfoss

Strekning		P [MW]	Q [MAVr]	Belastning
Fra	Til			
Kolsvik	Årsandøy	-27,2	16,1	34,7 %
Årsandøy	Rørvik	-30,1	13,7	48,4 %
Ytre Vikna	Rørvik	39,0	-2,7	57,7 %
Rørvik	Strand	-	-	-
Strand	Saltbotn	51,6	-13,6	59,1 %
Abelvær	Strand	55,0	-16,0	97,0 %
Saltbotn	Salsbruket	45,6	-13,9	52,8 %
Salsbruket	Høylandet	53,8	-8,8	60,4 %
Høylandet	Fiskumfoss	50,3	-15,4	58,2 %
Fiskumfoss	Namsos	49,3	-13,6	75,5 %