



UiT Norges arktiske universitet

Fakultet for ingeniørvitenskap og teknologi

Optimal bruk av reaktive ressurser

Jan Tore Arnesen

Masteroppgave i Electrical Engineering ELE-3900, mai 2021

Innholdsfortegnelse

1	Innledning.....	1
1.1	Bakgrunn og motivasjon.....	1
1.2	Oppgaven gitt av Statnett	2
1.3	Avgrensninger	3
1.4	Proessen med oppgaven	3
2	Grunnleggende om reaktiv effekt og spenning	5
3	Ledninger og kablers påvirkning på spenningen.....	11
3.1	Høyt belastet ledning	12
3.2	Overføring av reaktiv effekt	13
3.3	Lavt belastet ledning.....	15
3.4	Naturlig belastet ledning.....	16
3.5	Kabler i AC-transmisjonsnett	17
4	Spenningens påvirkning på lasten	18
5	Reaktive ressurser i kraftsystemet.....	21
5.1	Kondensatorbatteri.....	21
5.2	Reaktor.....	23
5.3	Transformator med trinnkobler	24
5.4	Vannkraftverk	29
5.4.1	Fasekompensator	33
5.5	FACTS-enheter.....	34
5.5.1	SVC	34
5.5.2	STATCOM.....	37
5.6	Vindkraftparker	39
5.7	HVDC og Back-to-Back.....	43
5.8	Batteri energilagringssystem	43
6	Regelverk og retningslinjer	44

6.1	Forordningen om systemdrift	44
6.2	Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet	48
6.3	Forskrift om elektriske forsyningsanlegg	50
6.4	Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet	51
6.5	Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet	51
7	Reaktiv tariffing	54
8	Driftsspenninger i kraftsystemet	55
9	Grunnleggende om reaktiv kompensering	56
10	Dagens praktiske håndtering	57
11	Rekkefølge for bruk av reaktive ressurser	63
11.1	Statiske reaktive ressurser	63
11.2	Dynamiske reaktive ressurser	64
11.2.1	Spenningskvalitet	65
11.3	Rangering av reaktive ressurser	67
12	Valg av sted for kompensering	68
12.1	Metode 1: Jacobi matrisen	68
12.2	Metode 2: Impedans matrisen	72
12.3	Forskjeller på metodene	74
13	Eksempelstudier	75
13.1	Analyse av metoder	77
13.2	Valg av type reaktiv ressurs	82
14	Teoretisk optimal bruk	86
14.1	Spenning	86
14.2	Reaktiv effekt	88
14.3	Driftssikkerhet	88
14.4	Tidsbruk og antall operasjoner	89
14.5	Strategiske mål	89

14.6	Strategi	89
15	Taktikk for optimalisering.....	90
16	Optimal operasjonell drift	91
16.1	Nivå 0 – Optimal driftssituasjon	92
16.2	Nivå 1 – Indikatorer fører til tiltak.....	92
16.3	Nivå 2 – Behov for reaktiv kompensering.....	94
16.4	Nivå 3 – Ikke optimal driftssituasjon.....	95
17	Konklusjon	97
18	Forslag til videre arbeid.....	100
19	Referanser.....	101
	Vedlegg 1: Forprosjektet.....	103
	Vedlegg 2: Spørsmålene til undersøkelsen i kapittel 10	103
	Vedlegg 3: Svarene fra undersøkelsen i kapittel 10.....	103
	Vedlegg 4: MATLAB-skript for kapittel 13	103

Tabelliste

Tabell 4.1: Typiske lastmodell parametere [1].....	20
Tabell 6.1: Spenningsintervaller i tilknytningspunktet mellom 110 kV og 300 kV	45
Tabell 6.2: Spenningsintervaller i tilknytningspunktet mellom 300 kV og 400 kV	45
Tabell 6.3: Høyeste tillate spenninger for høyspentnett.....	50
Tabell 6.4: NVF sin inndeling av produksjonsenheter.....	52
Tabell 6.5: Krav som systemansvarlig kan fastsette for kraftparker.....	52
Tabell 6.6: Generelle krav til reaktiv ytelse for kraftparker.....	53
Tabell 10.1: Ønskede spenningsnivåer i transmisjonsnettet	59
Tabell 11.1: Oversikt over reaktive ressurser med kost	67
Tabell 13.1: Oversikt over hele systemet ved utgangspunktet [14]	76
Tabell 13.2: Rangering for hvor kompensering bør gjøres for node 9.....	78
Tabell 13.3: Forskjellige kompenseringssteder sin påvirkning på node 9	80
Tabell 13.4: Impedans på overføringer tilknyttet node 9	81
Tabell 13.5: Rangering for kompensering for node 6	83
Tabell 13.6: Parametere på overføringene tilknyttet node 6	83
Tabell 13.7: Forskjellige kompenseringssteder sin påvirkning på node 6	84

Figurliste

Figur 2.1: Ekvivalent fase for et system med 2 samleskinner.....	5
Figur 2.2: Vektorfremstilling av strøm og spenning [1].	5
Figur 2.3: Aktiv og reaktiv effekt som funksjon av lastvinkelen med $VT = VF$	6
Figur 2.4: Reaktiv effekt som funksjon av spenning på til-enden ved null aktiv effekt [1]	7
Figur 2.5: QT som funksjon av VT for $P = 0$ og for $P > 0$. [1]	8
Figur 2.6: PV diagram for spenning som funksjon av lasten.	10
Figur 3.1: Ledning med aktiv- og reaktiv effektflyt.....	12
Figur 3.2: Vektorfremstilling av strøm og spenning for overføring av aktiv effekt	12
Figur 3.3: Vektorfremstilling av strøm og spenning for overføring av reaktiv effekt.	13
Figur 3.4: Pi-ekvivalent per fase for en overføring.....	15
Figur 3.5: Vektorfremstilling av strøm og spenning i en lav-last situasjon	16
Figur 4.1: Typisk spenningskarakteristikk for aktiv- og reaktiv last	19

Figur 4.2: Påvirkningen transformatorer med trinnkobler har for lastens spenningskarakteristikk [1]	20
Figur 5.1: Kondensatorbatteri tilkoblet til-enden.....	22
Figur 5.2: Vektorfremstilling av strøm og spenning ved bruk av kondensatorbatteri	22
Figur 5.3: Fasekompensering med kondensator.....	23
Figur 5.4: Pi-ekvivalent med reaktor tilkoblet til-enden.....	24
Figur 5.5: Vektorfremstilling for strøm og spenning ved bruk av reaktor.....	24
Figur 5.6: Ordinær trafo med 2 spoler i (a) og autotransformator i (b) [1].....	25
Figur 5.7: Prinsippkisser for en (a) reaktans type- og en (b) resistans type trinnkobler. [1]..	26
Figur 5.8: "Selector switch type" trinnkobler. [1].....	28
Figur 5.9: Forenklet enlinjeskjema av synkronmaskinen [7].....	30
Figur 5.10: Kapabilitetsdiagram for synkrongenerator	31
Figur 5.11: $V(Q)$ karakteristikk for en synkronmaskin når (a) $P = 0$ og (b) $P \neq 0$ [1].....	33
Figur 5.12: Vektorfremstilling av strøm og spenning for fasekompensator [7].....	34
Figur 5.13: Eksempel på oppbygningen av et SVC-anlegg	36
Figur 5.14: $V(Q)$ karakteristikk for en SVC [1].....	37
Figur 5.15: Oppbygningen av en STATCOM basert på VSC.....	38
Figur 5.16: $V(I)$ og $V(Q)$ karakteristikk for STATCOM [1]	39
Figur 5.17: Vindturbin med dobbeltmatet asynkronmaskin [1].....	40
Figur 5.18: Vindturbiner med fullt dimensjonert omformersystem [1]	41
Figur 5.19: Kapabilitetsdiagram for en vindpark med VSC-omformersystem.....	42
Figur 5.20: Batteri energilagringssystem med VSC-omformersystem	43
Figur 6.1: Nettkodene utarbeidet av ENTSO-E [8].....	44
Figur 8.1: Spenningsprofiler ved 3 forskjellige nett med 132 kV systemspenning	55
Figur 9.1: Prinsipielt flytskjema for reaktiv kompensering	56
Figur 13.1: IEEE 24 RTS [13]	75
Figur 13.2: Økt last til 300 MW og 100 MVar på node 9.....	79
Figur 13.3: 50 MVar kondensatorbatteri på node 4	80
Figur 13.4: Node 6 med og uten reaktor	82
Figur 13.5: Kompensering for spenning på node 6.....	85
Figur 16.1: Flytskjema for fremgangsmåte	91
Figur 16.2: Karakteristikk for en STATCOM.....	95

Forkortelser og begreper

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators.
AC-nett	Kraftsystem med vekselstrøm.
AVR	Automatic voltage regulation
Back-to-back	Samme som HVDC, bortsett fra at likeretter og vekselretter er lokalisert på samme sted. Omformersystemet gjør det mulig å kontrollere aktiv effektlyt. Det kan også bidra med reaktiv kompensering på begge sider.
Direktiv (fra EU)	En rettsakt som er bindende, men nasjonale myndigheter kan avgjøre hvordan direktivets bestemmelser skal gjennomføres i nasjonal rett.
Distribusjonsnett	Den delen av distribusjonsnettet som overfører og fordeler strømmen helt til sluttbrukerne, og har spenning opp til 22 kV.
Driftssikkerhet	Driftssikkerhet handler om kraftsystemets evne til å motstå driftsforstyrrelser uten at det blir avbrudd, frekvensavvik eller spenningsavvik.
Driftssentralsystem	SCADA-systemet på driftssentralen som har modellert kraftsystemet og viser alle målinger og alarmer. Alle koblinger og reguleringer i kraftsystemet som gjøres fra driftssentralen gjøres med dette systemet.
Driftsspenning	Spenningen et nett driftes med.
DSO	Distribution System Operators er aktørene som driver distribusjonsnettet (og regionalnettet).
Effektfaktor	Cosinus til vinkelen mellom strømmen og spenningen i en vekselstrøm.
Energiloven	Lov av 29. juni 1990, og omhandler produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi.
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity.
Forordning (fra EU)	En lov som gjelder umiddelbart i EU-landene, uten at de først må tas inn i nasjonal lovgivning. I Norge må forordninger gjennomføres i nasjonal rett.

Forsyningskvalitet	Kvaliteten på den elektriske energien som leveres til sluttbruker.
Forsyningssikkerhet	Sikkerheten for at sluttbrukeren alltid får levert elektrisk energi.
Frekvensregulering	Bud som blir aktivert i regulerkraft-markedet for å få et mindre frekvensavvik.
HVDC	Omformersystem som likeretter vekselstrømmen for å transportere den mer effektivt til et annet sted der en omformer vekselretter den. Gjør det mulig å kontrollere aktiv effektflyt, og noen kan også bidra med reaktiv kompensering på begge sider.
KILE	Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi - er en rapporteringsordning i kraftforsyningen som har til hensikt å gi NVE riktig grunnlag for å kunne fastsette inntektsrammer for det enkelte nettselskap.
Koblingsbilde	Koblingsbilde forklarer hvor nettet er delt for å ivareta en sikker systemdrift.
Kraftsystem-analyseverktøy	Et verktøy som brukes for å gjøre lastflytsanalyser. Blir også kalt simuleringsverktøy, lastflytsløser og lastflytsberegner.
Last	Last er ofte referert til som selve forbruket, men kan også brukes når det snakkes om belastningen av overføringsnettet, eller et område kan bli modellert med en last som dekker både produksjon og forbruket i det området.
Netteier, nettselskap	En virksomhet som har konsesjon til å bygge og drive et strømnnett.
Nettkode	Utdypende lovtekster og retningslinjer fra EU.
Nettkunde	En som er tilknyttet strømnettet. Både forbrukere og produsenter er kunder hos nettselskap.
NVE	Norges vassdrags og energidirektorat.
OLTC	On load tap changer.
PCS	Power Conditioning System
Regionalnett	Regionalnett er en fellesbetegnelse på overføringsnett som ligger mellom distribusjonsnettet og sentralnettet, og har et spenningsnivå på 33 kV til 132 kV.
RME	Reguleringsmyndigheten for energi.
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition.

SGU	Significant Grid User – Relevant/betydelig nettkunde. Begrep som er benyttet i europeisk regelverk.
SIL	Surge impedance load.
Snitt	To eller flere nettkomponenter (ledninger og transformatorer) som sammen utgjør en flaskehals.
SOGL	Forordning om systemdrift ("System Operations Guideline")
Sparse matrise	En matrise som inneholder mest tallet null.
Spenningsstabilitet	Spenningsstabilitet i kraftsystemet er definert som evnen for å opprettholde akseptable spenninger på alle noder i systemet under normal tilstand og etter å ha blitt utsatt for en forstyrrelse.
Spesialregulering	Bud som blir aktivert i regulerkraft-markedet pga. flaskehalshåndtering eller andre driftskritiske behov, f.eks. bidra til reaktiv kompensering.
STATCOM	Static Compensator
SVC	Static VAr Compensator.
Trafo	Transformator
TSO	Transmission System Operator.
Transmisjonsnett	Binder sammen store produsenter og forbrukere i et landsdekkende system. Vanligvis 300 eller 420 kV, men i enkelte deler av landet inngår også linjer på 132 kV.
Tredje energimarkedspakke	EUs tredje energimarkedspakke inneholder felles regler for strøm og gass, og skal skape et samlet marked for dette i Europa.

Sammendrag

God kontroll av reaktiv effekt er en helt nødvendig del av et velfungerende kraftsystem. Reaktiv effekt er funksjon av spenning og lastvinkel, men er i størst grad påvirket av spenningen under normale forhold. Det finnes mange forskjellige reaktive ressurser i kraftsystemet, og de har forskjellige egenskaper og karakteristikk. Statiske reaktive ressurser er kondensatorbatterier, reaktorer og transformator med trinnkobler. Vanlige dynamiske reaktive ressurser er vannkraftverk, fasekompensator, vindkraftparker og FACTS-enheter. Dynamiske reaktive ressurser kan kompensere med reaktiv effekt i løpet av få millisekunder.

Det ligger flere regelverk til grunn for spenningsregulering og kontroll av reaktiv effekt, og med tredje energimarkedspakke har det kommet europeiske forordninger i form av nettkoder med ytterligere krav om kontroll.

Det er i denne oppgaven fremskaffet to forskjellige metoder som kan gi en rangering for hvor reaktiv kompensering bør gjøres. Metode 1 er basert på å bruke delen av Jacobi-matrisen som inneholder informasjon om forholdet mellom reaktiv effekt og spenning, og videre invertere denne for å gi informasjon om hvordan endring i reaktiv effekt et sted påvirker spenningen et annet sted i systemet. Metode 2 er basert på å bruke impedansmatrisen som inneholder informasjon om forholdet mellom strøm og spenning, og videre bruke dette for å si hvor mye endring i en reaktiv strømkomponent et sted påvirker spenningen et annet sted i systemet.

Eksempelstudiene viser at begge metodene gir nyttig informasjon, men at de i enkelte tilfeller inneholder feilinformasjon. Eksempelstudiene er gjort med Matpower, og IEEE 24 RTS er brukt som testsystem. Årsaken til at metodene kan inneholde feilinformasjon kan være hvordan impedansmatrisen er bygget i Matpower, at Jacobi-matrisen kun er linearisert rundt et arbeidspunkt, eller at spenningsstatikken er veldig lav for generatorene i testsystemet da de ikke er modellert med reaktans.

Det er kommet frem til at det er tre indikatorer som tilsier om det er en optimal situasjon med hensyn til bruk av reaktive ressurser. Disse tre indikatorene er om det er en høy driftsspenning, om det er lavest mulig reaktiv effektflyt og om dynamiske reaktive ressurser er i reaktiv balanse. Det er laget en fremgangsmåte for den operasjonelle driften for hvordan reaktive ressurser kan brukes optimalt med hensyn til indikatorene, og denne er presentert i et flytskjema.

Abstract

Control of reactive power is a necessary part of a well-functioning power system. Reactive power is a function of voltage and load angle but is most affected by the voltage under normal conditions. There are many different reactive resources in the power system, and they have different properties and characteristics. Static reactive resources are capacitors, reactors, and transformers with OLTC. Common dynamic reactive resources are hydropower plants, synchronous condenser, wind farms and FACTS units. Dynamic reactive resources can compensate with reactive power within a few milliseconds.

Several regulations form the basis for voltage regulation and control of reactive power, and with the third energy market package, European regulations have been introduced in the form of grid codes with additional requirements for control.

In this thesis, two different methods have been provided that can provide a ranking for how reactive compensation should be made. Method 1 is based on using the part of the Jacobi matrix that contains information about the relationship between reactive power and voltage, and further inverting this matrix to provide information about how change in reactive power somewhere affects the voltage elsewhere in the system. Method 2 is based on using the impedance matrix that contains information about the relationship between current and voltage, and further using this to provide information of how much change in a reactive current component somewhere affects the voltage elsewhere in the system.

The example studies show that both methods provide useful information, but that in some cases they contain incorrect information. The sample studies were done with Matpower, and IEEE 24 RTS was used as a test system. The reason why the methods may contain incorrect information may be how the impedance matrix is built in Matpower, or that the Jacobi matrix is only linearized around a working point, or that the voltage statics are very low for the generators in the test system as they are not modeled with reactance.

It has been concluded that there are three indicators that indicate whether there is an optimal situation regarding the use of reactive resources. These three indicators are whether there is a high operating voltage, whether there is the lowest possible reactive power flow and whether dynamic reactive resources are in reactive balance. A procedure has been drawn up for the operational operation for how reactive resources can be used optimally regarding the indicators, and this is presented in a flow chart.

Forord

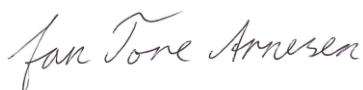
Masteroppgaven er den avsluttende delen av masterstudiet Electrical Engineering ved Universitetet i Tromsø avdeling Narvik, og utgjør 30 av totalt 120 studiepoeng. Oppgaven er gitt av Statnett, og dreier seg om å se på hvordan reaktiv kompensering i kraftsystemet gjøres på en optimal måte.

Jeg ønsker å rette en stor takk til Steinar Svarte som har vært min veileder fra UiT. Jeg vil også rette en stor takk til Jan Åge Walseth, Vegar Storvann og Mats-Robin Jacobsen, som har laget denne oppgaven og fungert som veiledere i Statnett. Vi har hatt regelmessige prosjektmøter, og de har alle bistått med utmerket veiledning og nyttige diskusjoner gjennom hele prosessen med denne oppgaven.

Jeg ønsker også å rette en takk til Statnett som arbeidsgiver og mine kolleger på driftssentralen, som har vært hjelpsom og tilpasningsvillig når det har vært nødvendig. Jeg setter pris på svarene som ble gitt på spørreundersøkelsen, og disse har gitt mye verdifull informasjon til denne oppgaven.

Til slutt vil jeg rette en særlig takk til min kone Anne Helene, som har støttet meg og trådt til hjemme slik at jeg har kunnet gjennomføre denne utdanningen.

Alta, 15. mai 2021



Jan Tore Arnesen

1 Innledning

Denne oppgavens hovedmålsetning har vært å se på hvordan reaktiv kompensering kan gjøres på en optimal måte. Det er Statnetts operatører på driftssentralene som utfører den reaktive kompenseringen i transmisjonsnettet, og dette gjøres basert på en stor del erfaring som er opparbeidet i miljøene gjennom mange år.

For å få det nødvendige teoretiske grunnlaget for hvordan reaktiv effekt og spenning fungerer i kraftsystemet, så er det innledningsvis i denne rapporten beskrevet teorien om dette og de forskjellige reaktive ressurser som finnes. Det er også beskrevet hvilke regelverk som stiller krav til utførelsen av reaktiv kompensering, og hvilke krav som stilles til reaktive ressurser. For å fremskaffe informasjon om hvordan den praktiske håndteringen av reaktiv kompensering fungerer i dag, så er det gjennomført en spørreundersøkelse av operatører på en driftssentral i Statnett.

Reaktive ressurser er kategorisert og det er laget en rekkefølge for hvordan de bør brukes. Det er fremskaffet to metoder som kan benyttes for å gi en rangering for hvor kompensering bør gjøres. Disse metodene er testet i eksempelstudier som er gjort med simuleringsverktøyet Matpower.

Det er beskrevet hva som er teoretisk optimal bruk av reaktive ressurser, og det er kommet frem til en taktikk som bør følges for å oppnå strategiske mål. Basert på hva som er teoretisk optimalt og praktiske hensyn, er det avslutningsvis laget en fremgangsmåte for hvordan det bør ageres når driftssituasjonen ikke er optimal, med hensyn til tre indikatorer for intervensjon.

1.1 Bakgrunn og motivasjon

Bakgrunnen for denne oppgaven var å se på om dagens praktisering av reaktiv kompensering kunne forbedres. Reaktiv kompensering er noe som gjøres med jevne mellomrom av operatører på driftssentral. Det kan tenkes at dette ikke alltid blir utført på teoretisk optimal måte, noe som kan føre til dårligere effektivitet, dårligere leveringskvalitet og lavere forsyningssikkerhet. Behovet var derfor å finne ut hva som er teoretisk optimalt, og basert på både praksis og teori se om reaktiv kompensering kunne forbedres.

1.2 Oppgaven gitt av Statnett

Spenningsprofilen i dagens kraftsystem er et resultat av manuelle justeringer av settpunktspenning fra driftssentralene for å opprettholde normale driftsspenninger. Dette fører ikke nødvendigvis til en teoretisk optimal bruk av de reaktive ressursene i kraftsystemet, og kan føre til "unødvendig" utveksling av reaktiv effekt i systemet.

Oppgaven omfatter følgende deloppgaver:

1. Et litteraturstudium for å finne teoretisk optimale strategier for bruk av reaktive ressurser.
2. Undersøke dagens praksis for bruk av reaktive ressurser blant operatører på Regionsentral Nord. Dette skal gjennomføres som en spørreundersøkelse/intervju.
3. Etablere en kostfunksjon for å fastsette hva som bestemmer dagens praksis (indikatorer for intervensjon, tidsbruk for regulering, antall steg i optimering, tap i nettet, etc.).
4. Sammenlikning av teori og praksis for å finne hvor disse skiller.
5. Foreslå en hybrid metode som tar hensyn til både teoretisk og praktisk kostfunksjon. Se om et rådgivningssystem kan forbedre bruk av reaktive ressurser, og eventuelt foreslå et rammeverk for et slikt rådgivningssystem. Metoden skal valideres på et lite testsystem.

Den endelige metoden skal prøves ut på en modell av et faktisk kraftsystem. Med den nye 420 kV-ledningen Balsfjord-Skillemoen vil vi ha to parallelle nettnivåer, 132- og 420 kV, med hver sine reaktive ressurser. På 420 kV har vi store trinnbare reaktorer, SVS-anlegg og en fasekompensator, mellom spenningsnivåene er det flere store trinnbare transformatorer og på 132 kV-nivå er det tilknyttet en rekke store kraftverk (Kvitfjell/Raudfjell, Skibotn, Guolas). En utfordring vil bli å finne en optimal strategi for bruk av de reaktive ressursene, gitt forskjellige driftspunkt.

1.3 Avgrensninger

Matpower har blitt brukt som simuleringsverktøy for lastflytsberegningene i denne oppgaven. Det er et forholdsvis enkelt simuleringsverktøy til å utføre statiske lastflytsanalyser, og var tenkt at skulle være godt egnet for denne oppgaven. Det har ikke blitt laget modeller av et virkelig kraftsystem, eller brukt andre simuleringsverktøy slik som PSSE der Statnett har ferdige modeller av kraftsystemet. Dette ville krevd en del tid og ressurser, og har derfor ikke blitt prioritert som nødvendig for denne oppgaven.

Det har ikke blitt laget kostfunksjoner for reaktiv kompensering. Dette vil kreve å lage kostfunksjon, med kost for reaktive ressurser, kost for avstand til kompenseringssted kost for spenning og reaktiv effekt osv.

Avgrensningene som er gjort er tatt med i kapittel 18 som forslag til videre arbeid.

1.4 Prosessen med oppgaven

Varigheten til masteroppgaven er i år blitt redusert i forhold til tidligere år. Dette har gjort det ekstra utfordrende å få tid til alt som har vært ønskelig å oppnå. Arbeidet startet opp i uke 1 dette året. De to første ukene ble brukt til et forprosjekt, der det ble laget en utvidet beskrivelse av oppgaven og en fremdriftsplan. Det ble bestemt at det skulle bli gjennomført prosjektmøte annenhver uke gjennom hele prosessen. Oppgaven ble delt inn i totalt 5 prosjektfaser, der tiden som var brukt til forprosjektet var definert som prosjektfase 0. Forprosjektet er i sin helhet lagt ved som vedlegg 1.

Prosjektfase 1 hadde varighet fra uke 3 – 6, og det ble i denne fasen startet med en litteraturstudie om reaktiv effekt og spenning. Det ble også gjort studier og egenopplæring i bruk av simuleringsverktøyet Matpower, og det ble laget en spørreundersøkelse til operatørene på en driftssentral i Statnett. Et viktig moment i denne prosjektfasen var å se om Matpower var egnet til eksempelstudiene som var ønskelig å gjøre i denne oppgaven, eller om det var behov for å finne et annet simuleringsverktøy.

Prosjektfase 2 hadde planlagt varighet fra uke 7 – 13, men arbeidet i denne fasen tok lengre tid enn opprinnelig planlagt, slik at denne prosjektfasen har overlappet prosjektfase 3. Det ble arbeidet videre med litteraturstudiet. Det ble beskrevet egenskaper og karakteristikk til alle

de forskjellige reaktive ressursene. Videre ble denne informasjonen brukt for å lage en rekkefølge for bruk av reaktive ressurser. Informasjonen fra spørreundersøkelsen ble bearbeidet og oppsummert, og denne viste seg å gi mye nyttig informasjon om hvordan den praktiske håndteringen fungerer i dag. Det viste seg dermed at det ikke var behov for å gjennomføre flere undersøkelser eller intervjuer.

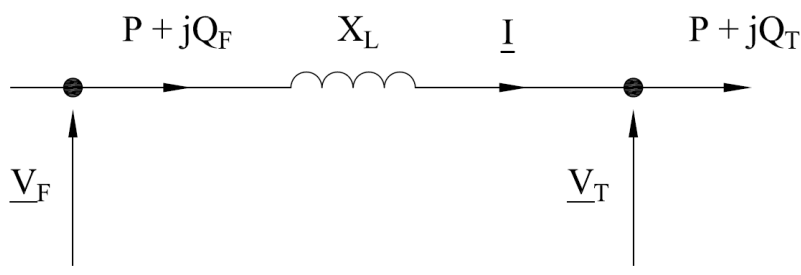
Det har blitt brukt en del tid på å forsøke å finne teori og tidligere arbeid som omhandler rådgivningssystemer eller kostfunksjoner for optimal bruk av reaktive ressurser, men dette ga dessverre for få resultater. Videre ble det avdekket at den inverse av Jacobi-matrisen ga informasjon om hvor mye en endring i reaktiv effekt et sted, påvirket spenningen et annet sted. En av veilederne fra Statnett viste også til hans tidligere masteroppgave, der impedansmatrisen var brukt for å gi informasjon om hvor mye en endring i strømmen et sted, ville påvirke spenningen et annet sted. Dette ble arbeidet videre med og brukt i eksempelstudiene.

Prosjektfase 3 hadde planlagt varighet fra uke 14 – 16. Denne fasen har bestått i å utarbeide hva som er teoretisk optimal bruk av reaktive ressurser. Det er laget en taktikk som bør følges for å nå de strategiske målene. Deretter ble det laget retningslinjer på operasjonelt nivå, for hvordan operatører bør agere når en indikator tilsier at noe ikke er optimalt.

Prosjektfase 4 hadde planlagt varighet i uke 17 – 19, og har bestått i å gjøre ferdig gjenstående arbeid og ferdigstilling av rapporten.

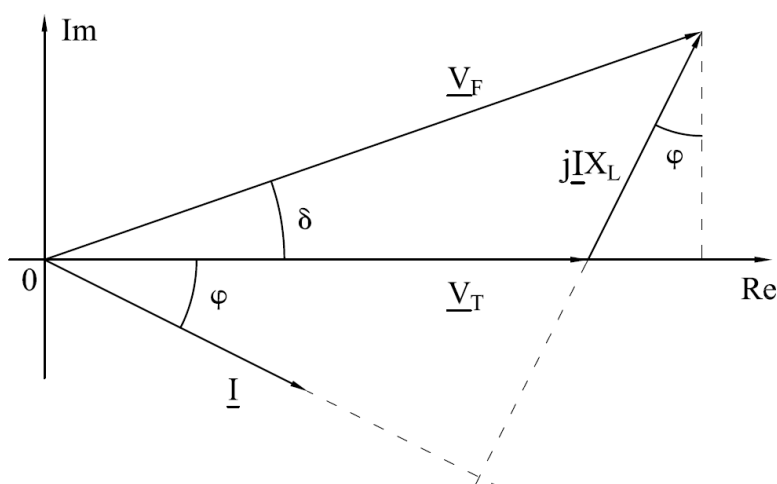
2 Grunnleggende om reaktiv effekt og spenning

Kraftsystemet er en komplisert mekanisme, og for å kunne forstå grunnleggende forhold kan man ta for seg 2 samleskinner som vist på Figur 2.1. \underline{V}_F og \underline{V}_T er spenningsvektorene på samleskinnene i respektive fra-enden og til-enden. Det er i eksemplene som vises antatt at \underline{V}_F er konstant og stiv. X_L er den induktive serie-reaktansen til overføringen. Det er en tapsfri overføring der serie-resistansen og parallell-konduktans er ignorert, og dermed er $P_F = P_T = P$. Som forenkling er også parallell-susceptans ignorert. Spenningene er fasespenninger og P , Q_F og Q_T er en-fase aktiv- og reaktive effekter.



Figur 2.1: Ekvivalent fase for et system med 2 samleskinner.

Figur 2.2 er en vektorfremstilling av strøm og spenning for dette systemet. Ved å dekomponere $j\underline{I}X_L$ oppnås to sammenhenger: $IX_L \cos \varphi = V_F \sin \delta$ og $IX_L \sin \varphi = V_F \cos \delta - V_T$.



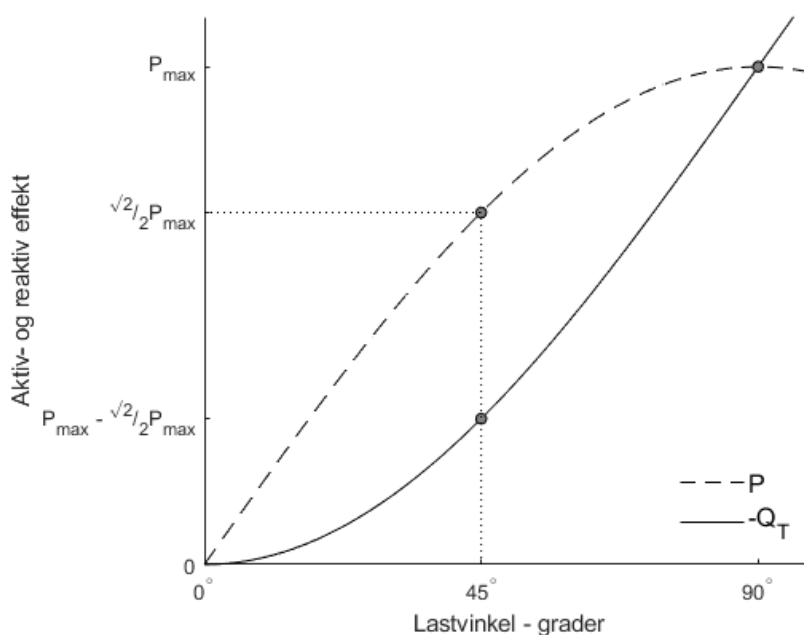
Figur 2.2: Vektorfremstilling av strøm og spenning [1].

Dette gir formel (2.1) for aktiv effekt og (2.2) for reaktiv effekt. Både aktiv- og reaktiv effekt er begge funksjoner av spenningene i fra- og til-enden, samt lastvinkelen δ som er vinkelforskjellen mellom disse spenningene.

$$P = V_T I \cos\varphi = V_T \frac{IX_L \cos\varphi}{X_L} = \frac{V_F V_T}{X_L} \sin\delta = P_{maks} \sin\delta \quad (2.1)$$

$$Q_T = V_T I \sin\varphi = V_T \frac{IX_L \sin\varphi}{X_L} = \frac{V_F V_T}{X_L} \cos\delta - \frac{V_T^2}{X_L} \quad (2.2)$$

Figur 2.3 viser P og $-Q_T$ som funksjon av lastvinkelen δ der spenningene i fra- og til-enden er holdt like, dvs. $V_T = V_F$. Q_F er konstant lik null for dette eksempelet. Maksimal overføring av aktiv effekt inntreffer ved en lastvinkel på 90° , og da vil $P = -Q_T = P_{maks}$. Årsaken til at $-Q_T$ øker når lastvinkelen øker er at ledningens induktans X_L trekker mer reaktivt effekt, og Q_T må da være kapasitiv og levere denne reaktive effekten for å opprettholde $V_T = V_F$.



Figur 2.3: Aktiv og reaktiv effekt som funksjon av lastvinkelen med $V_T = V_F$.

I virkeligheten er vanligvis lastvinkelen aldri større enn omtrent 45° på tvers av stive punkter i transmisjonsnettet for å sikre en stabil tilstand [2]. En ser tydelig at for små lastvinkler så øker aktiv effekt betraktelig mer for en økning i vinkelen enn det reaktiv effekt gjør, og for 45° så er aktiv effekt ca. 70% av P_{maks} og reaktiv effekt ca. 30% av P_{maks} . I virkeligheten ville også

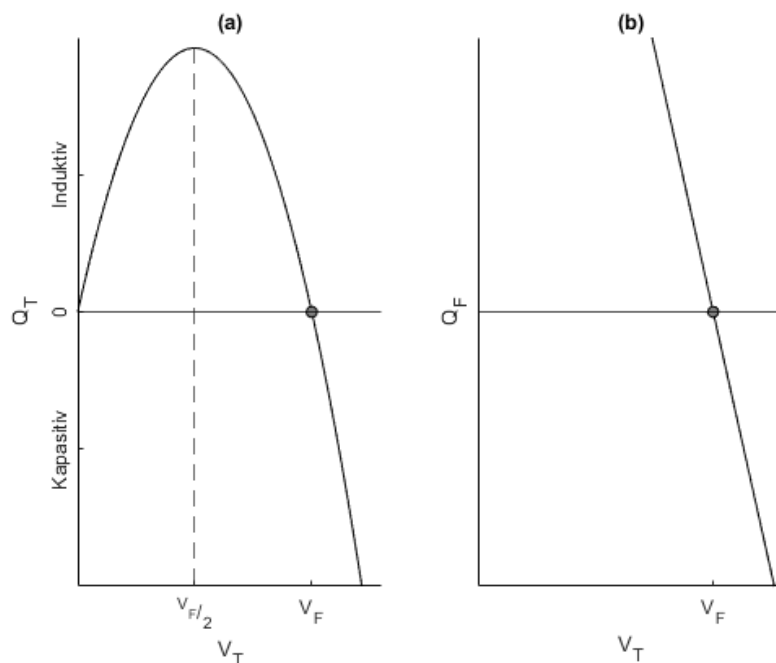
reaktiv effekt vært mindre på grunn av overføringens parallell-susceptans. En kan trekke en konklusjon at aktiv effekt er sterkt knyttet til lastvinkelen, mer enn reaktiv effekt.

Formel (2.3) og (2.4) viser Q_T og Q_F for tilfeller der lastvinkelen og dermed også aktiv effekt er liten. En ser da tydelig at den reaktive effekten er sterkt knyttet til spennings-amplitudene, og flyter fra siden med høyest spenning til siden med lavest spenning.

$$Q_T \approx \frac{V_F V_T}{X_L} - \frac{V_T^2}{X_L} \quad (2.3)$$

$$Q_F \approx \frac{V_F^2}{X_L} - \frac{V_F V_T}{X_L} \quad (2.4)$$

Figur 2.4 (a) viser Q_T som funksjon av V_T . Maks reaktiv effekt vil inntreffe når spenningen i til-enden er halvparten av spenningen i fra-enden. Det er ikke en realistisk situasjon i kraftsystemet da spenningene i begge ender i normalsituasjoner vil være ganske like. En kan se at når spenningene er helt like så er $Q_T = 0$. Hvis Q_T da blir mer kapasitiv så øker V_T , og hvis Q_T blir mer induktiv så avtar V_T . Figur 2.4 (b) viser Q_F som funksjon av V_T , og en kan se at det er en lineær funksjon.



Figur 2.4: Reaktiv effekt som funksjon av spenning på til-enden ved null aktiv effekt [1]

Når den aktive effekten øker så vil IX_L også øke og føre til at overføringen trekker mer reaktiv effekt. Figur 2.4 (b) viser at denne reaktive effekten må leveres ved å øke Q_F hvis Q_T er konstant. Hvis V_F da skal holdes konstant så må V_T reduseres. Hvis denne reduksjonen i V_T er uakseptabel så må det ifølge Figur 2.4 (a) kompenseres med å redusere Q_T på en måte, for eksempel med å introdusere en form for reaktiv kompensering. [1]

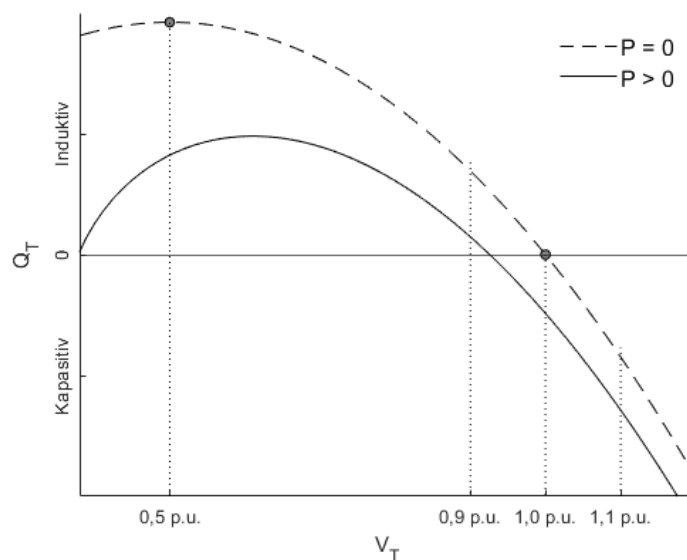
Ved å kombinere formel (2.1) og (2.2), og bruke forholdet $\sin^2 \delta + \cos^2 \delta = 1$, så kan lastvinkelen elimineres. Dette gir

$$\left(\frac{V_F V_T}{X_L}\right)^2 = P^2 + \left(Q_T + \frac{V_T^2}{X_L}\right)^2 \quad (2.5)$$

og løser med hensyn på Q_T gir så

$$Q_T = \sqrt{\left(\frac{V_F V_T}{X_L}\right)^2 + P^2} - \frac{V_T^2}{X_L} \quad (2.6)$$

Figur 2.5 illustrerer Q_T i to forskjellige forhold der V_F er referansespenningen merket med 1,0 p.u. 0,9- og 1,1 p.u. er også merket for å vise et område som kan være normalt for V_T . Den stiplede grafen viser Q_T som funksjon av V_T der $P = 0$, dvs. samme som i Figur 2.4 (a). Det kan man og se ved å sammenligne formel (2.3) og (2.6) for $P = 0$.



Figur 2.5: Q_T som funksjon av V_T for $P = 0$ og for $P > 0$. [1]

Den heltrukne grafen viser Q_T som funksjon av V_T der $P > 0$, og P er antatt som ideelt stiv og uavhengig av spenningen. En ser at den heltrukne grafen er forskjøvet nedover og mot høyre, og har fått et topp-punkt for en høyere V_T enn 0,5 p.u. En kan også se på den heltrukne grafen at når $Q_T = 0$, så vil spenningen V_T være mindre enn 1,0 p.u. For å opprettholde $V_T = V_F$ så er det nødvendig at Q_T er kapazitiv, dvs. at det går en reaktiv effekt mot til-enden.

Videre kan skrive om formel (2.5) til en kvadratisk ligning med hensyn på V_T^2 [3]:

$$(V_T^2)^2 + (2X_L Q_T - V_F^2)V_T^2 + X_L^2(P^2 + Q_T^2) = 0 \quad (2.7)$$

$$V_T^2 = \frac{V_F^2}{2} - X_L Q_T \pm \sqrt{\frac{V_F^4}{4} - X_L^2 P^2 - X_L V_F^2 Q_T} \quad (2.8)$$

Skriver med hensyn på V_T og bruker forholdet $Q_T = P \tan \varphi$ for å inkludere Q_T i P , som en last med en gitt effektfaktor:

$$V_T = \sqrt{\frac{V_F^2}{2} - X_L P \tan \varphi \pm \sqrt{\frac{V_F^4}{4} - X_L^2 P^2 - X_L V_F^2 P \tan \varphi}} \quad (2.9)$$

Utvider (2.9) med et uttrykk for reaktiv effekt fra et kondensatorbatteri Q_{KB} :

$$V_T = \sqrt{\frac{V_F^2}{2} - (X_L(P \tan \varphi + Q_{KB})) \pm \sqrt{\frac{V_F^4}{4} - X_L^2 P^2 - (X_L V_F^2(P \tan \varphi + Q_{KB}))}} \quad (2.10)$$

Ligningene i (2.9) og (2.10) kan presenteres med verdier i per-unit med spenningen- og kortslutningseffekten i fra-enden som baseverdier [1]:

$$v_T = \frac{V_T}{V_F}, \quad p = P / \frac{V_F^2}{X_L} \quad \text{og} \quad q_{KB} = Q_{KB} / \frac{V_F^2}{X_L} \quad (2.11)$$

Ligningen i (2.12) er funksjon for spenningen uten reaktiv kompensering:

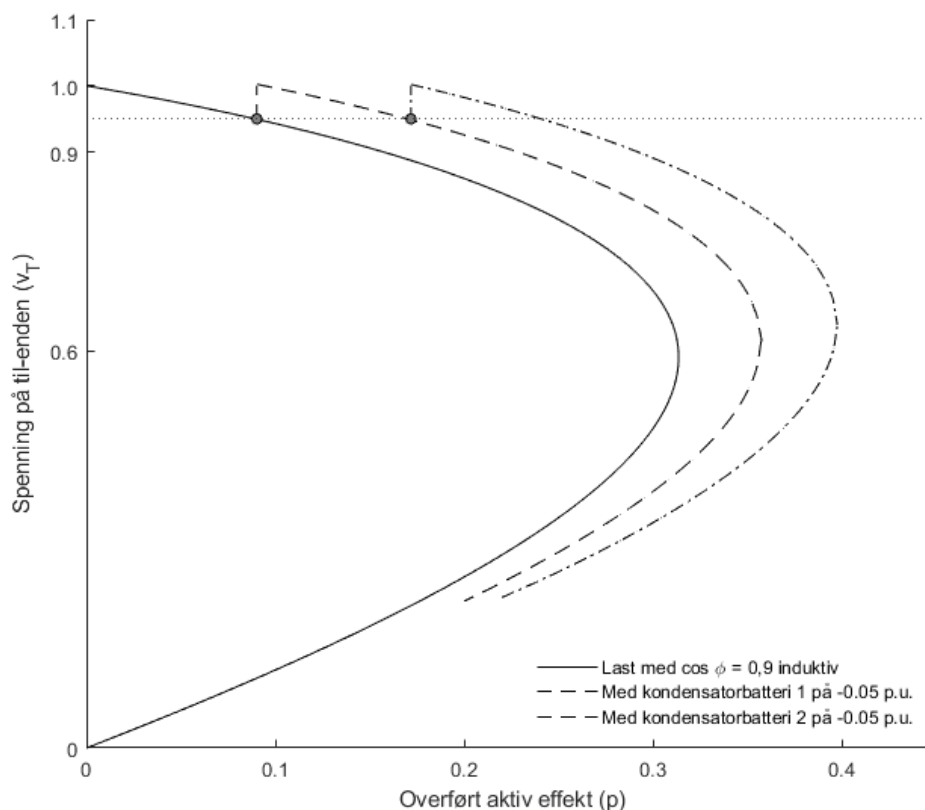
$$v_T = \sqrt{\frac{1}{2} - p \tan \varphi \pm \sqrt{\frac{1}{4} - p^2 - p \tan \varphi}} \quad (2.12)$$

og ligningen i (2.13) er funksjon for spenningen med bruk av reaktiv kompensering:

$$v_T = \sqrt{\frac{1}{2} - (p \tan \varphi + q_{KB}) \pm \sqrt{\frac{1}{4} - p^2 - (p \tan \varphi + q_{KB})}} \quad (2.13)$$

Fra ligningen i (2.12) er PV-kurven for last med effektfaktor 0,9 induktivt presentert i Figur 2.6. På grunn av den karakteristiske formen er PV-kurver kalt nesekurver. Ligning (2.13) gir grafene for innkobling av kondensatorbatteri KB1 og KB2. Innkobling skjer ved en spenning på 0,95 p.u. og innkoblingsøyeblikkene er merket med prikker. Det kommer frem i illustrasjonen hvordan spenningen økes, og det kan tillates mer last når kondensatorbatterier blir koblet inn. Lasten og kondensatorbatteriene er antatt som uavhengig av spenningen i dette eksempelet, dvs. de er ideelt stive. Spenningen i fra-enden er konstant.

PV-kurver brukes i sammenhenger med analyse av spenningsstabilitet, der den øverste delen av kurvene, dvs. der spenningen er høyest, er den stabile delen. Tuppen av kurvene representerer maksimal overføring av aktiv effekt. Det er når ligningene i (2.12) og (2.13) bare har en løsning, og det er når den innerste roten i uttrykkene blir null. [1] og [4]



Figur 2.6: PV diagram for spenning som funksjon av lasten.

3 Ledninger og kablers påvirkning på spenningen

Transmisjonsnett i Norge består av systemspenningene 420 kV, 300 kV og 132 kV, og er hovedsakelig luftledninger.

Høyspentoverføringer beskrives av 4 elektriske parametere, som er serieresistans, serieinduktans, parallell-konduktans og parallell-susceptans. Høyspent luftledninger og høyspentkabler har de samme parameterne, men med helt forskjellige verdier.

Serieinduktansen, eller den induktive seriereaktansen øker når avstanden mellom fasene øker, men går samtidig ned når tverrsnittet på lederne øker. Serieresistansen går også ned når tverrsnittet øker. Forholdet mellom reaktans og resistans øker dermed når systemspenningene øker. For høyspentledninger så er seriereaktansen vanligvis mye større enn serieresistansen, og enkle lastflytberegninger blir ofte gjort med ekvivalenter bestående av bare seriereaktansen.

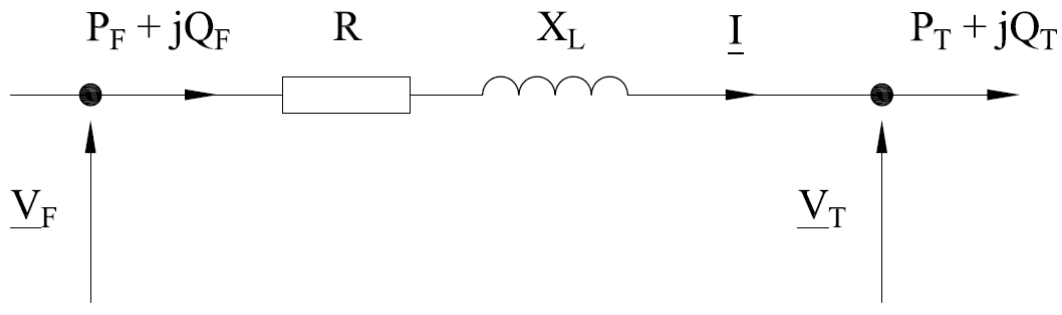
Parallell-susceptansen, eller den kapasitive parallell-reaktansen er særlig gjeldende for kabler og lengre ledninger. Den er oppgitt som driftskapasitansen, som er en ekvivalent av kapasitansen mellom fasene og kapasitansen mellom fasene og jord.

Parallell-konduktansen representerer tapene på grunn av lekkasjestrømmer over isolatorer, og er også mer gjeldende for lengre ledninger, men er allikevel så liten at den blir vanligvis neglisjert for lastflytsanalyser. For spolejordede nett så har parallell-konduktansen betydning for jordfeilstømmer, og i slike beregninger kan den spille en viktig rolle.

Ledningene vil alltid levere en kapasitiv reaktiv effekt så lenge de er spenningsatt på grunn av den kapasitive parallell-reaktansen ($Q = V^2/X_C$). Den induktive reaktive effekten som belastede ledninger trekker, øker med strømmen i kvadrat ($Q = I^2 X_L$). [4] og [5].

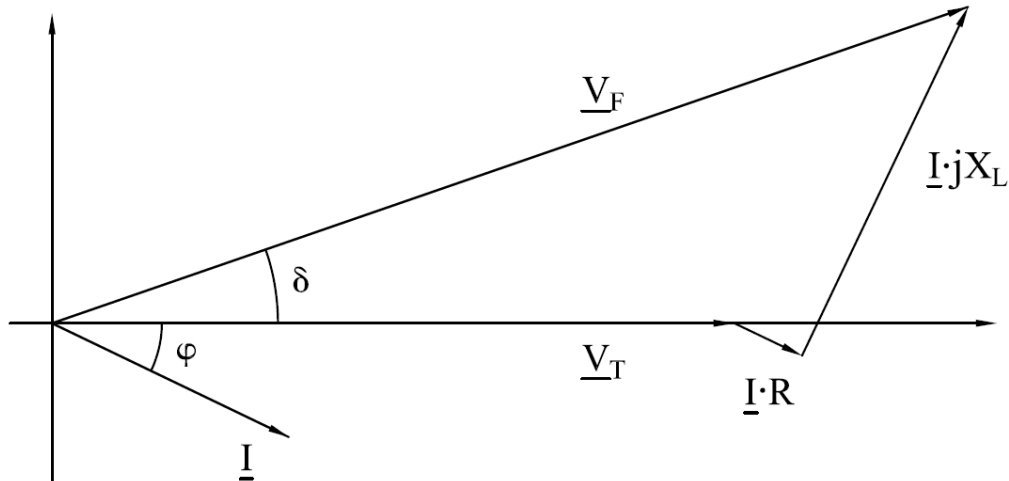
3.1 Høyt belastet ledning

Figur 3.1 viser ekvivalent av en ledning der parallell-konduktans og parallell-susceptans som forenkling er ignorert. R er serieresistansen og X_L er seriereaktansen.



Figur 3.1: Ledning med aktiv- og reaktiv effektlyt

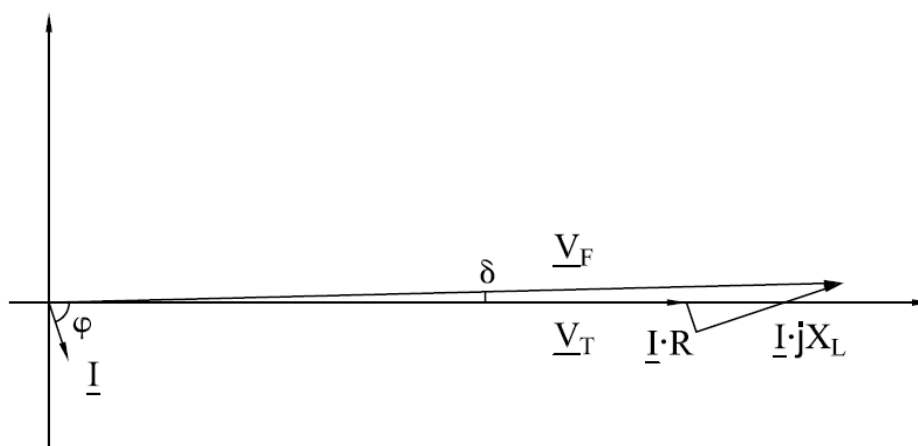
Figur 3.2 illustrerer en høyt belastet ledning der lasten har effektfaktor 0,9. Strømmen I skaper et spenningsfall over serie-resistansen R og serie-reaktansen X_L , og fører til at spenningsamplituden i til-enden V_T blir lavere enn V_F .



Figur 3.2: Vektorfremstilling av strøm og spenning for overføring av aktiv effekt

3.2 Overføring av reaktiv effekt

Figur 3.3 er et eksempel der det overføres hovedsakelig bare reaktiv effekt. En kan se at det gir et stort spenningsfall selv om strømmen ikke er like stor som eksempelet i Figur 3.2.



Figur 3.3: Vektorfremstilling av strøm og spenning for overføring av reaktiv effekt.

Årsaken til at reaktiv effekt ikke kan bli overført over store distanser slik som aktiv effekt, kan også vises matematisk med eksempler. For en typisk ledning i et nett med 132 kV systemspenning så er X_L omtrent 5 ganger større enn R . Nedenfor er det 3 eksempler for forskjellige driftssituasjoner for å belyse problemet med overføring av reaktiv effekt.

$$S_{base} = 100 \text{ MVA}, V_{base} = 132 \text{ kV}, V_T = 1 \angle 0^\circ, R = 3,645 \Omega, X_L = 18,225 \Omega,$$

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} = 182,25, Z_{p.u.} = (R + jX_L)p.u. = (0,02 + j0,1) p.u.$$

Eksempel 1:

$$P_T = 1, Q_T = 0$$

$$I = \frac{S_T}{V_T} \angle 0^\circ = 1 \angle 0^\circ$$

$$V_Z = IZ = 1 \angle 0^\circ \cdot (0,02 + j0,1) = 0,02 + j0,1 = 0,102 \angle 78,69^\circ$$

$$V_F = V_T + V_Z = 1 \angle 0^\circ + (0,02 + j0,1) = 1,02 + j0,1 = \underline{1,025 \angle 5,6^\circ}$$

$$P_{tap} = I^2 R = 1^2 \cdot 0,02 = 0,02 p.u. = 2 \text{ MW}$$

$$Q_L = I^2 X_L = 1^2 \cdot 0,1 = 0,1 p.u. = 10 \text{ MVar}$$

⇒ Spenningen i fra-enden må være 135,3 kV for å opprettholde en spenning på 132 kV i til-enden når P_T er 100 MW.

Eksempel 2:

$$P_T = 0, Q_T = 1$$

$$I = \frac{S_T}{V_T} \angle -90^\circ = 1 \angle -90^\circ$$

$$V_Z = IZ = 1 \angle -90^\circ \cdot (0,02 + j0,1) = 0,1 - j0,02 = 0,102 \angle -11,31$$

$$V_F = V_T + V_Z = 1 \angle 0^\circ + (0,1 - j0,02) = 1,1 - j0,02 = \underline{1,100 \angle -1,0^\circ}$$

$$P_{tap} = I^2 R = 1^2 \cdot 0,02 = 0,02 \text{ p. u.} = 2 \text{ MW}$$

$$Q_L = I^2 X_L = 1^2 \cdot 0,1 = 0,1 \text{ p. u.} = 10 \text{ MVAr}$$

⇒ Spenningen i fra-enden må være 145,2 kV for å opprettholde en spenning på 132 kV i til-enden når Q_T er 100 MVAr.

Eksempel 3:

$$P_T = 1, Q_T = 1$$

$$I = \frac{S_T}{V_T} \angle -45^\circ = \sqrt{2} \angle -45^\circ$$

$$V_Z = IZ = \sqrt{2} \angle -45^\circ \cdot (0,02 + j0,1) = 0,12 + j0,08 = 0,144 \angle 33,69$$

$$V_F = V_T + V_Z = 1 \angle 0^\circ + (0,12 + j0,08) = 1,12 + j0,08 = \underline{1,123 \angle 4,1^\circ}$$

$$P_{tap} = I^2 R = (\sqrt{2})^2 \cdot 0,02 = 0,04 \text{ p. u.} = 4 \text{ MW}$$

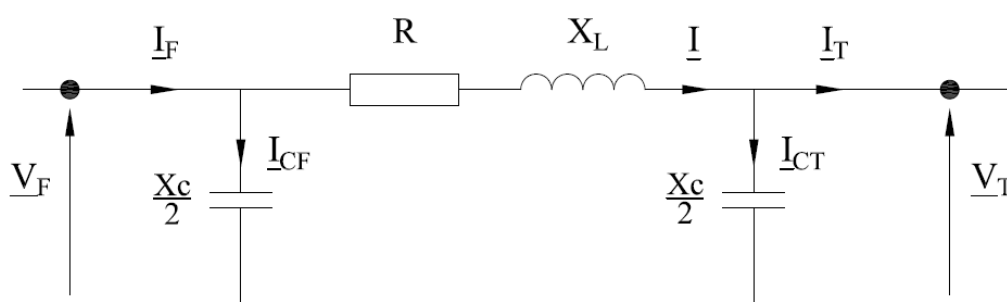
$$Q_L = I^2 X_L = (\sqrt{2})^2 \cdot 0,1 = 0,2 \text{ p. u.} = 20 \text{ MVAr}$$

⇒ Spenningen i fra-enden må være 148,2 kV for å opprettholde en spenning på 132 kV i til-enden når P_T er 100 MW og Q_T er 100 MVAr.

Eksempel 1, 2 og 3 viser at ved overføring av reaktiv effekt så kreves det en svært høy spenning på fra-enden for å opprettholde spenningen der behovet for reaktiv effekt er. Reaktiv effekt bør leveres så nær behovet som mulig, og kan ikke transporteres over store avstander slik som aktiv effekt. Angående varmetap P_{tap} og reaktiv effekt Q_L som ledningen trekker, så er det de samme forholdene for overføring av aktiv- og reaktiv effekt. Reaktiv effekt som i virkeligheten ville blitt levert fra ledningens driftskapasitans Q_C er ikke tatt med i dette eksempelet.

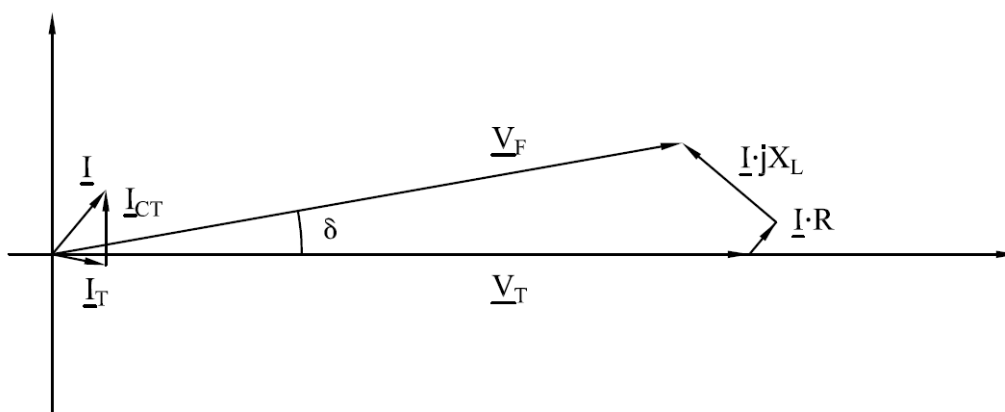
3.3 Lavt belastet ledning

Figur 3.4 viser en forenklet pi-ekvivalent av en fase for en ledning der kun parallell-konduktansen er ignorert. X_L er den induktive serie-reaktansen på ledningen, R er serie-resistansen og X_C er den kapasitive parallell-reaktansen. Den kapasitive parallell-reaktansen på overføringen er ekvivalente av driftskapasitansen, og er delt i to ekvivalente parallell-reaktanser.



Figur 3.4: Pi-ekvivalent per fase for en overføring

For en lavt belastet overføring så vil det oppstå en situasjon der spenningsamplituden i til-enden V_T kan bli høyere enn spenningen i fra-enden V_F , om en antar V_F til å være konstant. Dette oppstår på grunn av at strømmen i til-enden I_T vil være liten, og strømmen I som går gjennom ledningen vil være en strøm som hovedsakelig skapes av parallell-kapasitansen på overføringen. Figur 3.5 illustrerer disse forholdene. I_{CT} leder 90° til V_T , og er betydelig stor i forhold til last-strømmen I_T som er liten. Dette fører til at strømmen I som går over ledningen blir kapasitivt dominert. Det vil bli en spenningsstigning da spenningen over X_L i sin tur vil lede 90° på strømmen I , og føre til at $V_T > V_F$. Ledningen leverer reaktiv effekt til kraftsystemet i slike tilfeller.



Figur 3.5: Vektorfremstilling av strøm og spenning i en lav-last situasjon

Reaktiv effekt som blir levert av ledningen er avhengig av den påtrykte spenningen i kvadrat, som er normalt veldig konstant. Reaktiv effekt som ledningen trekker fra systemet, varierer med kvadratsfunksjonen av strømmen på ledningen. Ledninger som er lett belastet eller frakoblet i en ende, vil dermed føre til en økning i spenningen. Dette er også kalt Ferranti-effekten.

3.4 Naturlig belastet ledning

En lednings naturlige belastning, eller SIL (surge impedance load) er den overføringsbelastningen som gjør at ledningen har balanse i reaktiv effekt, dvs. ledningen leverer like mye som den trekker av reaktiv effekt. Ved denne belastningen er spenningsprofilen langs ledningen ideell, og reaktiv kompensering vil ikke være nødvendig. Dette er å anse som en optimal situasjon med tanke på kontroll av spenning og reaktiv effekt, men dessverre er det en uvanlig situasjon.

Den reaktive effekten som skapes i parallell-kapasitansen avhenger av spenningen ($Q = V^2/X_C$) som normalt holdes nær nominell verdi. Denne oppveies av den reaktive effekten som skapes i serie-induktansen, som varierer med kvadratsfunksjonen av strømmen ($Q = I^2X_L$), dvs. belastningen av ledningen. Ledningens naturlige belastning er når aktiv effekt i til-enden er lik SIL: $P_T = P_{SIL}$.

SIL er gitt ved formel (3.1)

$$P_{SIL} = \frac{V_n^2}{Z_c} \quad (3.1)$$

der V_n er nominell spenning og Z_c er den karakteristiske impedansen for en ledning uten tap:

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (3.2)$$

som består av kvadratroten av forholdet mellom L som er serie-induktansen og C som er parallell-kapasitansen. Forenklingen ved å se bort fra tapene på ledningen gjør at den karakteristiske impedansen får en rent reel verdi da de imaginære delene kan elimineres. [4]

3.5 Kabler i AC-transmisjonsnett

Kabler kan bli modellert med samme parametere som for ledninger, men med andre parameterverdier. Det finnes forskjellige typer kabelkonstruksjoner, og parameterne kan være forskjellige. Generelt avhenger parallell-kapasitansen sterkt av om trefaseledere er skjermet eller utgjør separate enfasede kabler. Typisk er seriereaktansen i en kabel halvparten av hva den er på en ledning på samme lengde, mens reaktiv effekt skapt av parallell-kapasitansen er mange ganger større enn for en ledning av samme lengde.

Den kapasitive strømmen som blir skapt i kablen kan dermed bli så stor at den vil oppta en stor del av overføringskapasiteten på kablen. Dette er den største årsaken til at lange kabler i et AC-kraftsystem ikke er praktisk anvendbart. På grunn av termiske begrensninger i kablen kan den derfor normalt ikke belastes med SIL, og vil dermed levere reaktiv effekt til systemet under alle driftsforhold. [1]

4 Spenningens påvirkning på lasten

Når kraftsystemet skal analyseres på transmisjons- og regionalnetts-nivå, så er distribusjonsnettet vanligvis ikke modellert, men erstattet som ekvivalent last. Denne ekvivalente lasten er en blanding og består av ledningene og kablene, småkraft, reaktive komponenter og så videre, samt selve forbruket som er varme, motorer, lys og andre elektriske produkter. Lasten endres ved endringer i frekvens og spenning. Det kan derfor være komplisert å lage en god ekvivalent last som passer godt til den blandede lasten.

Lastens spenningskarakteristikk er funksjonene $P(V)$ og $Q(V)$, som beskriver den aktive og reaktive lastens avhengighet til spenning. Lastens spennings sensitivitet er hvor mye den aktive og reaktive lasten endres som følge av en endring i spenningen. Lasten er anset som stiv ved et spenningsområde hvis spennings sensitiviteten er liten, og hvis lasten er uavhengig av spenningen er den kalt ideelt stiv. Vanligvis så er den aktive lasten mindre spennings sensitiv enn den reaktive lasten. Lastens spennings sensitivitet k_{PV} og k_{QV} er vanligvis presentert i p.u. med hensyn til et gitt driftspunkt:

$$k_{PV} = \frac{\frac{\Delta P}{P_0}}{\frac{\Delta V}{V_0}}; \quad k_{QV} = \frac{\frac{\Delta Q}{Q_0}}{\frac{\Delta V}{V_0}} \quad (4.1)$$

der V_0 , P_0 og Q_0 er respektive spenning og lastens aktive- og reaktive effekt ved driftspunktet.

En enkel form for lastmodell er å anta en av følgende egenskaper: konstant effekt (P), konstant strøm (I) eller konstant impedans (Z).

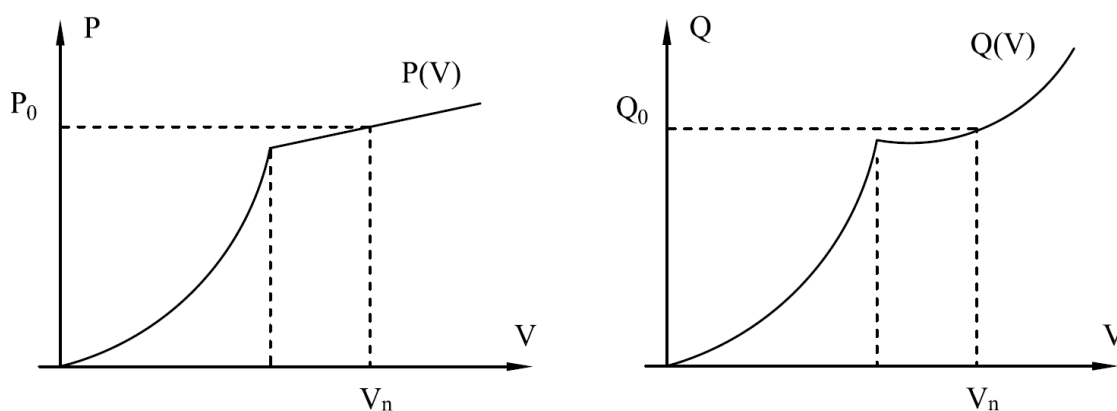
En konstant effekt modell er spennings uavhengig, og er last med en ideelt stiv spenningskarakteristikk. Denne modellen er ofte brukt i lastflyts-kalkulasjoner, men er ikke egnet når det skal utføres stabilitetsanalyser med store spenningsvariasjoner. En konstant strøm modell gir en last som endres lineært med spenningen, og er en fornuftig modell for den aktive lasten til en blanding av resistanser og motorer. En konstant impedans modell gir en last som endres proporsjonalt med spenningen i kvadrat, og blir ofte brukt til å representere den reaktive lasten.

For å oppnå en mer presis spenningskarakteristikk kan disse karakteristikene kombineres til en såkalt ZIP-modell, som vist på formel (4.2)

$$\begin{aligned} P &= P_0 \left[a_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right] \\ Q &= Q_0 \left[a_4 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_5 \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_6 \right] \end{aligned} \quad (4.2)$$

hvor V_0 , P_0 og Q_0 er de opprinnelige driftspunktene ved start-tidspunktet, og $a_1 - a_6$ er koeffisientene for de forskjellige lastmodellene, og skal til sammen være lik 1 for henholdsvis P og Q .

Videre kan lastens spenningskarakteristikk deles opp for forskjellige områder, slik at lasten får en annen karakteristikk når spenningen blir under f.eks. ca. 0,7 p.u. når asynkronmotorene i systemet kveles, som vist på Figur 4.1. Omtrent 50 – 70 % av all elektrisitet som forbrukes er av elektriske motorer, og omtrent 90 % av dette er av asynkronmotorer. [1]



Figur 4.1: Typisk spenningskarakteristikk for aktiv- og reaktiv last

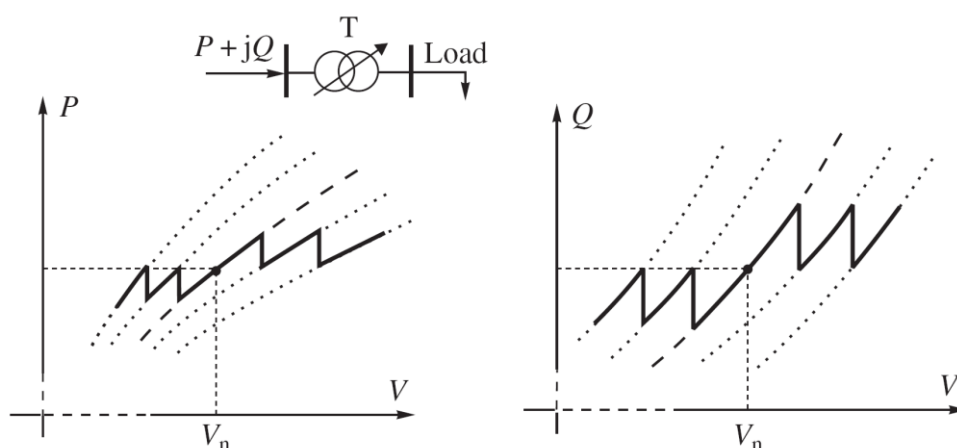
Tabell 4.1 viser typiske lastmodellparametere for forskjellige typer last. En ser at boliger representerer last med høyere effektfaktor enn industri og næringsliv. En ser også her at de forskjellige lasters aktive del har en spennings sensitivitet $k_{PV} \approx 1$ som tilsvarer likhet til konstant strøm, og den reaktive delen har $k_{QV} \approx 2$ som tilsvarer likhet til konstant impedans.

Tabell 4.1: Typiske lastmodell parametere [1]

Type last	Effektfaktor	k_{PV}	k_{QV}
Boliger	0,87 – 0,99	0,9 – 1,7	2,4 – 3,1
Butikker/næringsliv	0,85 – 0,9	0,5 – 0,8	2,4 – 2,5
Industri	0,8 – 0,9	0,1 – 1,8	0,6 – 2,2

Det er positivt for spenningsstabiliteten i kraftsystemet at lasten reduseres i det øyeblikket spenningen reduseres. Ved å se på en spenningsendring over lengre tid, så vil ikke en økning i driftsspenningen på transmisjonsnetts-nivå ha så stor påvirkning på lasten, da trafoer med trinnkoblere vil reguleres etter en tid slik at spenningen på distribusjonsnetts-nivå vil gjenopprettes.

Figur 4.2 illustrerer hvordan lastens spenningskarakteristikk blir sett fra transmisjonsnettet, når trafoer med trinnkobler i auto-funksjon til enhver tid vil opprettholde innstilt settpunktspenning for sekundærsiden. Trinnkobleren har et dødbånd slik at små endringer i spenning ikke medfører at trinnkobleren endrer trinn. Om det tenkes en gjennomsnittslinje gjennom grafen så kommer det tydelig fram at lastens spenningskarakteristikk er ganske stiv på transmisjonsnetts-nivå.



Figur 4.2: Påvirkningen transformatorer med trinnkobler har for lastens spenningskarakteristikk [1]

5 Reaktive ressurser i kraftsystemet

I dette kapitlet er det tatt med noen reaktive ressurser som er å finne i transmisjonsnettet. Med reaktive ressurser menes her både reaktive komponenter som har reaktiv kompensering som hovedformål, slik som kondensatorbatteri, reaktor, fasekompensator og FACTS-enheter, i tillegg til annet utstyr som har reaktiv kompensering som tilleggsfunksjon, slik som vannkraftverk, vindkraftverk, HVDC og back-to-back (B2B).

Reaktive komponenter som er koblet i parallell med lasten er kalt parallellkompensering eller shunt-kompensering, og er installert med formål å fungere som kompensering for reaktiv effekt. Reaktiv kompensering benyttes for å kompensere for variasjoner i behovet for reaktiv effekt i tilknytningspunktet, hovedsakelig for å opprettholde en jevn spenningsprofil.

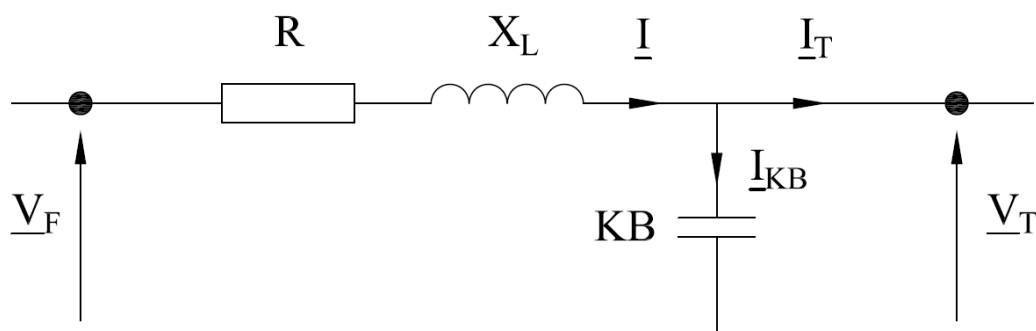
Seriekompensering kan være kondensatorbatteri som er koblet i serie med lasten, og har som formål å øke aktiv effektflyt på en av to eller flere parallelle overføringer ved å redusere reaktansen. I denne rapporten er det kun tatt med parallellkompensering som fungerer som reaktiv kompensering.

5.1 Kondensatorbatteri

Den vanligste og enkleste form for reaktiv kompensering er statiske kondensatorbatterier og reaktorer. De er tradisjonelt bryterinnkoblet manuelt av operatør. Noen har også funksjon for automatisk inn- og utkobling ved gitte spenningsgrenser og tidsforsinkelse. Vanligvis er de tilkoblet direkte til samleskinner, men de er også enkelte steder tilkoblet tertiær-siden av transformatorer.

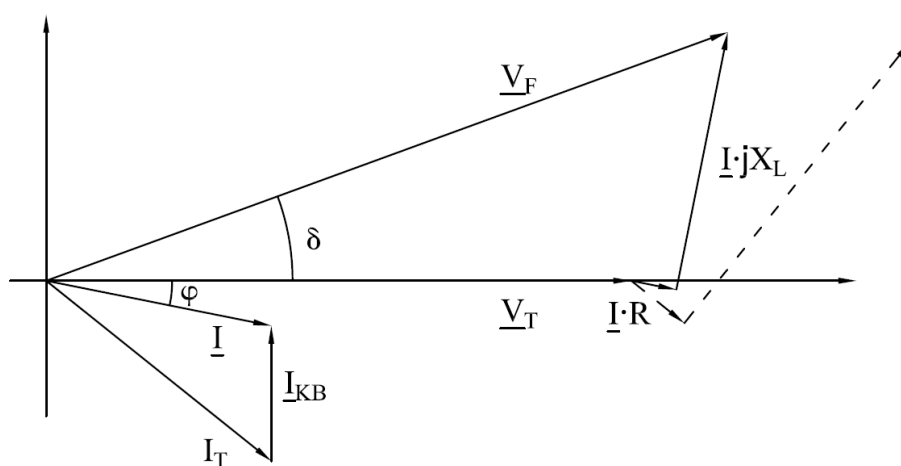
Et kondensatorbatteri leverer en reaktiv effekt som øker spenningen lokalt i kraftsystemet, og kobles inn i når det er et høyt uttak av reaktiv effekt pga. høyt belastede ledninger. De er plassert med jevne mellomrom i stasjoner både i transmisjons- og regionalnettet for å kunne brukes i tidsrom med høy last. Det er ikke mulig å endre reaktansen til et kondensatorbatteri, så det er derfor i enkelte tilfeller montert flere mindre kondensatorbatterier istedenfor ett stort, for å kunne kontrollere spenningen mer presist. Det er i de tilfellene der det er installert to kondensatorbatterier i en stasjon, i tillegg installert dempreaktor i serie med minst en av kondensatorene, for å unngå store utladrømmer.

Figur 5.1 viser skjemategning av en kondensator tilkoblet samleskinnen på til-enden. De kapasitive parallell-reaktansene er ignorert, da det reaktive bidraget fra ledningen vil være induktivt dominert i høylast situasjoner når kondensatorbatteriet er innkoblet.



Figur 5.1: Kondensatorbatteri tilkoblet til-enden.

Figur 5.2 viser hvordan fasevinkelen φ vil bli mindre ved hjelp av strømmen \underline{I}_{KB} fra kondensatorbatteriet som leder 90° på spenningen \underline{V}_T , samt at strømmen \underline{I} er blitt mindre enn \underline{I}_T . Dette resulterer i at spenningsamplituden V_T blir høyere, og spenningsfallet mindre. Det er forutsatt at V_F er regulert slik at V_T er konstant.



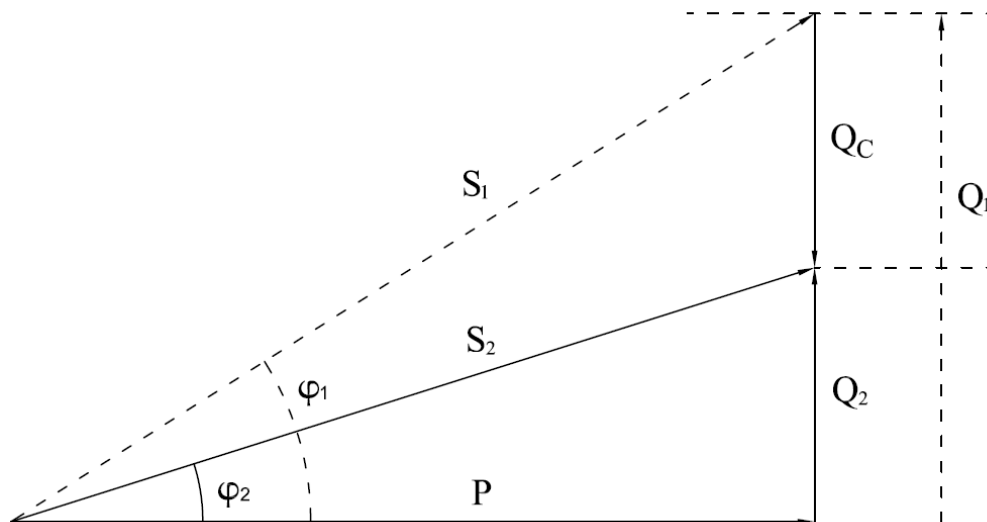
Figur 5.2: Vektorfremstilling av strøm og spenning ved bruk av kondensatorbatteri

Kondensatorbatteriet bidrar til at tapene blir mindre da overføringstap endres med strømmen opphøyd i andre ($P_{tap} = I^2 R$). Enkelte store forbrukere med stor andel induktiv last, slik som enkelte typer industri, har kondensatorbatterier installert for å kompensere for dette.

Vektordiagrammet i Figur 5.3 illustrerer hvordan det reaktive bidraget fra kondensatoren

kompenserer for reaktivt forbruk, og fører til at fasevinkelen φ blir mindre. En mindre fasevinkel betyr at tilsynelatende effekt S blir mindre, og dermed blir også strømmen lavere.

[5]

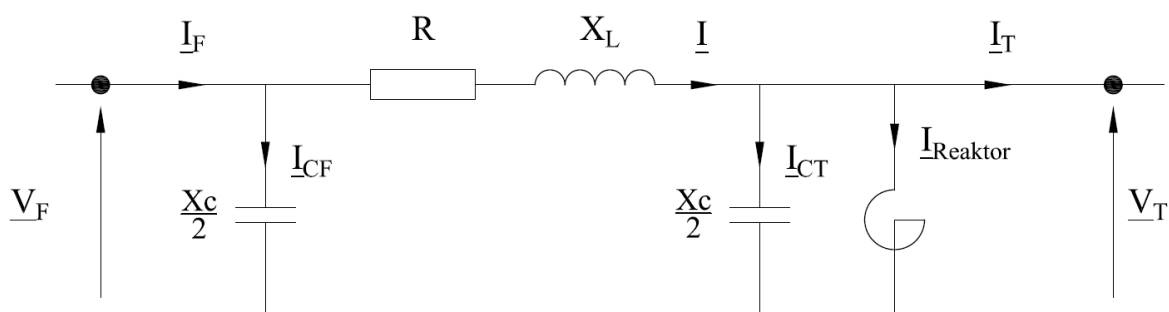


Figur 5.3: Fasekompensering med kondensator

Vindkraftverk med asynkrongeneratorer direkte tilknyttet uten omformersystem imellom, har også kondensatorbatterier installert for å dekke for reaktiv effekt som asynkrongeneratorene trekker som magnetiseringsstrøm.

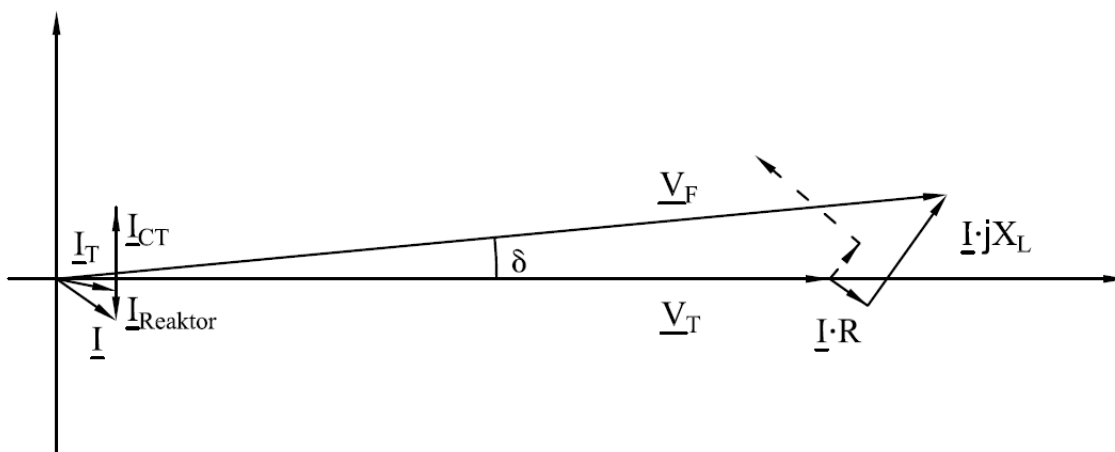
5.2 Reaktor

En reaktor trekker reaktiv effekt og bidrar til at spenningene blir lavere i kraftsystemet. I tidsrom med lav last så vil reaktiv effekt levert fra overføringer kunne føre til at det blir for høy spenning. I slike tidsrom vil det være nødvendig å koble inn reaktorer for å få ned spenningene. Reaktorer er plassert i stasjoner i transmisjonsnettet, ofte ved siden av lange overføringer eller kabler med en stor driftskapasitans. Det er vanligvis reaktor i en eller begge stasjonene i tilknytning til lengre kabler, da høyspennings AC-kabler leverer mye mer reaktiv effekt per lengdeenhet enn luftledninger.



Figur 5.4: Pi-ekvivalent med reaktor tilkoblet til-enden.

Figur 5.5 viser hvordan strømmen fra reaktoren kompensere for de kapasitive strømmene skapt av parallell-kapasitansen, og dermed får ned spenningen på til-enden.



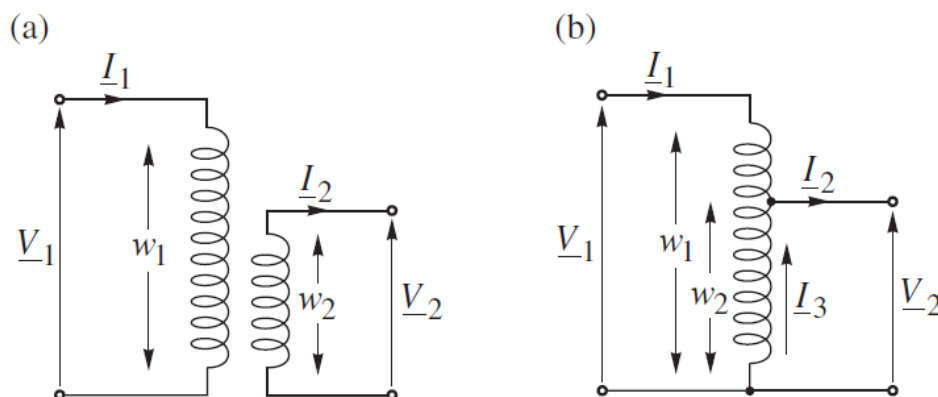
Figur 5.5: Vektorfremstilling for strøm og spenning ved bruk av reaktor

Reaktorer har ofte trinnkobler og reaktansen kan dermed endres. Spenningsnivået ved tilknytningspunktet kan finjusteres ved å endre trinn på trinnkobleren. Reaktansen til reaktoren blir endret trinnvis av trinnkobleren ved å endre antall vindinger som er i bruk. Trinnkoblere i reaktorer er laget for å kunne brukes når reaktorene er i drift, og er av samme typen som brukes for transformatorer. Dette beskrives nærmere i kapittel 5.3.

5.3 Transformator med trinnkobler

Transformatoren (trafoen) er en elektrisk maskin som omformer elektrisk energi til magnetisk energi og tilbake til elektrisk energi. Den består av to viklinger for hver fase, som er viklet rundt samme jernkjerne. Forholdet mellom vindingstallet til viklingene på primær- og sekundærsiden av transformatoren er det samme som forholdet mellom spenningene på

primær- og sekundærsiden. Formålet til transformatoren er å omforme den elektriske spenningen til et annet spenningsnivå.



Figur 5.6: Ordinær trafo med 2 spoler i (a) og autotransformator i (b) [1]

Det er noen steder benyttet autotransformatorer, som er en enklere type trafo med bare en vikling per fase, der deler av primær- og sekundærvindingene er felles. Dette gir åpenbart kostnads- og vektbesparelser. Autotransformatorer er normalt brukt mellom spenningsnivåer der transformasjonsforholdet ikke er så stort, for eksempel mellom 300- og 420 kV. Det er ikke galvanisk skille mellom primær- og sekundærsiden på en autotransformator. Figur 5.6 viser en skisse av en vanlig trafo med to viklinger i (a), og en autotransformator i (b).

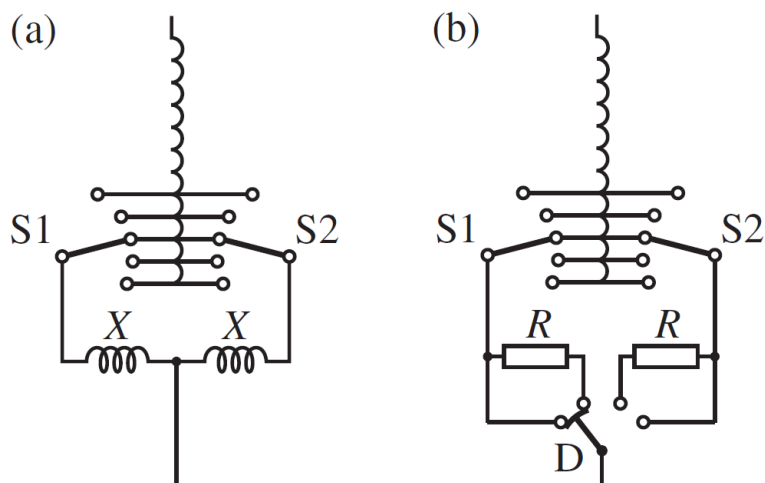
Transformatoren trekker alltid en reaktiv effekt, og er i seg selv ikke en reaktiv ressurs i kraftsystemet, men transformatorens trinnkobler er det. Transformator med trinnkobler kan flytte på reaktiv effekt, men den kan ikke levere eller trekke reaktiv effekt totalt sett fra kraftsystemet. Trinnkobleren endrer på omsetningsforholdet til transformatoren ved å endre på vindingstallet, vanligvis på siden med høyest spenning da strømmen der er lavere, og nærmest den nøytrale enden av denne viklingen da spenningen der er lavest.

Reguleringsområdet er typisk $\pm 20\%$ av linjespenningen med opptil 35 trinn. Trinnkobleren kan bli operert mange ganger i løpet av en dag i normale situasjoner. Normalt er spenningen på trafoens sekundærside referanse for trinnkobleren, dvs. når trinnkobleren blir trinnet opp så øker spenningen på sekundærsiden. Den reaktive effektflyten øker da til sekundærsiden, og fører samtidig til at spenningen på primær-siden blir lavere.

Trinnkobleren kan i sin helhet være plassert i samme oljen som viklingene til trafoen, eller så kan hele eller deler av den være i en separat innordning. Den er en mekanisk komponent med slitasje og behov for vedlikehold, og den representerer en stor andel av feilkildene i en trafo da den involverer bevegelige deler. Transformatorer i transmisjons- og regionalnettet har vanligvis trinnkoblere som er laget for å kunne endre vindingstallet under drift, uten behov for utkobling av trafoen. Slike trinnkoblere blir kalt lastkoblere, eller OLTC (on load tap changers).

Det finnes forskjellige typer OLTC. Det er i denne rapporten tatt med en reaktanstype og to resistanstyper. Reaktanstypen er en uvanlig type i Europa, men brukes i Nord-Amerika og land som bruker ANSI-normer (American National Standards Institute). Resistanstypene er en "diverter switch type" og en "selector switch type", der førstnevnte er den som er å finne i Statnetts transformatorer.

Figur 5.7 viser prinsippskisser for oppbygningen av en reaktanstype i (a) og en "diverter switch type" resistanstype i (b). For enkelthetskyld har trinnkoblerne bare fem tapper på disse skissene, og bare deler av vindingen er tatt med. Trinnkoblingsbryterne S1 og S2 endrer på vindingstallet på trafoen.



Figur 5.7: Prinsippskisser for en (a) reaktans type- og en (b) resistans type trinnkobler. [1]

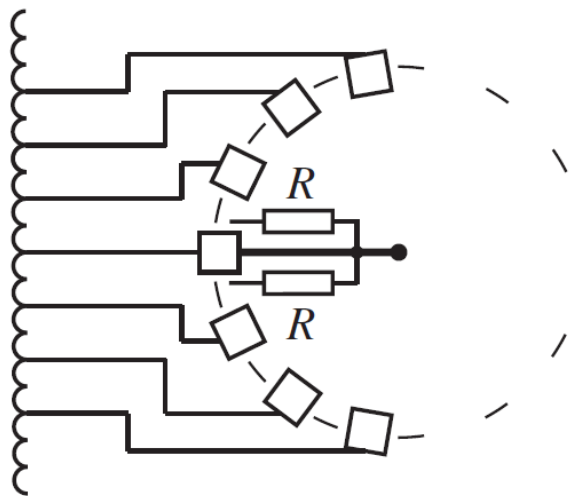
På løsningen (a) så er begge bryterne på samme tapp under normal drift. I en normalsituasjon så vil laststrømmen gå gjennom begge de parallelle reaktansene X med motstand $X/2$, som er

en ulempe med denne løsningen. Når det skal endres trinn så blir først $S1$ flyttet, og da vil kortslutningsstrømmen være begrenset av motstanden $2X$. Deretter blir $S2$ flyttet så begge bryterne står i den nye posisjonen.

På den andre løsningen (b) så er det to resistorer R og en viderekoblingsbryter ("lysbuebryter") D som er brukt. Det er denne typen som er brukt i Statnetts transformatorer [6]. Hvis en tar utgangspunkt i Figur 5.7, som er en normaldriftssituasjon med D helt i venstre posisjon. Laststrømmen slipper da å flyte gjennom noen av resistorene. Når det skal endres trinn så blir først $S2$ flyttet til ny ønsket posisjon. Deretter blir D flyttet raskt gjennom den midtre posisjonen og helt over til høyre posisjon. Da blir laststrømmen først kortvarig begrenset av en motstand R , før den deretter blir begrenset kortvarig av to parallelle motstander $R/2$. Da oppstår det samtidig en kortslutningsstrøm mellom $S1$ og $S2$ som flyter gjennom de to resistorene i serie med motstand $2R$. D stopper ikke før den er helt i høyre posisjon, og trafoen står da i et nytt trinn.

Løsningen i (b) har fordelen med at laststrømmen ikke trenger å gå gjennom motstandene i normalsituasjon. Den har også en annen viktig fordel. Begge bryterne $S1$ og $S2$ samt resistorene R er plassert nede i samme oljen som viklingene til trafoen.

Viderekoblingsbryteren D er derimot i en egen oljebeholdning, slik at oljen i selve trafoen slipper å bli forurenset når kretsen brytes av trinnkoblingen. Oljen i denne mindre beholderen kan byttes oftere enn oljen i selve trafoen.



Figur 5.8: "Selector switch type" trinnkobler. [1]

En annen type trinnkobler med resistanser er "selector switch type", som er vist på Figur 5.8. For forenkling er bare venstre siden av kontaktene tatt med på skissen. Dette er en type der viderekoblingsbryteren og trinnkobleren er en kombinert enhet. Dette gir et robust og enkelt design, og trinnkobleren er her i sin helhet i en egen oljebeholdning [1]. Denne typen trinnkobler brukes for trafoer med lavere nominell effekt, og er ikke en vanlig type i Statnetts trafoer.

Trinnkobleren kan stå i hånd slik at den manuelt trinnes av operatør på driftssentralen, eller den kan ha auto-funksjon der operatør stiller inn en ønsket settpunktverdi for spenning på en bestemt side av trafoen.

Når transformatorer imellom transmisjon- og regionalnettet har trinnkoblere som står i auto-funksjon, så vil de til enhver tid trinne seg slik at spenningen på sekundærsiden er tilnærmet lik settpunktet. Ved en driftsforstyrrelse i transmisjonsnettet som fører til at spenningen blir redusert, så vil trinnkoblerne respondere med å forsøke å opprettholde spenningen i regionalnettet. Dermed vil de trekke mer og mer reaktiv effekt fra transmisjonsnettet, og i anstrengte situasjoner kan dette føre til spennings-ustabilitet.

I tilfeller der to eller flere trafoer står i parallell i samme stasjon, skal de ha vern-funksjon for å hindre at det oppstår sirkulerende reaktiv effekt på grunn av at de har litt ulik omsetning og/eller trinnstørrelse. Med sirkulerende reaktiv effekt så menes det at en eller noen av

trafoene leverer reaktiv effekt til underliggende nett, mens den eller de andre trekker reaktiv effekt fra dette nettet. Dette kan i verste fall føre til at blindstrømmen som sirkulerer mellom trafoene blir så stor at overstrømsvernet kobler ut en transformator.

Det er to hovedtyper av slik regulering: "master-slave" og "minimalisering av blindstrøm". Master-slave fungerer slik at når trinnkobleren som fungerer som master endrer trinn, så sendes det kommando til trinnkoblerne som fungerer som slave om at de må gjøre det samme. Blindstrøms-minimalisering er det mest vanlige reguleringsprinsippet i dag. Blindstrømmen måles og trinnkoblerne trinner seg slik at denne blir minst mulig. [6]

For trafoer som står i forskjellige stasjoner og er parallell mot et sammenhengende underliggende nett, så er det i dag ingen vern-funksjon for å hindre sirkulerende reaktiv effekt. Når driftsforholdene stadig endrer seg, så vil det oppstå situasjoner da trafoene ikke står i optimalt trinn, slik av den reaktive effekten blir skjevt fordelt mellom trafoene.

5.4 Vannkraftverk

Vannkraftverk med synkrogeneratorer utgjør hovedkilden til elektrisk energi i kraftsystemet. Mange store laster drives også av synkronmotorer. Fasekompensatorer brukes noen steder for å gi reaktiv effektkompensasjon og kontroll av spenning. Disse enhetene fungerer på samme prinsipp og kalles samlet sett synkronmaskiner.

Synkronmaskinen magnetiseres av rotor via sleperinger, og siden luftgapsfluksen vil være bundet til rotor så vil luftgapsfeltet alltid følge rotor. Derfor vil synkronmaskinen alltid rotere synkront til dreiefeltet. En synkronmaskin tilkoblet kraftsystemet vil alltid rotere med det samme turtall som nettfrekvensen- og antallet polpar tilsier. Dette er vist i formel (5.1)

$$n_r = n_s = \frac{60 \cdot f}{p} \quad (5.1)$$

hvor n_r er rotorturtall, n_s er synkront turtall, f er frekvensen og p er antall polpar.

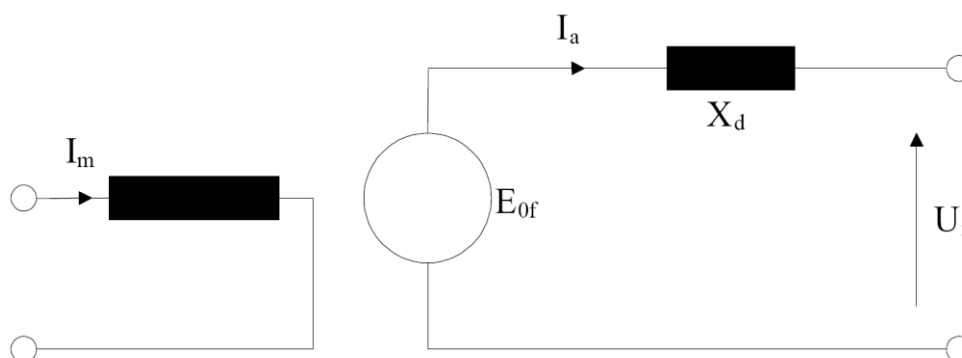
Det finnes to forskjellige rotortyper for synkronmaskinen, der den ene typen gjerne brukes i sammenheng med damp- eller gassturbiner som går med et høyt turtall, og den andre typen brukes i sammenheng med vannturbiner som går med lavt turtall. For høye turtall (3000 eller

1500 o/min) og rotor med 1 eller 2 polpar, så benyttes gjerne en sylindrisk rotor, også kalt turborotor, der rotorviklingene er lagt i spor i rotorjernet. Disse rotortypene har en relativt liten diameter for å redusere sentrifugalkrefter, men de har en lang aksellengde og er montert horisontalt. For lavere turtall (500 – 100 o/min) og rotor med 6 – 30 polpar så benyttes gjerne rotor med utpregede poler, der rotorviklingene legges som spoler rundt avrundede polsko. Disse rotorene har en stor diameter og kortere aksellengde.

Indusert spenning i tomgang i en synkronmaskin er proporsjonal med fluksen, og fluksen er proporsjonal med magnetiseringsstrømmen. Indusert spenning i tomgang kan gis av den forenklete formelen (5.2)

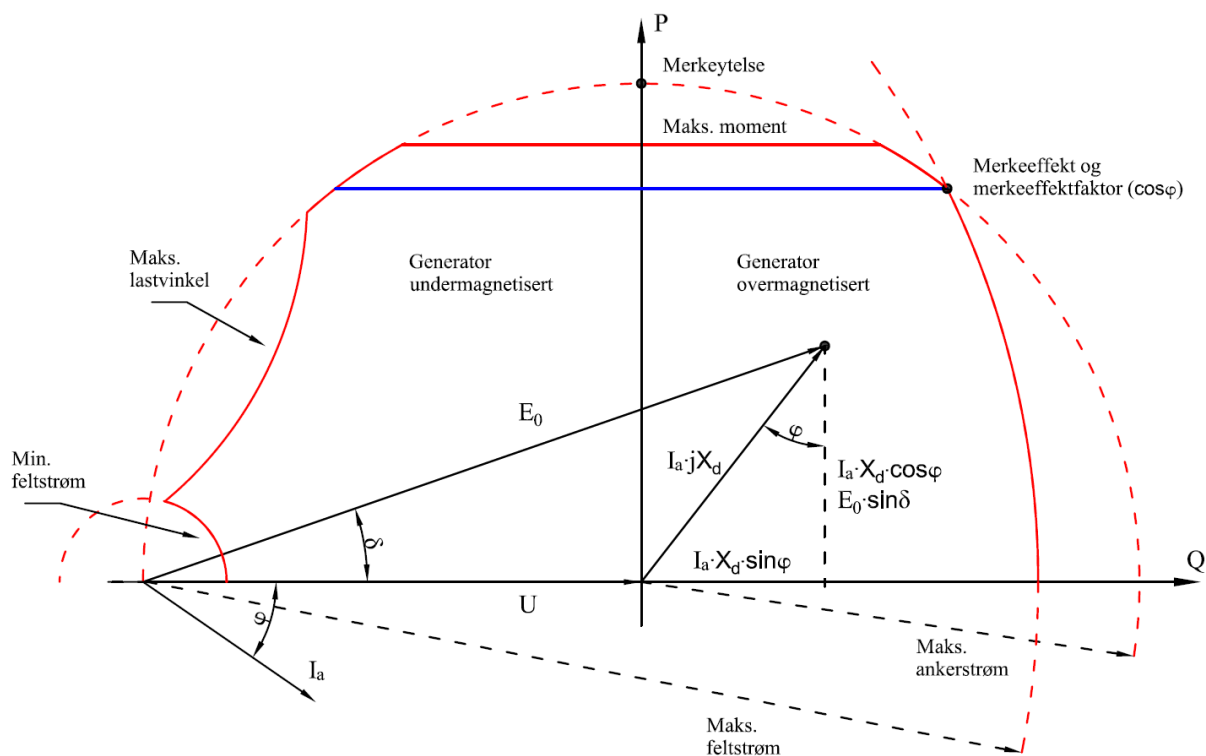
$$E_{0f} = k \cdot I_m \quad (5.2)$$

der E_{0f} er indusert fasespenning i tomgang og I_m er magnetiseringsstrømmen, også kalt feltstrømmen. Denne formelen gjelder imidlertid bare så lenge jernet ikke går i metning.



Figur 5.9: Forenklet enlinjeskjema av synkronmaskinen [7]

Figur 5.9 viser et forenklet enlinjeskjema for synkronmaskinen, der I_a er ankerstrømmen, U_f er fasespenningen på klemmene og X_d er synkronreaktansen. Synkronreaktansen er en teoretisk størrelse som består av lekkreaktansen i tillegg til en ekstra reaktans, og danner en modell for hvordan kraftsystemet ser synkronmaskinen. Viklingsresistansen er mye mindre enn synkronreaktansen og er her neglisjert. Et kapabilitetsdiagram for en synkrogenerator er presentert i Figur 5.10.



Figur 5.10: Kapabilitetsdiagram for synkrongenerator

Kapabilitetsdiagrammet i Figur 5.10 viser driftsforhold en synkrongenerator kan oppnå ved å variere akselmoment og magnetisering. Vektorfremstillingen av strøm og spenning som er en del av denne figuren, illustrerer et eksempel av en typisk driftssituasjon der maskinen fungerer som en overmagnetisert generator. De fysiske begrensningene for synkrongeneratoren er markert med heltrukken rød linje. Merkeeffekt er markert med den blå linjen, og punktet helt til høyre på den blå linjen er merkeeffektfaktor.

Grensen for ankerstrøm er gitt av maksimal ytelse for generatoren ($S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{a,maks}$), og er en sirkel med utgangspunkt i origo og radius lik merkeytelsen for generatoren. Maksimal turbinmoment kan være begrensende med en lavere ytelse enn merkeytelsen, slik vist i dette eksempelet. Grensene for feltstrømmen er gitt av sirkler med utgangspunkt i $-(U^2 / X_d)$.

Maksimal feltstrøm er når $E_0 = E_{0,maks}$.

Maksimal lastvinkel er stabilitetsgrensen for maskinen. Den blå linjen er merkeeffekt, og punktet der sirklene for maksimal feltstrøm og maksimal ankerstrøm krysser er punktet for merkeeffekt ved merkeeffektfaktor. [1], [4] og [7]

Formelen for aktiv effekt levert fra maskinen er gitt av:

$$P = 3 \frac{E_{0f} U_f}{X_d} \sin \delta = \frac{E_0 U}{X_d} \sin \delta \quad (5.3)$$

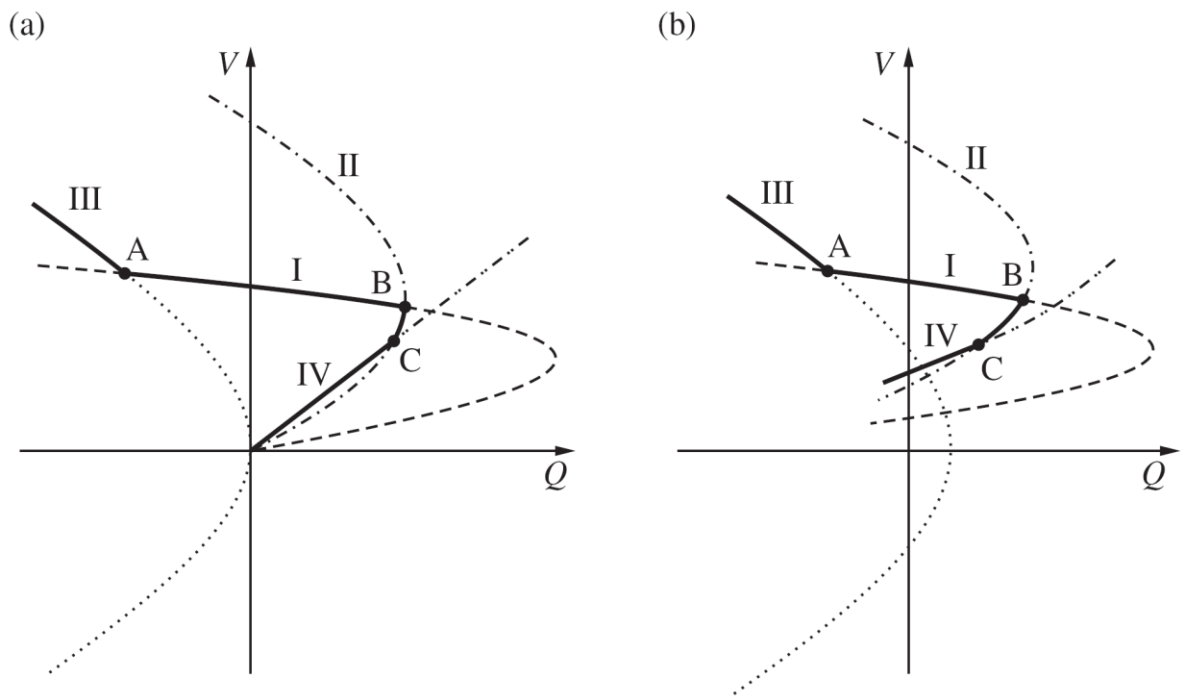
og reaktiv effekt fra maskinen er gitt av:

$$Q = \frac{E_0 U}{X_d} \cos \delta - \frac{U^2}{X_d} \quad (5.4)$$

Synkronmaskinen leverer reaktiv effekt til systemet når magnetiseringsstrømmen I_m og følgelig E_{0f} er høy nok til å lage det første leddet i (5.4) større enn det andre. Denne tilstanden er kalt overmagnetisering. Når magnetiseringsstrømmen er liten så vil E_{0f} være lav og føre til at det andre leddet i (5.4) er større enn det første; generatoren vil da trekke reaktiv effekt fra systemet. Denne tilstanden er kalt undermagnetisering.

Som beskrevet i kapittel 3 og 4, så fører belastede ledninger og lasten i seg selv til at effekt faktoren i kraftsystemet er induktiv. Generatorer er derfor vanligvis overmagnetisert med en høyere E_{0f} , noe som også er viktig av stabilitetsårsaker da lastvinkelen (polhjuls vinkelen) δ blir mindre for maskinen, som er vist på Figur 5.10.

Synkronmaskiner er utstyrt med en AVR (Automatic Voltage Regulator), som styrer feltstrømmen på maskinen slik at den leverer så mye reaktiv effekt som det er behov for i tilknytningspunktet, for å holde spenningen lik settpunktspenningen. Figur 5.11 viser hvordan $V(Q)$ karakteristikken vil være for en synkronmaskin der (a) er en situasjon i aktiv tomgang, og (b) er en situasjon der maskinen leverer aktiv effekt.



Figur 5.11: $V(Q)$ karakteristikk for en synkronmaskin når (a) $P = 0$ og (b) $P \neq 0$ [1]

Område I er normalområdet når feltstrømmen er mindre enn maksimal feltstrøm, og generatorens AVR kontrollerer spenningen. Helningen på grafen i område I er spenningsstatikken på maskinen, dvs. forsterkningen for hvor mye den skal bidra med reaktiv effekt i forhold til en endring i spenningen. Grafen krysser V-aksen ved referansespenningen, eller settpunktspenningen.

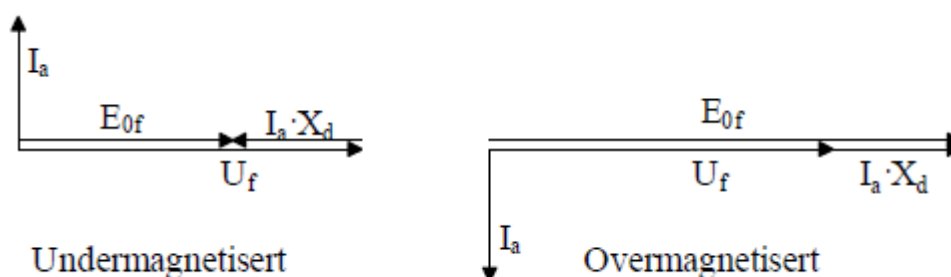
Når $P \neq 0$ som vist i (b), så blir område I innskrenket slik at generatoren ikke kan levere eller trekke like mye reaktiv effekt. Dette kommer også frem av kapabilitetsdiagrammet på Figur 5.10, der den reaktive kapasiteten blir mindre når produksjon av aktiv effekt øker.

For område II så er feltstrømmen lik maksimal feltstrøm, og generatoren blir en spenningskilde med en konstant $E_0 = E_{0,maks}$ bak synkronreaktansen og trafoens reaktans. For område III så er lastvinkelen lik maksimal lastvinkel. For område IV så er ankerstrømmen lik maksimal ankerstrøm. [1]

5.4.1 Fasekompensator

Fasekompensatoren er en synkronmaskin som går i aktiv tomgang, og som bare er konstruert for å delta i den reaktive effektreguleringen. Synkronmaskinen kan fungere som

fasekompensator i aktiv tomgang, dvs. når den ikke produserer eller forbruker aktiv effekt. Dette er illustrert i vektordiagrammene nedenfor. Figur 5.12 viser spenningsvektorene for en fasekompensator for en situasjon der den er undermagnetisert og trekker reaktiv effekt og en situasjon der den er overmagnetisert og leverer reaktiv effekt.



Figur 5.12: Vektorfremstilling av strøm og spenning for fasekompensator [7]

5.5 FACTS-enheter

Reaktive kompenseringsanlegg som er basert på kraftelektronikk har mye kortere responstid enn reaktive komponenter som er mekaniske, slik som trinnkobleren. Kraftsystem som er utstyrt med slike reaktive anlegg er ofte referert til som FACTS (flexible AC transmission systems), og de reaktive anleggene i seg selv er kalt FACTS-enheter. Det er i denne rapporten tatt med de to vanligste typene, som er SVC og STATCOM. I Statnetts miljøer brukes betegnelsen SVS for slike anlegg, for "Static VAr Systems". FACTS-enheter er en type automatisk kompensering som injiserer den mengden reaktiv effekt som det er behov for i tilknytningspunktet, for å opprettholde den innstilte settpunktspenningen. FACTS har ingen mekanisk slitasje da det ikke er noen bevegelige deler, i motsetning til annen automatisk kompensering som f.eks. synkronmaskiner eller transformatorers trinnkoblere.

5.5.1 SVC

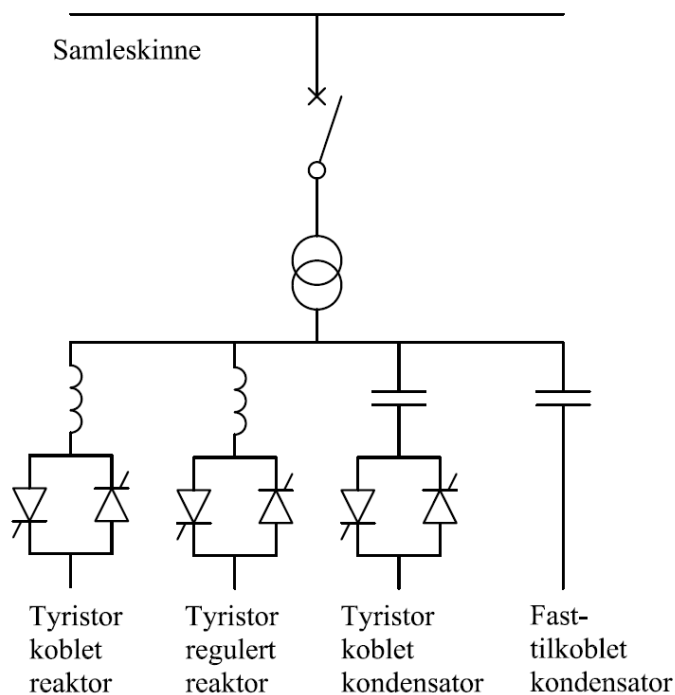
SVC er forkortelse for "Static VAr Compensator", og ordet statisk står for at det ikke er noen bevegelige hovedkomponenter. Det er et kompenseringsanlegg for reaktiv effekt som er basert på tyristorer som kraftelektronikk. SVC har blitt brukt siden 1970-tallet i kraftsystemet, lenge før konseptet med FACTS var blitt et tema.

Tyristoren har mye til felles med dioden, men den har i tillegg en styreelektrode. Dette gjør at den begynner å lede først når den får et strømsignal på gate, og da vil den lede helt til strømmen slutter å flyte gjennom den.

Et SVC-anlegg kan bli bygget på forskjellige måter, og består vanligvis av både kondensatorbatterier og reaktorer. Kondensatorene kan være fast-tilkoblet eller tyristor-koblet. Reaktorene er enten tyristor-koblet eller tyristor-regulert.

Figur 5.13 viser et eksempel til oppbygningen av en SVC med alle de forskjellige løsningene. Det fast-tilkoblede kondensatorbatteriet er alltid innkoblet. Det er den tyristor-regulerte reaktoren som kontrollerer det presise reaktive bidraget fra SVC-anlegget ved å regulere tenningsvinkelen på tyristorene, dvs. når i sinusforløpet av en periode det sendes et strømsignal på gate. Den tyristor-koblede kondensatoren og tyristor-koblede reaktoren blir automatisk koblet inn og ut, når den tyristor-regulerte reaktoren når et av endepunktene for hvor mye eller lite reaktiv effekt den kan trekke. Tyristor-regulert kondensator er ikke mulig på grunn av kondensatorers lange tidskonstant.

Årsaken til at det er to tyristorer i "anti-parallell", er at en tyristor kun leder i en halv periode. Fra tiden 0 til 10 ms av en periode, så vil positiv tyristor slippe igjennom positiv sinuskurve. Fra tiden 10 ms til 20 ms av en periode, så vil negativ tyristor slippe igjennom negativ sinuskurve. For tyristor-regulert reaktor reguleres hvor mye av sinuskurven som skal slippes igjennom ved å kontrollere tenningsvinkelen. Ved 0° slippes full sinus igjennom og ved 90° forsinkelse på hver av tyristorene slippes ingen strøm igjennom. For tyristor-koblede enheter vil enten begge tyristorene lede fullt, eller så vil begge sperre.



Figur 5.13: Eksempel på oppbygningen av et SVC-anlegg

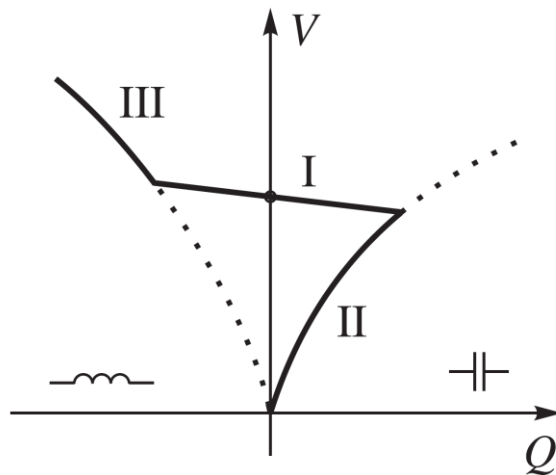
Figur 5.14 viser QV-karakteristikken for en SVC. Området som er betegnet med I er området for når behovet for reaktiv effekt i tilknytningspunktet er innenfor det SVC-en kan trekke eller levere av reaktiv effekt. Punktet for der grafen krysser V-aksen er når spenningen er lik settpunktspenningen, og da er anlegget i reaktiv balanse. Hvis spenningen synker så vil anlegget begynner å levere reaktiv effekt for å forsøke å holde spenningen tilnærmet lik settpunktspenningen, og motsatt hvis spenningen stiger så vil anlegget begynner å trekke reaktiv effekt. Reaktiv effekt fra anlegget i område I er gitt ved formelen

$$\Delta Q \cong (K \cdot V_{ref}^2) \cdot \Delta V \quad (5.5)$$

hvor ΔQ er endring i reaktiv effekt, ΔV er endring i spenningen, K er forsterkningen og V_{ref} er settpunktspenningen. For område I så endres reaktiv effekt fra anlegget proporsjonalt med en endring i spenningen med forsterkningen K , som vil være spenningsstatikken.

Område II er når alle kondensatorene i anlegget er innkoblet og alle reaktorene er utkoblet, og SVC-en ikke har kapasitet til å levere så mye reaktiv effekt som det er behov for. Reaktiv effekt levert til kraftsystemet vil da synke som en annengradsfunksjon av spenningen

$Q = B_{\max} \cdot V^2$. Område III er når alle reaktorene er innkoblet og alle kondensatorene utkoblet, og SVC-en ikke har kapasitet til å trekke så mye reaktiv effekt som det er behov for. Reaktiv effekt som blir trukket fra kraftsystemet vil stige som en annengradsfunksjon av spenningen $Q = B_{\min} \cdot V^2$.



Figur 5.14: $V(Q)$ karakteristik for en SVC [1]

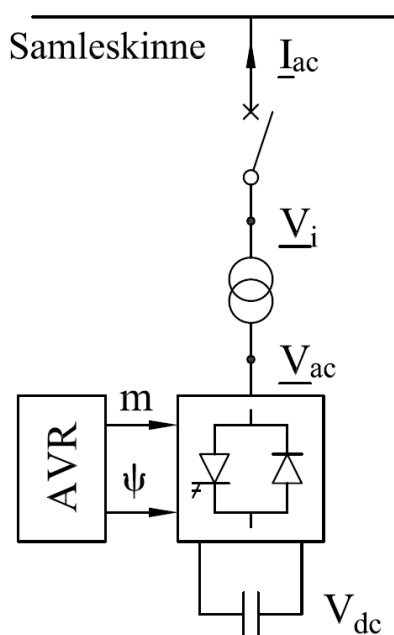
5.5.2 STATCOM

STATCOM er forkortelse for "Static Compensator" eller "Static synchronous compensator", som på samme måte som SVC ikke har noen bevegelige hovedkomponenter. Det er allikevel et anlegg som er bygd opp på en helt annen måte enn en SVC. STATCOM består av en omformer som kan både likerette og vekselrette. Omformeren er en aktiv strømrerter, som benytter raske halvlederkomponenter som kan bryte strømmen mens de er strømførende. Vekselspenningen ut fra anlegget er generert ved å pulsbreddemodulere likespenningen. En stor del av hele anlegget er kraftelektronikk, mens av konvensjonelle komponenter består den bare av kondensator på DC-siden, samt transformator og eventuelt spoler i serie på AC-siden. Som et resultat av dette er den mer plassbesparende enn en ordinær SVC.

STATCOM består av en VSC-omformer (Voltage Source Converter), som betyr at den er spenningsmatet fordi den har kondensator på DC-siden. Med spenningsmatet menes at kondensatoren på DC-siden sikrer at likespenningen er mest mulig glatt, selv om strømmen pulserer når halvlederkomponentene svitsjer. Både transformatoren og spolen på AC-siden er induktanser som reduserer mengden svitsjerippel og sikrer en buffer mellom den

pulsbreddemodulerte spenningen og den sinusformede spenningen i kraftsystemet. Det kan i tillegg brukes kondensatorer på AC-siden for å danne et LCL-filter, som vil gi en mer sinusformet spenning ut fra anlegget.

STATCOM har en enda kortere responstid enn en SVC, og kan øke spenningskvalitet ved å fjerne harmoniske spenningskomponenter og fjerne spenningsflimrer fra elektriske smelteovner.



Figur 5.15: Oppbygningen av en STATCOM basert på VSC

Figur 5.15 viser oppbygningen av en STATCOM med en transformator på AC-siden.

Pulsbredde-moduleringen blir styrt av AVR ved å kontrollere de to kontrollparameterne m og ψ . Vekselspenningen gitt fra anlegget er gitt av formelen:

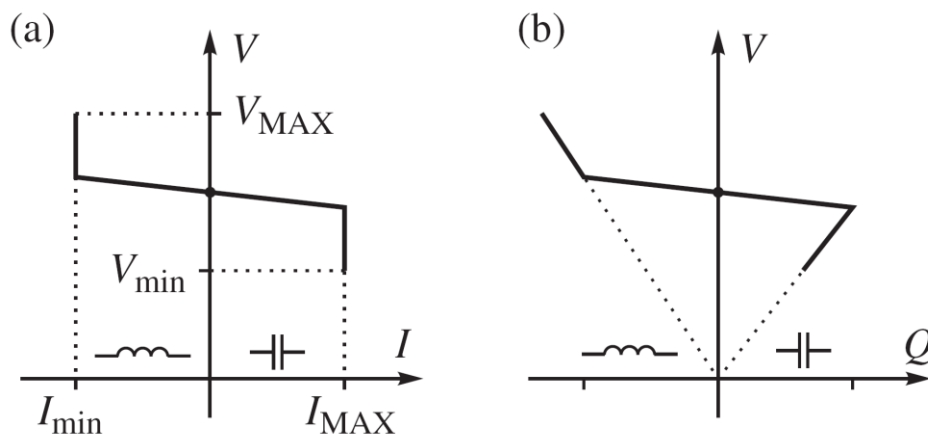
$$\underline{V}_{ac} = mkV_{DC}(\cos\psi + j\sin\psi) \quad (5.6)$$

En endring i m fører til en endring i amplituden på \underline{V}_{ac} , og påvirker derfor vekselstrømmen som flyter igjennom transformatorens reaktans X .

$$\underline{i}_{ac} = \frac{(\underline{V}_i - \underline{V}_{ac})}{jX} \quad (5.7)$$

Hvis $V_{ac} > V_i$ så vil \underline{i}_{ac} lede \underline{V}_i og reaktiv effekt blir levert til samleskinnen. Motsatt, hvis $V_{ac} < V_i$ så vil \underline{i}_{ac} ligge etter \underline{V}_i og reaktiv effekt blir trukket fra samleskinnen.

Ved å endre ψ så endres vinkelen for vekselspenningen \underline{V}_{ac} i forhold til \underline{V}_i , og det gjør det mulig å kontrollere aktiv effekt som mates til kondensatoren for å holde en konstant DC-spenning.



Figur 5.16: $V(I)$ og $V(Q)$ karakteristikk for STATCOM [1]

Som Figur 5.16 viser så vil en STATCOM oppfattes på samme måte som en SVC, når den befinner seg i området mellom grenseverdiene for hva den kan levere eller trekke av reaktiv effekt. Forskjellen er når behovet for reaktiv kompensering i tilknytningspunktet blir så lavt eller høyt at STATCOM-anlegget har gått utenfor grenseverdiene. Da vil STATCOM-anlegget ha en konstant strøm, som er illustrert ved de vertikale linjene I_{\min} eller I_{\max} på Figur 5.16 (a), og de diagonale linjene $Q = VI_{\min}$ og $Q = VI_{\max}$ på Figur 5.16 (b). Når innstilte spenningsgrenser V_{\min} eller V_{\max} blir overskredet så blir anlegget frakoblet.

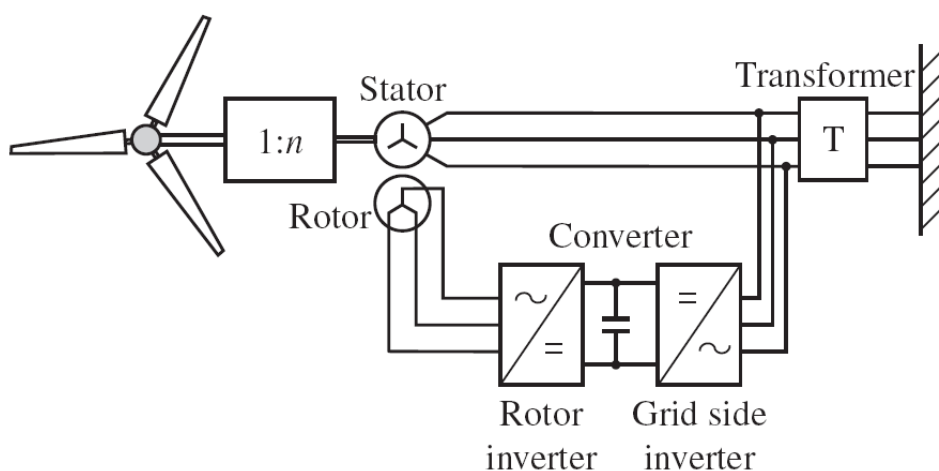
5.6 Vindkraftparker

Det finnes flere forskjellige oppbygninger av vindturbiner. De enkleste vindturbinene består av asynkrongeneratorer med burviklet rotor, som er tilkoblet direkte til kraftsystemet via en transformator. Generatoren produserer da kun nominell effekt ved en konstant vindhastighet, så virkningsgraden blir ikke så god. Det kan istedenfor brukes asynkronmotor med burviklet rotor og Dahlanderkobling, for å kunne endre antall polpar i statorfeltet. Generatoren kan ta

produsere nominell effekt ved både 1000 og 1500 rpm, ved å veksle mellom 4-polt og 6-polt statorvikling.

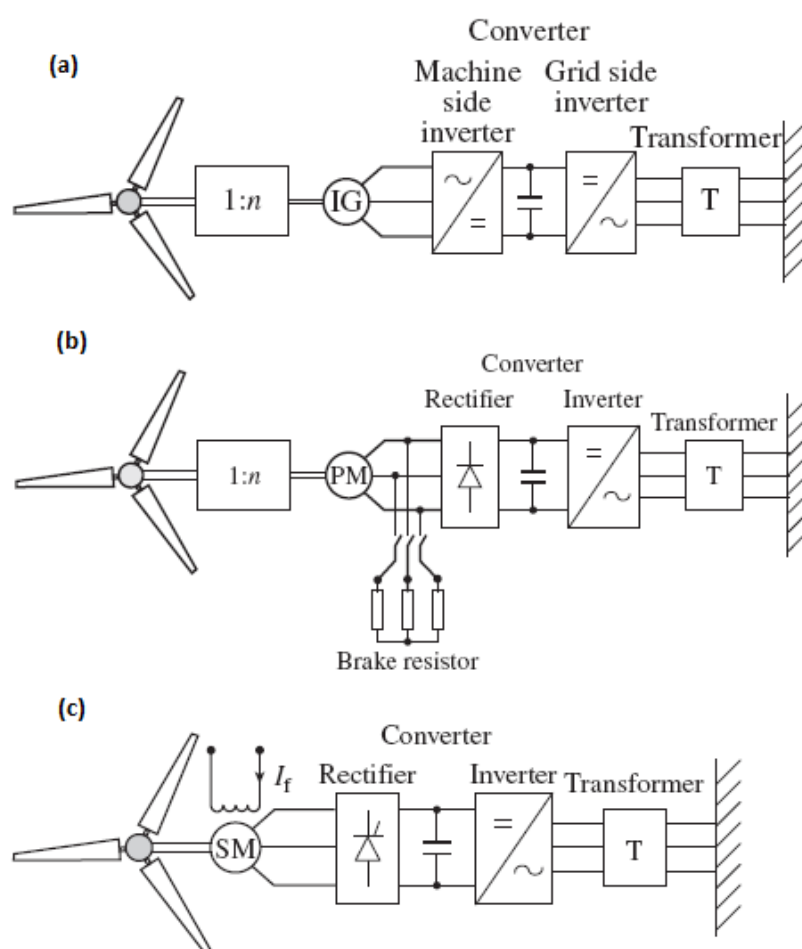
Vindturbiner kan også ha asynkrongeneratorer med sleperingsrotor, der endring av en ytre rotorresistans gir mulighet for å styre maskinen med sakkingsregulering. Dermed kan vindturbinen rotere ved et litt større turtallsområde, og mer av energien i vinden kan hentes ut. Ulempen er bruk av sleperinger samt at de ytre rotorresistansene medfører et effekttap. Asynkrongeneratorene trekker reaktiv effekt som de trenger som magnetiseringsstrøm, og det må derfor være kondensatorbatterier installert for å dekke opp for dette.

En annen løsning som det finnes en del av i nyere vindturbiner, er å erstatte den ytre rotorresistansen med et omformersystem, som vist på Figur 5.17. Dette er kalt vindturbin med dobbeltmatet asynkrongenerator. Omformeren på rotorsiden styres slik at strøm og spenning er i fase med hverandre, og rotor ser den dermed som en resistans. Effekttapene som ellers ville oppstått i resistansene unngås dermed, og denne opptatte effekten kan videre-distribueres til kraftsystemet. Hoveddelen av effekten leveres fra stator, men en del av effekten leveres fra rotor. Omformersystemet er vanligvis dimensjonert for ca. 30 % av den totale effekten, og turtallsområdet for vindturbinene blir da også økt med $\pm 30\%$. Omformeren på nett-siden vil kunne bidra med spenningsstøtte til kraftsystemet i form av reaktiv effekt, i tillegg til at den forsyner asynkrongeneratoren med den reaktive effekten den trenger for magnetisering.



Figur 5.17: Vindturbin med dobbeltmatet asynkronmaskin [1]

Vindturbiner kan også være bygd opp med et fullt dimensjonert omformersystem. Det kan da benyttes burviklet asynkrongenerator som vist på Figur 5.18 (a), permanentmagnet synkrongenerator som vist på Figur 5.18 (b), eller vanlig synkrongenerator med magnetiseringskrets som vist på Figur 5.18 (c). Synkrongeneratorer kan da brukes uten at brå endringer i vindstyrken fører til store mekaniske påkjenninger for girkassen, slik det ville hvis synkrongeneratoren hadde vært direkte tilkoblet kraftsystemet. Ulempen med disse løsningene er at omformersystemet må være dimensjonert for hele mengden effekt som generatoren skal kunne produsere.



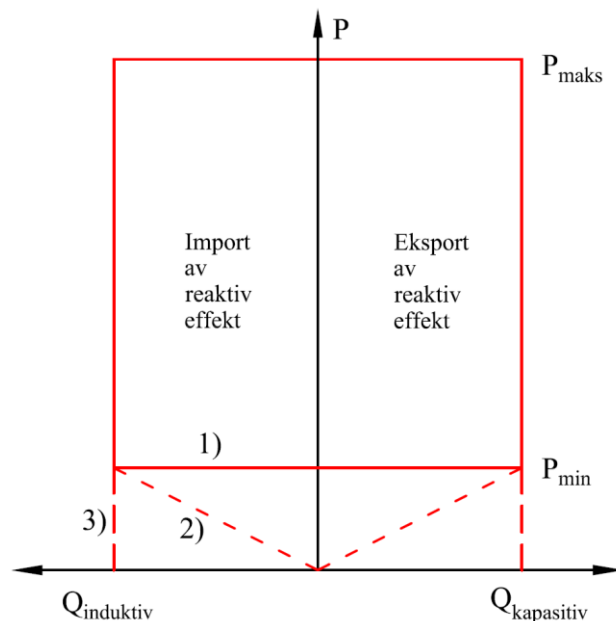
Figur 5.18: Vindturbiner med fullt dimensjonert omformersystem [1]

Når det benyttes en fullt dimensjonert omformer, så oppnås det full kontroll av både aktiv- og reaktiv effekt ut fra anlegget. Det vil si, den aktive effekten fra anlegget kan nedreguleres til et ønskelig nivå. Virkningsgraden blir også høy, da generatorene kan produsere strøm over et stort turtallsområde. Omformeren på generatorsiden kontrollerer det nødvendige momentet i

generatoren som trengs, slik at turtallet blir slik at maksimalt med energi tas ut fra vinden. Dette kan oppnås ved hjelp av Clarke- og Park-transformasjon, ved å kontrollere q-komponent strømmen. For asynkrongeneratoren i Figur 5.18 (a) blir magnetiseringsstrømmen holdt på et korrekt nivå ved kontroll av d-komponent strømmen.

Omformeren på nett-siden fungerer som vekselretter, og sørger for at spenningen over kondensatoren på DC-siden er konstant. Når vindturbinene produserer mer aktiv effekt så vil spenningen på DC-siden stige, og omformeren på nett-siden vil da levere mer aktiv effekt til kraftsystemet for å holde DC-spenningen konstant. En vital del for omformeren på nett-siden er induktansen på AC-siden, på samme måte som for en STATCOM. For eksemplene på Figur 5.18 vil denne induktansen være transformatoren. [1]

Omformeren på nett-siden kan være kapabel til å levere reaktiv effekt til tross for at aktiv effektproduksjon til en eller flere vindturbiner er null, og fungere på samme måte som en STATCOM. Dette er vist på det nederste området for $P < P_{\min}$, på kapabilitetsdiagrammet på Figur 5.19. For alternativ 1) så har ikke parken mulighet å fungere som STATCOM, for 2) så vil parkens reaktive ytelse gå gradvis mot null etter hvert som produksjonen gjør det, og for 3) så kan parken bidra med samme mengden reaktiv effekt når $P = 0$.



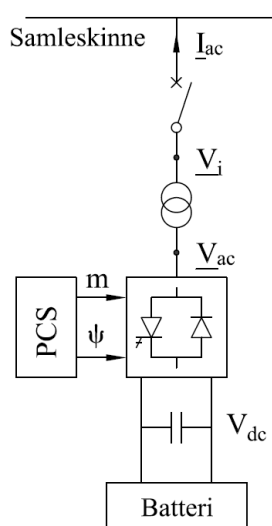
Figur 5.19: Kapabilitetsdiagram for en vindpark med VSC-omformersystem

5.7 HVDC og Back-to-Back

HVDC-forbindelser (High Voltage Direct Current connections) og Back-to-Back som er basert på VSC-omformere, kan kontrollere aktiv effekt og reaktiv effekt uavhengig av hverandre. En Back-to-Back konfigurasjon kan brukes mellom to AC samleskinner for å styre den aktive effekten, i tillegg til å kunne bidra med reaktiv støtte på begge sider. En Back-to-Back er en HVDC-forbindelse der begge omformerne er lokalisert på samme sted, uten en lang likestrøms-kabel imellom. Der er ingen HVDC-overføringer eller Back-to-Back i transmisjonsnettet i Nord-Norge, men i Sør-Norge er det flere HVDC-overføringer der de nyeste er basert på VSC-omformere.

5.8 Batteri energilagringssystem

Figur 5.20 viser oppbygningen til et batteri energilagringssystem som er bygget opp med en VSC-omformer. Et slikt anlegg kan kontrollere reaktiv effekt på akkurat samme måte som en STATCOM. Batterispenningen V_{dc} kan betraktes som konstant, slik at i henhold til formel (5.6), så vil endringer i parameterne m og ψ føre til endring i amplitude og fasen til vekselspenningen V_{ac} , og dermed kan både aktiv og reaktiv effekt inn og ut av anlegget kontrolleres. Reguleringen av m og ψ blir utført av et PCS-system (Power Conditioning System) [1]. Det er ikke installert noen batteri energilagringssystemer i transmisjonsnettet i Norge i dag.



Figur 5.20: Batteri energilagringssystem med VSC-omformersystem

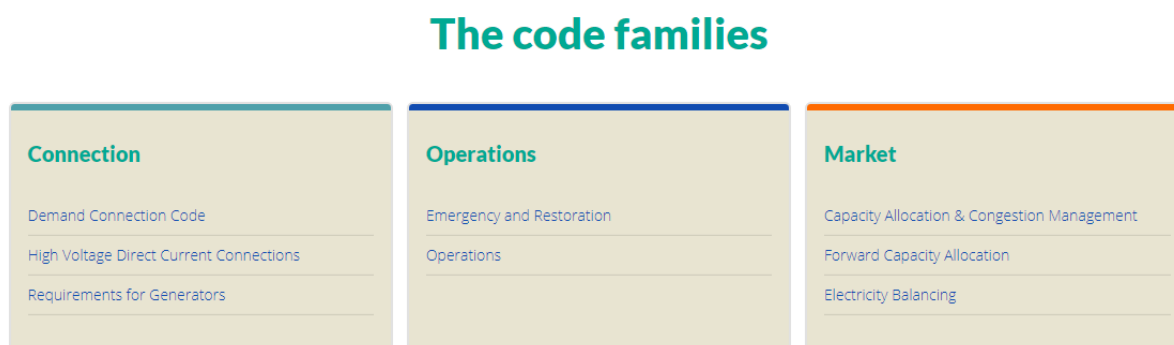
6 Regelverk og retningslinjer

Det er i dette kapitlet tatt med regelverk og retningslinjer som legger krav til reaktive ressurser og hvordan utøvelsen av spenningsregulering i kraftsystemet skal utføres.

6.1 Forordningen om systemdrift

Det er utarbeidet nettkoder og retningslinjer for elektrisitet som er vedtatt som forordninger med hjemmel i tredje energimarkedspakke. En forordning er en bindende rettsakt i EU som tilsvarer nasjonale lover i medlemslandene. Norge er gjennom sitt EØS-medlemskap forpliktet til å innføre vedtatte forordninger. Figur 6.1 viser de 8 nettkodene som fordeler seg på tre grupper: tilknytningskodene, driftskodene og markeds-kodene. Nettkodene har blitt utarbeidet av ENTSO-E med veiledning fra ACER, før de blir vedtatt som forordninger.

ENTSO-E er en samling av medlemslands TSO-er, og er fra Norge representert ved Statnett. Norge ble også medlem i ACER som et resultat av tredje energimarkedspakke. ACER er en samling av medlemslands regulatorer, og er fra Norge representert ved RME.



Figur 6.1: Nettkodene utarbeidet av ENTSO-E [8]

Forordningen om systemdrift er fra nettkoden "Operations" og er med retningslinjene "System Operations Guideline" (SOGL) blitt vedtatt i Europakommisjonen. Formålet med SOGL er å sikre god driftssikkerhet og frekvenskvalitet, og å bidra til effektiv utnyttelse av ressurser og infrastruktur i det europeiske kraftsystemet. Innholdet i SOGL er delt i tre deler med følgende temaer: driftssikkerhet, driftsstansplanlegging og last- og frekvensstyring. Under temaet driftssikkerhet, kapittel 2 artikkel 27 – 29 er det bestemmelser om regulering av spenning og håndtering av reaktiv effekt.

Artikkel 27 tar for seg forpliktelser alle TSO-er har med hensyn til spenningsgrenser. I normal driftssituasjon skal spenningene forbli stasjonær ved transmisjonsnettets tilknytningspunkter innenfor de intervallene som er angitt i Tabell 6.1 og Tabell 6.2. Hver TSO skal fastsette referansespenningen for spenningsverdiene uttrykt i p.u. Referansespenningen vil være den aktuelle driftsspenningen i området.

Tabell 6.1: Spenningsintervaller i tilknytningspunktet mellom 110 kV og 300 kV

Synkronområde	Spenningsintervall
Det europeiske kontinentet	0,90 pu - 1,118 pu
Norden	0,90 pu – 1,05 pu
Storbritannia	0,90 pu – 1,10 pu
Irland og Nord-Irland	0,90 pu – 1,118 pu
Baltikum	0,90 pu – 1,118 pu

Tabell 6.2: Spenningsintervaller i tilknytningspunktet mellom 300 kV og 400 kV

Synkronområde	Spenningsintervall
Det europeiske kontinentet	0,90 pu – 1,05 pu
Norden	0,90 pu – 1,05 pu
Storbritannia	0,90 pu – 1,05 pu
Irland og Nord-Irland	0,90 pu – 1,05 pu
Baltikum	0,90 pu – 1,097 pu

Artikkel 28 omhandler forpliktelser viktige nettbrukere, eksempelvis store produsenter og forbrukere kalt "Significant Grid Users" (SGU), har med hensyn til regulering av spenning og håndtering av reaktiv effekt. Hver SGU som er et transmisjonsnett-tilknyttet forbruksanlegg skal opprettholde settpunktene for reaktiv effekt, effektfaktor-intervallene og settpunktene for spenningsregulering innenfor det intervallet som er avtalt med TSO.

Artikkel 29 omhandler forpliktelser alle TSO-er har med hensyn til regulering av spenning og reaktiv effekt. Dersom spenningen i et tilknytningspunkt til transmisjonsnettet ligger utenfor intervallene definert i Tabell 6.1 og Tabell 6.2, så skal TSO treffe korrigerende tiltak for regulering av spenning og håndtering av reaktiv effekt i samsvar med artikkel 22 nr. 1 bokstav c), for å gjenopprette spenningen i dette punktet. TSO-er må blant annet sørge for å ha reaktiv-effekt reserver for å holde spenningen i sitt ansvarsområde innenfor grenseverdiene. Hver TSO skal komme til enighet med DSO om utveksling av reaktiv effekt og settpunktene for spenningsregulering ved tilknytningspunktet mellom TSO og DSO. DSO skal kunne bruke sine reaktive ressurser og ha rett til å gi instruksjoner om spenningsregulering til distribusjonsnett-tilknyttede SGU-er.

Sitat av artikkel 22 nr. 1 bokstav c):

Regulering av spenning og håndtering av reaktiv effekt ved hjelp av

- i) trinnkoplinger i krafttransformatorer,*
- ii) omkopling av kondensatorer og reaktorer,*
- iii) omkopling av kraftelektroniske innretninger som brukes for regulering av spenning og reaktiv effekt,*
- iv) instruksjoner til transmisjonsnett-tilknyttede DSO-er og betydelige nettbrukere om å blokkere automatisk regulering av spenning og reaktiv effekt på transformatorer, eller på sine anlegg å aktivere korrigerende tiltak fastsatt i punkt i)-iii) dersom spenningsforringelsen setter driftssikkerheten i fare eller truer med å føre til spenningskollaps i et transmisjons-nett,*

- v) *anmodning om endring av uttak av reaktiv effekt eller settpunktet for spenning for transmisjonsnett-tilknyttede synkrone kraftproduksjonsenheter,*
- vi) *anmodning om endring av uttak av reaktiv effekt for omformerne i transmisjonsnett-tilknyttede ikke-synkrone kraftproduksjonsenheter.*

I kapittel 3, artikkel 109 punkt 1 stilles det krav til at TSO skal i driftsplanleggingen ha fremtidige prognoser som gir grunnlag for å vurdere om det er tilstrekkelig med reaktive ressurser for å opprettholde driftssikkerheten i transmisjonsnettet.

Det stilles videre krav i artikkel 109 punkt 2 at TSO skal overvåke (sitat):

- a) *den tilgjengelige kapasiteten av reaktiv effekt i kraftproduksjonsanleggene,*
- b) *den tilgjengelige kapasiteten av reaktiv effekt i transmisjonsnett-tilknyttede forbruksanlegg,*
- c) *tilgjengelig kapasitet av reaktiv effekt hos DSO-er,*
- d) *det tilgjengelige transmisjonsnett-tilknyttede utstyret som er beregnet på levering av reaktiv effekt, og*
- e) *forholdet mellom aktiv og reaktiv effekt i grensesnittet mellom transmisjonsnettet og transmisjonsnett-tilknyttede distribusjonsnett.*

SOGL stiller krav til økt grad av kontroll og oversikt av reaktive ressurser. For operatørene på driftssentralen er det viktig å ha kontinuerlig oversikt over kraftsystemet som helhet, og hvilke reaktive ressurser som er tilgjengelige. Det er nødvendig med en god oversikt med bl.a. tilgang til måleverdier, bryterstillinger og hvordan det reaktive bidraget fra reaktive ressurser er i sanntid. Derfor er det avgjørende å ha gode informasjonssystemer med sanntidsdata som deles mellom forskjellige netteiere. Det er også nødvendig med lett tilgjengelig informasjon om hvor mye de forskjellige reaktive ressursene kan bidra med tanke på reaktiv effekt, slik som kapabilitetsdiagrammer for produksjonsenheter.

6.2 Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet

Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos) tar for seg regelverket for systemansvaret, og er hjemlet i energiloven. Formålet med fos er å legge til rette for et effektivt kraftmarked, momentan balanse og en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet. Statnett er ved konsesjon utpekt for å være systemansvarlig for det norske kraftsystemet. Utøvelsen av systemansvaret innebærer ansvar og myndighet til å pålegge andre aktører å handle på en bestemt måte, og gir også aktører rettigheter og plikter.

Fra Statnett sine retningslinjer for fos § 15 går det frem at den øvre grensen for systemspenning fastsatt av DSB bør legges til grunn når det fastsettes spenningsgrenser, og grenser for reaktiv effekt for å redusere tapene og øke overføringskapasitet i nettet. Laveste spenningsgrense vil være avhengig av flere faktorer, men systemansvarlig vil tilstrebe en høy grad av forsyningssikkerhet ved fastsetting av nedre spenningsgrense. Se [9] for kobling til retningslinjene for fos § 15.

Systemansvarlig vil ved sin utøvelse av spenningsregulering forsøke å oppnå stabile spenninger i nettet, samt å redusere den reaktive effektflyten gjennom nettet. Ved spenningsregulering vurderes det hvilke reaktive komponenter som er tilgjengelig, størrelse og plassering av disse komponentene, og hvilke tiltak som gir best effekt.

Det er ønskelig at spenningsutfordringer i distribusjons-, regional- og transmisjonsnett håndteres i respektive nett, og at utveksling av reaktiv effekt mellom de forskjellige nettene ved intakt nett er tilnærmet lik null. Netteiere er selv ansvarlig for spenningsnivå og regulering i egne stasjoner og eget nett, og plikter til å overholde grenser for spenning og utveksling av reaktiv effekt i henhold til fastsatte grenser av systemansvarlig.

Fos § 16 gir systemansvarlig et hovedansvar for å fastsette koblingsbilder i transmisjonsnett og regionalt distribusjonsnett. Koblingsbildet forteller hvor nettet er delt. Ulike koblingsbilder med oppdelinger mellom ulike nettområder kan være nødvendige for å sørge for en sikker og effektiv effektflyt og drift av kraftsystemet til enhver tid. Ferdig utarbeidede koblingsbilder er nødvendig slik at nødvendige analyser er gjennomført i forkant, og at koblingsbildet raskt kan endres ved behov.

Spenningsregulering på generatorer skal virke fritt og uten unødig begrensning, slik at hele kapasiteten definert av generatorenes kapabilitetsdiagram kan utnyttes. Gjennom fos § 14 kan det settes krav til funksjonaliteten til spenningsreguleringen knyttet til nye anlegg, eller ved endringer i eksisterende anlegg. Funksjonalitet fastsatt gjennom vedtak iht. fos § 14 dekker ikke valg av innstillinger for spenningsregulering i operativ drift, det er det fos § 15 som gjør.

Dersom anlegget ikke har vedtak iht. fos § 14 legger systemansvarlig til grunn at produksjonsanlegget kan operere innenfor de tekniske begrensninger som er definert av kapabilitetsdiagrammet. For synkrone produksjonsanlegg begrenses kapabilitetsdiagrammet av maksimal aktiv effekt, minimum aktiv effekt, maksimal magnetiseringsstrøm og stabilitetsgrenser. For kraftparker (vind-/solparker/annet) begrenses kapabilitetsdiagrammet av kraftparkmodulenes reaktive ytelser ved varierende aktiv effekt, og eventuelle effektbegrensninger i hoved-transformatoren.

Fos § 15 tredje ledd kan benyttes for å justere settpunkt samt vedta valg av reguleringsmodus for produksjonsenheter. Normalt skal alle spenningsregulatorer være i modus spenningsregulering. Dette er viktig for størst mulig spenningsstabilitet i kraftsystemet. Systemansvarlig kan fastsette spenningssettpunkt og hvordan spenningsregulatorer skal være innstilt, slik at generatorer bidrar til å oppnå ønsket spenning i tilknytningspunkt, og at generatorer responderer riktig ved spenningsendringer i generatorers tilknytningspunkt. Systemansvarlig vurderer behov for endring av modus og spenningssettpunkt i de tilfeller driftsforhold tilsier at valg av andre modus vil bidra til bedre forsyningskvalitet og forsyningsikkerhet.

Nedenfor er sitat av fos § 15:

FoS § 15. Spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt

Systemansvarlig kan fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i regional- og transmisjonsnettet.

Produksjonsenheter tilknyttet regional- og transmisjonsnettet skal bidra med produksjon av reaktiv effekt innenfor enhetenes tekniske begrensninger.

Systemansvarlig kan vedta hvordan den reaktive reguleringen skal benyttes i produksjonseheter tilknyttet regional- eller transmisjonsnett.

Systemansvarlig skal betale konsesjonærene for pålagt produksjon av reaktiv effekt ut over de grenser som er fastsatt av systemansvarlig. Betalingen skal fastsettes med utgangspunkt i aktuelle markedspriser og et normalnivå på de ekstra påførte fysiske tap som produsenten blir påført.

Konsesjonær skal overholde grenser fastlagt etter første ledd. Konsesjonær skal varsle systemansvarlig om driftssituasjoner hvor fastlagt grense ikke kan overholdes. Systemansvarlig samordner i slike situasjoner nødvendige tiltak. Systemansvarlig kan kreve at kostnadene ved tiltakene betales av ansvarlig konsesjonær etter dette ledd.

6.3 Forskrift om elektriske forsyningsanlegg

DSB gir i sin veiledning til Forskrift om elektriske forsyningsanlegg (FEF) høyeste tillatte kontinuerlig spenning for utstyr for alle nominelle systemspenninger [4]. Tabell 6.3 viser disse spenningsgrenser som er gitt av den internasjonale standarden NEK IEC 60038:2009.

Tabell 6.3: Høyeste tillate spenninger for høyspentnett

Nominell systemspenning (kV)	Høyeste tillate spenning (kV)
420	420
300	300
220	245
132	145
66	72,5

NEK IEC 60038 definerer ingen kortvarig mulighet for høyere spenning enn angitt i tabellen ovenfor. Under driftsforstyrrelser skal man så raskt som mulig gjøre omkoblinger i nettet som sikrer at de kontinuerlige spenningene kommer under grenseverdiene.

6.4 Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet

Forskrift om leveringskvalitet tar for seg krav til spenningskvaliteten i kraftsystemet. Med spenningskvalitet menes langsomme variasjoner, kortvarige overspenninger, kortvarige underspenninger, spenningsprang, flimmer, spenningsusymmetri, overharmoniske spenninger.

§ 3-3 tar for seg krav til maksimale langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi. Det går frem at spenningens effektivverdi skal være innenfor $\pm 10\%$ av nominell spenning målt som gjennomsnitt over ett minutt i alle tilknytningspunkt i lavspenningsnett.

§ 3-4 tar for seg krav til kortvarige over- og underspenninger og spenningsprang. Kortvarige over- og underspenninger og spenningsprang pga. nødvendige driftskoblinger for å opprettholde en tilfredsstillende leveringskvalitet omfattes ikke av denne paragrafen.

Statnett overvåker spenningskvaliteten i transmisjonsnett og vurderer tiltak for å forbedre områder som er eksponerte for dette, f.eks. i områder nær industri som forårsaker flimmer.

6.5 Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet

Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet (NVF) fra 2020 er en veileder for fos § 14. NVF erstatter Funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS) fra 2012, blant annet pga. nye europeiske krav bestående av nettverkskodene (se Figur 6.1), som har blitt innført der nettverkskodene for tilknytning er en del av NVF. Se [10] for kobling til NVF.

NVF er utarbeidet for å tydeliggjøre systemansvarliges tekniske funksjonskrav til anleggene, og for å veilede konsesjonærer om hvorfor kravene stilles og hvordan de kan overholdes.

Veilederen søker å harmonisere kravene til anlegg for å sikre at ulike anlegg hos ulike konsesjonærer har en funksjonalitet som utfyller hverandre og passer sammen. Veilederen er også viktig for å sikre at kravene gjennomføres på en ikke-diskriminerende og nøytral måte.

NVF stiller krav til både nettanlegg, vern, forbruk og produksjonsanlegg. For produksjonsanlegg benytter NVF følgende inndeling for både synkrone produksjonsenheter og kraftparker:

Tabell 6.4: NVF sin inndeling av produksjonseenheter

TYPE GRENSER

A	$0,8 \text{ kW} \leq P_{maks} < 1,5 \text{ MW}$
B	$1,5 \text{ MW} \leq P_{maks} < 10 \text{ MW}$
C	$10 \text{ MW} \leq P_{maks} < 30 \text{ MW}$
D	$P_{maks} \geq 30 \text{ MW}$ og alt tilknyttet nett med nominell spenning $U_n \geq 110 \text{ kV}$

NVF stiller blant annet kraft til at kraftparker skal ha funksjonalitet for spenningskontroll. Spenningssettpunkt skal kunne innstilles i området 0,95 – 1,05 p.u. og spenningsstatikken 2 – 7 %. Regulering av reaktiv effekt skal gi jevn regulering, og ikke større steg enn 5 MVar eller 5% av Q_{maks} . Mer enn 85% av den reaktive reserven for kraftparker skal være dynamisk.

Systemansvarlig kan fastsette krav innenfor grensene gitt av Tabell 6.5. Dersom ikke annet er besluttet av systemansvarlig, gjelder krav til reaktiv dimensjonering iht. Tabell 6.6. Dersom systemansvarlig fastsetter krav skal det foreligge tilstrekkelig underlag som viser at det er samfunnsmessig rasjonelt.

Tabell 6.5: Krav som systemansvarlig kan fastsette for kraftparker

	Reaktiv effekt referert P_{maks}	Effektfaktor (P_{maks}/S_n)
Kapazitiv ytelse	$Q_{kap,maks}/P_{maks}=0,75-0,33$	$\cos\varphi_{kap}=0,8-0,95$
Induktiv ytelse	$Q_{ind,maks}/P_{maks}=0,75-0,33$	$\cos\varphi_{ind}=0,8-0,95$

Tabell 6.6: Generelle krav til reaktiv ytelse for kraftparker

	Reaktiv effekt referert P_{maks}	Effektfaktor (P_{maks}/S_n)
Kapazitiv ytelse	$Q_{kap,maks}/P_{maks}=0,33$	$\cos\varphi=0,95$
Induktiv ytelse	$Q_{ind,maks}/P_{maks}=0,33$	$\cos\varphi=0,95$

Kraftparker type C og D skal kunne operere som STATCOM dersom dette kreves av systemansvarlig. STATCOM-drift betegnes av kraftparkens mulighet til å levere reaktiv regulering (spennings, MVar- eller $\cos\varphi$ -kontroll) selv om aktiv effektproduksjon hos én, flere eller alle kraftparkmoduler er null, slik vist på Figur 5.19.

7 Reaktiv tariffing

Statnett utfører reaktiv tariffing for å stimulere til at industri og underliggende konsesjonærer installerer nødvendige reaktive komponenter. Både uttak og innmating av reaktiv effekt kan være et problem for driften av transmisjonsnettet. Tariffing av reaktiv effekt skal bidra til at det installeres kompenseringer der det er behov for dette. Reaktiv effekt tariffes i de tilfellene da det er til ulempe for systemet.

To ganger i året vil det bli tatt ut fem tilfeldige kontrolltimer fra tung- og lettlastperioden. Tunglastperioden varer fra 01. november – 28. februar. Lettlastperioden varer fra 01. mai – 31. august. Avregningsgrunnlaget settes til det høyeste uttaket i disse timene. Rene produksjonspunkt blir ikke tariffert, og minimumsgrense for tariffing er, uavhengig av periode, ± 20 MVAR per utvekslingspunkt eller sammenhengende nett.

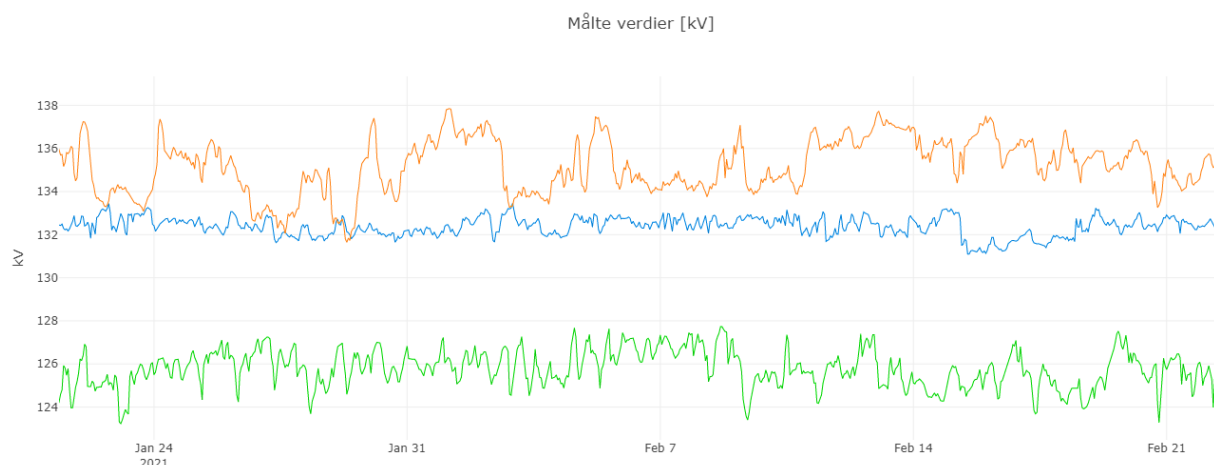
8 Driftsspenninger i kraftsystemet

Driftsspenningen er den spenningen et nett driftes med, og forskjellige nett med samme systemspenning kan ha forskjellige driftsspenninger. Figur 8.1 viser spenninger målt på samleskinnene i stasjoner i 3 forskjellige 132 kV nett i Norge. Målingene er for et tidsområde på en måned, fra januar til februar i år.

Den oransje grafen viser spenningsprofilen i et område der spenningene varierer mye pga. overført effekt fra vindkraftproduksjon, svakt nett og lite dynamiske reaktive ressurser. Driftsspenningen i dette området kan på sommeren i lettlastsituasjoner være over 140 kV, og veldig nær maksimal spenningsgrense på 145 kV. Det er ikke nok reaktive ressurser i dette området til å få en lavere spenning.

Den blå grafen viser spenningsprofilen i et område der spenningene ikke varierer så mye pga. mindre variasjoner i overført effekt, samt at området har stivere nett med kortere avstand til overliggende 300- og 420 kV nett. I dette området er det et aluminiumsverk som stiller krav til at spenningene holdes konstant på omtrent 132 kV, pga. utstyret deres er dimensjonert for det.

Den grønne grafen viser spenningsprofilen i et område der driftsspenningen er 125 kV, og maksimal spenning ikke bør være over 127 kV pga. krav fra industri. Industriens variasjoner i lastuttak forårsaker en del spenningsvariasjoner i dette området.

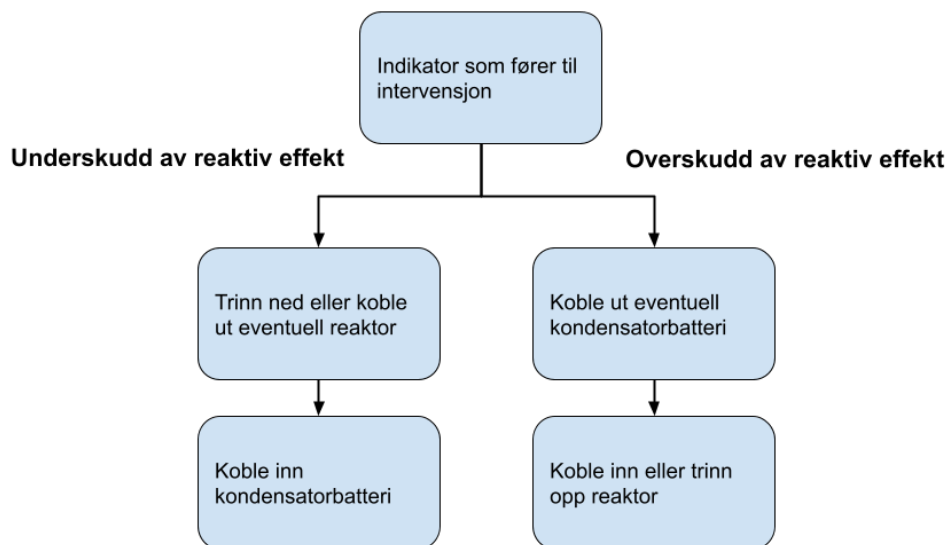


Figur 8.1: Spenningsprofiler ved 3 forskjellige nett med 132 kV systemspenning

9 Grunnleggende om reaktiv kompensering

Produksjon og last varierer til enhver tid i kraftsystemet, og som en følge av dette varierer det også hvor hardt overføringsnettets er belastet. Behovet for reaktiv effekt varierer dermed også, og for å holde spenningene innenfor et ønsket nivå er det behov for reaktiv kompensering. Reaktiv kompensering blir gjort manuelt av operatører på driftssentral, i tillegg til at de automatiske reaktive ressursene med en innstilt settpunkts-spenning, til enhver tid injiserer reaktiv effekt etter systemets behov.

Figur 9.1 viser hvordan reaktiv kompensering prinsipielt gjøres. Det begynner med at operatør på driftssentralen oppdager at driftssituasjonen ikke er som ønsket, f.eks. at spenningen i et område er for høy eller lav. Deretter blir det iverksatt tiltak for å forbedre situasjonen. Om spenningen er for lav så er det behov for å tilføre reaktiv effekt til området, og om spenningen er for høy så er det behov for å trekke reaktiv effekt fra det området.



Figur 9.1: Prinsipielt flytskjema for reaktiv kompensering

Kompenseringen må gjøres mest mulig lokalt, da overføring av reaktiv effekt ikke er ønskelig. Reaktive ressurser er derfor spredt over hele kraftsystemet. Ved for lav spenning så blir det koblet inn kondensatorbatteri i området der det er lav spenning. Ved for høy spenning så blir det koblet inn reaktor i området der det er høy spenning.

10 Dagens praktiske håndtering

Det har blitt gjort en spørreundersøkelse av operatørene på en driftssentral i Statnett i forbindelse med denne oppgaven. I dette kapitlet er det laget en oppsummering av svarene som ble gitt til noen av spørsmålene i denne undersøkelsen. Spørreundersøkelsen var laget med mål om å fremskaffe informasjon om hvordan den praktiske håndteringen av reaktive ressurser fungerer i dag. Undersøkelsen ble laget i Microsoft Forms, og det ble mottatt svar fra 15 operatører på driftssentralen. Spørsmålene til undersøkelsen er i sin helhet lagt som vedlegg 2, og et sammendrag av svarene er lagt som vedlegg 3.

Sannsynlighet for indikatorer som fører til tiltak

Spørsmål: Hva fører til at du som operatør på regionsentralen går i gang med å gjøre tiltak ved å koble- eller endre på settpunkt på reaktive ressurser? Ranger alternativene etter høyeste sannsynlighet øverst.

Svaralternativenes rangering:

1. Observerer uønsket spenningsnivå.
2. Alarm om spenning lav/høy.
3. Observerer at FACTS leverer/trekker mye reaktiv effekt.
4. Alarm om sirkulerende reaktiv effekt på parallelle trafoer.
5. Observerer uønsket reaktiv effektflyt.
6. Varsel fra andre netteiere om uønsket spenning eller -reaktiv effektflyt.
7. Observerer at tiltak er nødvendig før koblingsoppdrag.

Rekkefølge for bruk av reaktive ressurser

Spørsmål: I hvilken rekkefølge gjør du tiltakene for å kompensere ved for høy/lav spenning? Ranger med alternativet du begynner med øverst og de neste i synkende rekkefølge.

Svaralternativenes rangering:

1. Justering på reaktor med trinnkobler.
2. Koble inn/ut kondensatorbatteri/reaktor.

3. Endre spenningssettpunkt på FACTS.
4. Endre spenningssettpunkt eller manuell justering på trafo med trinnkobler.
5. Endre spenningssettpunkt på fasekompensator.
6. Be om endret reaktiv utveksling på generatorer.
7. Spesialregulering for oppstart av generator for minstekjøring med reaktivt bidrag.
8. Koble ut ledninger ved for høy spenning.
9. Endre delingspunkt i svakt regionalnett for bedre fordeling av effektflyt.
10. Koble ut last.

Prioritet for å kompensere lokalt

Spørsmål: Du opplever lave spenninger i et område i 132 kV regionalnett midt på natten. Spenningene i 420 kV transmisjonsnettet er fine. Det lokale e-verket har et kondensatorbatteri i dette området som du er usikker på om er innkoblet. Statnett har et større kondensatorbatteri tilgjengelig i transmisjonsnettet, men det er lengre unna. Hvilket av alternativene vil du velge for å forsøke å løse problemet?

- Ringer det lokale e-verket på deres vakt-telefon og spør om deres batteri er tilgjengelig og om de i så fall kan koble det inn.
- Kobler inn Statnett sitt kondensatorbatteri i transmisjonsnettet.

Svar: Enstemmig om at kompensering må gjøres lokalt, til tross for usikkerhet om tilgjengelighet til lokal reaktiv ressurs, ugunstig arbeidstid og lengre tidsbruk.

Kommentarer:

- Kondensatorbatteri på 420 kV hjelper lite eller ingenting for spenningene på 132 kV.
- Kondensatorbatteri på 420 kV vil gi for høye spenninger der de opprinnelig var fine.
- Kondensatorbatteri på 420 kV vil føre til unødvendig reaktiv effektlyt med påfølgende høyere strømmer, tap, spenningsfall osv.
- Om lokalt kondensatorbatteri på 132 kV mangler fjernstyring så innkobling vil ta tid, så kan innkobling av 420 kV kondensatorbatteri være nødvendig

Ønskede spenningsnivåer

Tabell 10.1 viser et gjennomsnitt av ønsket spenningsnivå som operatørene ønsker som driftsspenning i nett med de forskjellige systemspenningsnivåene i transmisjonsnettet.

Tabell 10.1: Ønskede spenningsnivåer i transmisjonsnettet

Systemspenning (kV)	Øvre spenningsgrense (kV)	Ønsket spenningsnivå (kV)
420	420	414
300	300	296
132	145	137

Vurderinger som gjøres ved spenningsregulering

Spørsmål:

Beskriv med egne ord hvilke vurderinger du som operatør gjør når du justerer på spenningene i kraftsystemet. Hvilken informasjon i bildet tar du med i vurderingene? Ta gjerne med vurderinger for endringer frem i tid.

Noen stikkord: reaktive ressurser, spenninger, reaktiv effektflyt, parallelle trafoer, produksjonsplaner, lastendring, mulig driftsforstyrrelse, mekanisk slitasje, feilkobling og spenningsvariasjoner

Svar:

- Spenninger ønskes innenfor et "spenningsvindu".
- Bruker stolpediagrammene på driftssentralsystemet for spenningsprofil.
- Oversiktstabeller som viser reaktive komponenter som er inn/utkoblet og hva de leverer/trekker gir rask oversikt.
- Ser på oversiktsbildene hvordan spenningene er.
- Ser på oversiktsbildene hvordan reaktiv effektflyt er.
- Ser om det er sirkulerende reaktiv effekt på parallelle trafoer inn til et område.
- Ser om noen komponenter jobber mot hverandre (uønsket reaktiv effektflyt).
- Komponenter med spenningssettpunkt mest mulig i null-balanse.
- Ser hva produksjonsenheter (vann- og vindkraft) trekker/leverer av reaktiv effekt.

- Sjekker produksjonsplaner fremover i tid. Kan komme store endringer.
- Ved forventning om lavere effektoverføring frem i tid tillates lavere spenninger.
- Ved forventning om høyere effektoverføring frem i tid tillates høyere spenninger.
- Ved høye effektoverføringer vil man ha høyere spenninger for å få ned strømmene.
- Vurderer hvilken komponent som vil ha størst effekt (størrelse/avstand).
- Krever tid mellom hvert tiltak som gjøres da det tar tid før man ser alle virkningene.
- Svakt nett pga. driftsstans eller havari gir større spenningsvariasjoner.
- Tar høyde for driftsforstyrrelser som kan gi høyere eller lavere spenninger.
- Snitt der spenningen er dimensjonerende (spenningsgrense/spenningsstabilitet).
- Alltid komponenter i auto-funksjon i normal drift.
- Informasjon om utilgjengelige reaktive ressurser.
- Sjekker om trafo-trinnskoblere står i hånd/auto.
- Sette reaktorer og kondensatorbatterier i hånd/auto.
- Sjekke innstillinger for auto-funksjon for kondensatorbatterier og reaktorer.
- Værmeldinger for endringer i vindkraft.
- Kjennskap til døgnprofil for lastuttak er viktig i forkant av spenningsjustering.
- Mekanisk slitasje.
- Risiko for feilkobling.

Sjekker årsak til plutselig spenningsendring

Spørsmål: I tilfeller da du opplever at spenningene plutselig har endret seg så du må gjøre tiltak for dette, tenker du på hva årsaken var til at spenningene endret seg? Hva gjør du i så fall for å finne ut av det?

Svar:

- Utfall av produksjon eller forbruk.
- Endring i produksjonsplan.
- Varsel om lastendring hos industri.
- Brå endring av vindkraft.
- Automatikk for inn/utkobling av reaktive komponenter.
- Endringer i effektoverføring.

- Andre e-verk sine reaktive komponenter.
- Endringer i underliggende nett (Utfall av andre e-verk sine ledninger).

Behov for å endre reaktivt bidrag fra kraftverk

Spørsmål: I Forskrift om systemansvaret § 15 tredje ledd står det at systemansvarlig kan vedta hvordan den reaktive reguleringen skal benyttes i produksjonsenheter tilknyttet regional- eller transmisjonsnettet. Hender det ofte at du ber om endret MVAR på kraftverk, og hva er årsakene til at du har gjort det?

Oppsummering av svarene: Dersom det er nødvendig for å opprettholde akseptable spenninger og det ikke er andre tilgjengelige reaktive ressurser. Det hender også at generatorer har feil innstilt settpunkt og jobber imot andre kompenseringsanlegg. Blir gjort mindre nå enn før da Statnett i de senere år har utrustet med flere reaktive ressurser enn før.

Prediktive vurderinger

Spørsmål: Du oppdager lave spenninger i et område med 300- og 420 kV systemspenning. Ifølge produksjonsplanene så skal det om 30 minutter bli endringer i produksjonen som du antar at vil føre til at spenningene vil bli forbedret. I dette området er det tilgjengelige reaktive ressurser. Velg et av alternativene for hva du velger å gjøre.

Svar til meningsmåling:

- 53 % svarer at de gjør tiltak straks og synes det er for lenge å vente 30 minutter.
- 40 % svarer at de venter til problemet løser seg selv.

Utfører lastflytsanalyse før uvanlig eller komplisert kobling

Spørsmål: Gjør du skudd i E-terra for å finne ut hva spenningene blir etter en uvanlig eller komplisert kobling?

Svar til meningsmåling:

- 67 % gjør det alltid, eller noen ganger hvis de har tid
- 33 % gjør ikke dette

Bakgrunnsinformasjon: Driftssentralsystemet som brukes i Statnett har et kraftsystem-analyseverktøy integrert. Dette simuleringsverktøyet kan innhente målinger fra kraftsystemet, slik at det kan gjøres analyser i forkant av koblinger for å se hvordan kraftsystemet blir påvirket. Dette er ikke noe som blir brukt vanligvis ved reaktiv kompensering da det tar for lang tid å bruke, men blir oftere brukt før større og mer kompliserte koblingsoppdrag.

Antatt gjennomsnittlig tidsforbruk til tiltak og justering av reaktiv effekt og spenning i løpet av et døgn

Gjennomsnitt av svarene i løpet av et døgn: 1 time og 10 min.

11 Rekkefølge for bruk av reaktive ressurser

De forskjellige reaktive ressursene har forskjellige egenskaper og nytteverdier, og på bakgrunn av denne teorien har de i dette kapitlet fått en kost som kan fungere som en rangering, for å tilsi hvilken rekkefølge de bør brukes i. Det skilles mellom statiske og dynamiske reaktive ressurser, ettersom hvor raskt de kan kompensere for de endrede behovene for reaktiv effekt.

11.1 Statiske reaktive ressurser

Statiske reaktive ressurser brukes for å kompensere for de sakeskiftende endringene i systemets behov for reaktiv effekt, som daglige og sesongmessige forbruks- og produksjonsendringer. Fra et systemsynspunkt har statiske ressurser nytteverdi til å bidra med reaktiv kompensering i normale driftssituasjoner, men er for treg til å håndtere momentane endringer som følge av driftsforstyrrelser.

Innen statiske reaktive ressurser kan det skilles på om de er regulerbare, og om de er manuell regulerbar eller automatisk regulerbar. De manuelle regulerbare enhetene er passive, og reguleres manuelt av systemoperatør. De automatisk regulerbare enhetene er aktive, og stilles inn med et spenningssettpunkt slik at de automatisk regulerer for å opprettholde spenningen i målepunktet lik referansen, dvs. settpunkts-spenningen som er stilt inn.

De vanligste statiske reaktive ressursene er kondensatorbatterier og reaktorer som kan manuelt kobles inn eller ut når systemforholdene endres. De er teknisk sett enklest, og brukes for å gjøre de grove justeringene for injeksjon av reaktiv effekt. Dette skjer innen den tiden det tar for operatøren å gjøre koblingene fra driftssentralen.

Kondensatorbatterier er vanligvis tilkoblet med brytere til samleskinner, eller til tertiærviklingen av en trafo. De er spredt rundt i kraftsystemet og er gjerne plassert ved kritiske punkter i kraftsystemet der det vil være behov for tilført reaktiv effekt i tunglastperioder. Kondensatorer har en fast mengde reaktiv effekt som ikke kan reguleres.

Reaktorer er også spredt rundt i kraftsystemet, gjerne ved kabler eller lange ledninger. De er tilkoblet med brytere til samleskinner i stasjoner, og blir vanligvis koblet inn i lettlastperioder.

Reaktorer har gjerne trinnkobler og er vanligvis manuelt regulerbare, slik at mengden reaktiv effekt som de skal trekke fra systemet kan reguleres.

Kondensatorbatterier og reaktorer kan ha automatisk inn- og utkobling ved innstilte spenningsnivåer og tid. Dette gjør at de blir koblet inn eller ut automatisk innen de sekunder som er innstilt, når spenningen når de innstilte grenseverdiene. Da er allerede spenningen for lav eller høy, og er langt unna et optimalt spenningsnivå. Dette er en funksjon som gjør at de raskere blir koblet inn eller ut ved store endringer, slik som f.eks. driftsforstyrrelser.

Transformatorer med trinnkobler gir mulighet til å regulere reaktiv effektflyt gjennom trafoen. Trinnkoblerne har vanligvis mulighet for å kunne stå i automatisk eller manuell regulering. I manuell regulering så kan operatør på driftssentral endre hvilket trinn trafoen skal stå i, og dermed regulere reaktiv effektflyt gjennom trafoen for å oppnå ønsket spenningsnivå på primær- eller sekundærsiden av trafoen. I funksjon auto så stilles det inn en settpunktspenning, som oftest for sekundær-siden, og trinnkoblerens kontrollsystem sørger da for regulering av trinnkobleren for å oppnå denne spenningen.

Reaktiv effekt fra kondensatorbatterier og reaktorer endres med kvadratet av en spenningsendring. Dette er uheldig ved en spenningsreduksjon da det fører til at reaktiv effekt fra en kondensator synker med kvadratet av spenningsreduksjonen ($Q = V^2 / X_{KB}$). Det betyr at hvis spenningen synker fra 1,0 til 0,9 p.u., så vil reaktiv effekt fra kondensatorbatteriet synke fra 1,0 til 0,81 p.u.

11.2 Dynamiske reaktive ressurser

Dynamiske reaktive ressurser er enheter som automatisk regulerer spenningen, og kan kompensere med reaktiv effekt i løpet av få millisekunder. Vanlige eksempler er FACTS-enheter og synkronmaskinen, hvor begge er i stand til rask dynamisk respons. Noen typer fornybare kilder slik som vindkraftparker har samme typen VSC-omformersystem som STATCOM, og kan være i stand til å gi samme dynamiske respons. Alle dynamiske reaktive ressurser er aktive med automatisk regulering. Finjusteringen for en presis og konstant spenning blir gjort av de automatiske ressursene.

Dynamiske reaktive ressurser kan raskt endre reaktiv utveksling for å imøtekomme momentane endringer i behovet for reaktiv effekt, f.eks. utfall av generatorer, last eller overføringsledninger. På den måten kan de hindre at det oppstår kraftige spenningsendringer under driftsforstyrrelser, og bidrar dermed til at den maksimale spenningsgrensen ikke overskrides eller at en spenningskollaps kan unngås.

Fra et systemsynspunkt vil de to forskjellige FACTS-enhetene SVC og STATCOM, ha samme nytteverdi for kontroll av spenningsnivået under normale driftsforhold. Om behovet for reaktiv kompensering derimot blir større enn enhetens kapasitet, så vil det i henhold til deres $V(Q)$ karakteristikk føre til at en STATCOM fungerer med en konstant strøm-karakteristikk, og en SVC vil fungere med en konstant impedans-karakteristikk. Ved en kraftig spenningsreduksjon og behovet for reaktiv effekt blir større enn kapasiteten på en SVC, så vil den med andre ord få en redusert reaktiv effektytelse på samme måte som et kondensatorbatteri, der reaktiv effekt reduseres med kvadratet av en spenningsreduksjon. En STATCOM vil derimot i en slik situasjon få en redusert reaktiv ytelse som reduseres lineært med spenningsreduksjonen, og har dermed en fordel ovenfor en SVC i slike tilfeller.

Vannkraftverk og vindkraftparker er reaktive ressurser som ikke har reaktiv kompensering som hovedformål, og de vil ikke alltid være tilgjengelig til å brukes for reaktiv kompensering når de ikke produserer aktiv effekt. De er heller ikke kontrollerbare fra Statnetts driftssentralsystem, da de driftes fra andre driftssentraler. Operatører på Statnetts driftssentral må dermed ringe til den driftssentralen som kontrollerer den respektive reaktive ressursen, for å be de om å utføre de nødvendige endringene. Om det skulle være behov for å endre spennings-settpunkt på en dynamisk ressurs for å få den til å levere eller trekke mer reaktiv effekt, så ville det være mer optimalt å velge en FACTS-enhet fremfor et kraftverk, om valget sto mellom de to.

11.2.1 Spenningskvalitet

Langsomme variasjoner i spennings effektivverdi, kortvarige over- og underspenninger, spenningsprang, flimmer, overharmoniske spenninger og spenningsusymmetri er en del av det som omfattes av spenningskvalitet. Spenningen må ha en viss kvalitet for at den skal kunne benyttes og ikke ødelegge elektriske apparater. Konsekvenser av for dårlig kvalitet på spenningen kan være havari og forkortet levetid på elektrisk utstyr.

Dynamiske reaktive ressurser bidrar til en mer flat spenningsprofil ved å til enhver tid bidra med kompensering av reaktiv effekt etter systemets behov. I stasjoner der det er dynamiske ressurser, så vil det i det området være en mer konstant spenning. Langsomme spenningsvariasjoner skal i henhold til Forskrift om leveringskvalitet § 3-3 ikke variere mer enn $\pm 10\%$ i tilknytningspunkt i lavspenningsnett, målt som gjennomsnitt over ett minutt.

Enkelte typer forbrukere slik som enkelte typer industri kan ha last som er veldig sensitiv til kortvarige over- og underspenninger. De kan ha installerte vern som er innstilt for å koble ut deler av anlegget for å beskytte dette sensitive utstyret, om det skulle inntreffe større endringer i spenningen. Det er vanlig at slik forbrukere har en FACTS-enhet installert i nærheten, som vil bidra til en mer konstant spenning.

Mennesker kan bli plaget med blinking i lyset som kan føre til migrene og epileptiske anfall. Statnett overvåker transmisjonsnettet for flimmer- og overharmoniske spenningsproblemer. STATCOM kan brukes til å forbedre spenningskvaliteten i områder der den er installert, og er godt egnet nær industri for å redusere spenningsflimmer, f.eks. skapt av lysbueovn.

11.3 Rangering av reaktive ressurser

Basert på egenskapene beskrevet i dette kapittelet så har de forskjellige reaktive ressursene i Tabell 11.1 fått en kost som danner utgangspunkt for en rekkefølge for bruk.

Tabell 11.1: Oversikt over reaktive ressurser med kost

Reaktiv ressurs	Regulerbar	Automatisk/ Manuell	Responstid	Kost
Kondensatorbatteri	Fast innstilling	Manuell	Statisk (Minutter)	1
Reaktor	Trinnkobler	Manuell	Statisk (Minutter)	1
Trafo med trinnkobler	Trinnkobler	Automatisk/ Manuell	Statisk (Minutter)	1
Fasekompensator	Magnetiseringsstrøm	Automatisk	Dynamisk (Millisekund)	2
SVC	Tyristor-regulert reaktor	Automatisk	Dynamisk (Millisekund)	2
STATCOM	Pulsbreddemodulering	Automatisk	Dynamisk (Millisekund)	2
Vannkraftverk	Magnetiseringsstrøm	Automatisk	Dynamisk (Millisekund)	3
Vindkraftparker	Pulsbreddemodulering	Automatisk	Dynamisk (Millisekund)	3

12 Valg av sted for kompensering

Reaktiv effekt kan ikke overføres over lange avstander slik som aktiv effekt kan. Det vil gi størst påvirkning å utføre kompensering i den stasjonen der problemet er størst, men det er ikke alltid det er tilgjengelig reaktiv ressurs i denne stasjonen, eller så har reaktiv ressurs i denne stasjonen en høyere kost. I dette kapitlet er det beskrevet metoder som kan brukes for å gi en rangering for hvor reaktiv kompensering bør gjøres.

12.1 Metode 1: Jacobi matrisen

Aktiv og reaktiv effekt ved hver node i kraftsystemet er ikke-lineære funksjoner av spenningenes amplituder og lastvinklene: $P = P(V, \delta)$, og $Q = Q(V, \delta)$. Det er derfor noen ganger praktisk og nødvendig med linearisering av disse funksjonene, for å se hvordan de oppfører seg i nærheten av et arbeidspunkt. Endringer i aktiv- og reaktiv effektflyt i alle systemets noder kan dermed, ved å bruke matrisealgebra bli skrevet som

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{M} \\ \mathbf{N} & \mathbf{K} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (12.1)$$

hvor ΔP og ΔQ er vektorene for respektive endringer i aktiv- og reaktiv effekt ved alle systemets noder, og hvor ΔV og $\Delta \delta$ er vektorene av respektive trinnvise endringer i spenning- og lastvinkel. Jacobi-matrisen består av submatrisene \mathbf{H} , \mathbf{M} , \mathbf{N} og \mathbf{K} , og elementene i submatrisene består av

$$H_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j}; M_{ij} = \frac{\partial P_i}{\partial V_j}; N_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j}; K_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \quad (12.2)$$

Disse submatrisene er de partielle deriverte av funksjonene i (12.3), som er P og Q som funksjon av spenningens amplituden V og lastvinkelen δ for alle noder i systemet.

$$\begin{aligned} P_i &= V_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N V_i V_j [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \\ Q_i &= -V_i^2 B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N V_i V_j [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \end{aligned} \quad (12.3)$$

Submatrisene M og K blir ofte multiplisert med spenningen i hver node for å få redusere utregningene involvert i å forme Jacobi-matrisen, da den blir mer symmetrisk. Spenningen ΔV må derfor divideres med denne spenningen. (12.1) tar da formen

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & M' \\ N & K' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V / V \end{bmatrix} \quad (12.4)$$

eller

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_N \\ \hline \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_N} & V_1 \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & V_N \frac{\partial P_1}{\partial V_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_N}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial \delta_N} & V_1 \frac{\partial P_N}{\partial V_1} & \dots & V_N \frac{\partial P_N}{\partial V_N} \\ \hline \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_N} & V_1 \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & V_N \frac{\partial Q_1}{\partial V_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_N} & V_1 \frac{\partial Q_N}{\partial V_1} & \dots & V_N \frac{\partial Q_N}{\partial V_N} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \vdots \\ \Delta \delta_N \\ \hline \frac{\Delta V_1}{V_1} \\ \vdots \\ \frac{\Delta V_N}{V_N} \end{bmatrix} \quad (12.5)$$

Jacobi-matrisen kan forenkles ved å gjøre antakelsen $M' = 0$ og $N = 0$. Dette er forenklinger som ikke er så langt fra sannheten for kraftsystemet i stabil tilstand, da aktiv effekt endres normalt lite av en spenningsendring og reaktiv effekt endres normalt lite av en endring i lastvinkelen. Jacobi-matrisen blir da en blokkdiagonal matrise, og tar formen

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & K' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V / V \end{bmatrix} \quad (12.6)$$

hvor elementene i submatrisen K' er

$$K'_{ii} = V_i \frac{\delta Q_i}{\delta V_i} = -2V_i^2 B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N V_i V_j [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] = Q_i - V_i^2 B_{ii} \quad (12.7)$$

$$K'_{ij} = V_j \frac{\delta Q_i}{\delta V_j} = V_i V_j [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad \text{for } i \neq j$$

K'_{ii} er diagonalelementene og K'_{ij} er de ikke-diagonale elementene i K' . Elementene i submatrisen K' forteller hvor mye reaktiv effekt endrer seg ved en node i systemet, for hver trinnvis endring i spenningen ved den samme noden (K'_{ii}), eller ved en av de direkte tilknyttede nodene i systemet (K'_{ij}). For alle noder som ikke er direkte tilknyttet, det vil si det ikke er en ledning mellom i og j , så vil K'_{ij} bli null. Dette gjelder også for alle de andre Jacobi-submatrisene, som på samme måte som admittans-matrisen er "sparse" matriser, det vil si en stor del av matrisen består av tallet null.

Forenklingene som ble gjort i (12.6), gjør at reaktiv effekt er kun antatt påvirket av endring i spenningen, og antas uavhengig av endringer i lastvinkelen. Endring i reaktiv effekt kan da skrives alene som:

$$\Delta Q = K \Delta V \quad (12.8)$$

Submatrisen K er en kvadratisk matrise som er inverterbar, hvis og bare hvis determinanten er forskjellig fra null ($\det(K) \neq 0$), og hvis det finnes en invers matrise K^{-1} og multiplisering av disse blir identitetsmatrisen.

$$K K^{-1} = I \quad (12.9)$$

En får da en entydig løsning av

$$\Delta V = K^{-1} \Delta Q \quad (12.10)$$

eller

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \cdots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial V_1} & \cdots & \frac{\partial Q_N}{\partial V_N} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_N \end{bmatrix} \quad (12.11)$$

Elementene i den inverse matrisen \mathbf{K}^{-1} vil fortelle noe om hvor mye spenningen endrer seg ved en node, enten ved en trinnvis endring i reaktiv effekt ved den samme noden (K^{-1}_{ii}), eller ved en trinnvis endring i reaktiv effekt ved hvilken som helst annen node i systemet (K^{-1}_{ij}).

\mathbf{K}^{-1} er forskjellig fra \mathbf{K} da den ikke er en "sparse" matrise. Den inneholder dermed informasjon om hvordan spenningen endres på en node, i forhold til en endring i reaktiv effekt på en hvilken som helst annen node i systemet. Dette kan dermed brukes for å kunne gi en rangering for hvor kompensering med reaktiv effekt bør gjøres.

Om en tar øverste raden i \mathbf{K}^{-1} i (12.11) som eksempel, så kan tallene i denne raden rangeres og rangeringen vil si hvilke noder kompensering med reaktiv effekt vil ha størst påvirkning på node 1.

Jacobi-matrisen lages i kraftsystem-analyseverktøy (også kalt lastflytberegnere eller lastflytløser), da den er en nødvendig del av både Newton-Raphson metoden og Fast Decoupled metoden, som er vanlige iterasjonsmetoder som brukes. Newton-Raphson er basert på at \mathbf{x}_{n+1} er løsningen for ligningen $\mathbf{F}(\mathbf{x})=0$, og at \mathbf{x}_n er en tilnærming:

$$\mathbf{x}_{n+1} = \mathbf{x}_n - \left[\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{x}} \right]_n^{-1} \mathbf{F}(\mathbf{x}_n) \quad (12.12)$$

hvor $\left[\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{x}} \right]$ er Jacobi-matrisen i dette tilfellet. For hvert steg i iterasjonen så må (12.12) regnes ut. For tilfeller der et stort antall noder er involvert slik at utregningene blir tyngre, f.eks. i virkelige kraftsystem, så blir ofte ikke den inverse av Jacobi regnet ut direkte, da det finnes andre metoder som er mer beregningseffektive og gjør utregningene mindre krevende. Det er vist eksempel av dette i (12.13) og (12.14). Det er dermed ikke sikkert at den inverse av Jacobi i utgangspunktet er en del av alle kraftsystem-analyseverktøy.

$$\left[\frac{\partial \mathbf{F}}{\partial \mathbf{x}} \right]_n \Delta \mathbf{x}_{n+1} = -\mathbf{F}(\mathbf{x}_n) \quad (12.13)$$

hvor

$$\Delta \mathbf{x}_{n+1} = \mathbf{x}_n - \mathbf{x}_{n+1} \quad (12.14)$$

Fast Decoupled bruker også Jacobi-matrisen i utregningene, men metoden baserer seg på at aktiv effekt er kun påvirket av lastvinkelen, og at reaktiv effekt er kun påvirket av spenningen, slik det ble vist i (12.6) [1].

12.2 Metode 2: Impedans matrisen

Impedansmatrisen \mathbf{Z} er sjeldent brukt i forhold til admittans-matrisen \mathbf{Y} , men den kan gi en stor innsikt når det skal gjøres kraftsystemanalyser. Det er i prinsippet enkelt å få \mathbf{Z} ved å inverttere \mathbf{Y} , men for store kraftsystemer kreves det tyngre beregninger for å gjøre denne inverteringen. \mathbf{Z} kan også bli direkte konstruert, men det krever også mye tyngre beregninger enn det kreves for konstruksjonen av \mathbf{Y} . For store kraftsystem er \mathbf{Y} en veldig "sparse" matrise med mest null utenfor diagonal-elementene, da det kun er noder som er direkte tilknyttet til den respektive noden som får andre tall i matrisen. \mathbf{Z} er derimot en matrise som aldri er "sparse", og inneholder kun null i tilfeller der deler av systemet er delt inn i en del som er uavhengig av resten, dvs. fysisk adskilt og i et annet synkront system. [11]

Impedansmatrisen finnes hvis admittans-matrisen ikke er singularær:

$$\mathbf{Z} = \mathbf{Y}^{-1} \quad (12.15)$$

Forholdet mellom spenningsvektorene, impedansmatrisen og strømvektorene for systemet er gitt av:

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \vdots \\ \underline{V}_i \\ \vdots \\ \underline{V}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \dots & \underline{Z}_{1i} & \dots & \underline{Z}_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots \\ \underline{Z}_{i1} & \dots & \underline{Z}_{ii} & \dots & \underline{Z}_{iN} \\ \vdots & & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Z}_{N1} & \dots & \underline{Z}_{Ni} & \dots & \underline{Z}_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \vdots \\ \underline{I}_i \\ \vdots \\ \underline{I}_N \end{bmatrix} \quad (12.16)$$

eller

$$\underline{\mathbf{V}} = \underline{\mathbf{Z}} \underline{\mathbf{I}} \quad (12.17)$$

Vektorendringen i spenning $\Delta \underline{V}_i$ ved en node er gitt av

$$\Delta \underline{V}_i = \underline{Z}_{ii} \Delta \underline{I}_i + \underline{Z}_{ij} \Delta \underline{I}_j \quad (12.18)$$

hvor \underline{Z}_{ii} er diagonalelementet, og \underline{Z}_{ij} er de ikke-diagonale elementene i impedansmatrisen.

$\Delta \underline{I}_i$ er vektorendringen i strøm ved den samme noden og $\Delta \underline{I}_j$ er vektorendringen i strøm ved en annen node. Formel (12.18) forteller dermed hvor mye spenningsvektoren ved en node er påvirket av en endring i strømvektoren ved den samme noden, eller en annen node i systemet. Denne strømvektoren kan betraktes som den reaktive strømkomponenten fra reaktiv kompensering. Det er det andre leddet i (12.18) som er av interesse, for å kunne gi en rangering for hvilke andre noder kompensering bør gjøres, og det første leddet kan da settes til null.

Det som er ønskelig å komme frem til er kun endringen i spenningsamplituden ΔV_i ved noden, som kan gis av:

$$\Delta V_i = |\underline{V}_i + \Delta \underline{V}_i| - |\underline{V}_i| \quad (12.19)$$

hvor \underline{V}_i er den opprinnelige spenningsvektoren ved noden. Årsaken til at det er behov for \underline{V}_i i (12.19) er fordi vektor-retningen på $\Delta \underline{V}_i$ i forhold til \underline{V}_i er avgjørende for hvor stor endringen i spenningsamplituden ΔV_i vil bli.

Videre kan (12.18) inkluderes i uttrykket i (12.19):

$$\Delta V_i = |\underline{V}_i + (\underline{Z}_{ii} \Delta \underline{I}_i + \underline{Z}_{ij} \Delta \underline{I}_j)| - |\underline{V}_i| \quad (12.20)$$

Formel (12.20) vil da kunne si hvor stor endringen i spennings amplitude, blir av reaktiv kompensering ved den samme noden eller ved en annen vilkårlig node.

Det som er ønskelig å finne er alle elementene ΔV_i , for kompensering ved alle noder i systemet. Formel (12.20) skrives på matriseform:

$$\Delta \underline{V}_{iN} = |\underline{V}_i \underline{J}_N + \underline{Z}_{iN} \Delta \underline{I}| - |\underline{V}_i \underline{J}_N| \quad (12.21)$$

Formel (12.21) gir da et uttrykk for ΔV_{iN} , som vil være en rad-vektor med N elementer og består av alle endringene i spenningsamplituden ved node i , for reaktiv kompensering ved alle de forskjellige noder i systemet, og hvor N er antall noder i systemet. \underline{Z}_{iN} er rad-vektoren fra den respektive raden i impedansmatrisen som gjelder for node i . \underline{J}_N er en rad-vektor med bare enere i dimensjonen N , og er nødvendig å multipliseres med skalaren \underline{V}_i for å kunne addere denne med matrisen \underline{Z}_{iN} .

Formel (12.21) kan også skrives på følgende måte:

$$[\Delta V_{i1} \quad \dots \quad \Delta V_{iN}] = [|\underline{V}_i + \underline{Z}_{i1} \Delta \underline{I}| \quad \dots \quad |\underline{V}_i + \underline{Z}_{iN} \Delta \underline{I}|] - [\underline{V}_i \quad \dots \quad \underline{V}_N] \quad (12.22)$$

og inneholder dermed informasjon om hvordan spenningen endres på en node, i forhold til en endring med en reaktiv strømkomponent på en hvilken som helst annen node i systemet. Dette kan dermed brukes for å kunne gi en rangering for hvor kompensering med reaktiv effekt, har størst innvirkning på spenningen på en node i systemet. [1] og [12]

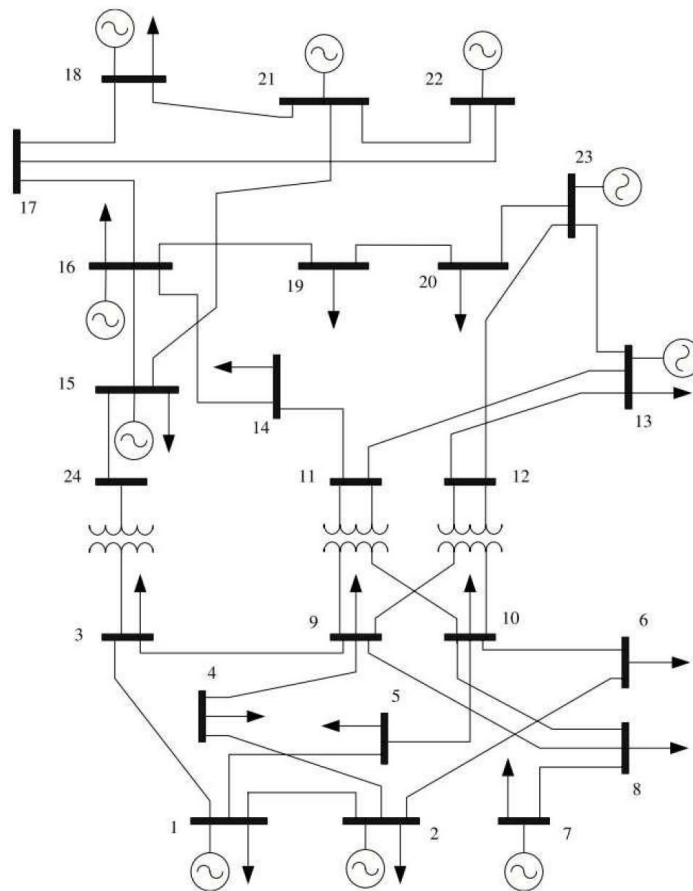
12.3 Forskjeller på metodene

Metode 1 med Jacobi-matrisen er basert på et ulineært system, som blir linearisert rundt et arbeidspunkt. Kraftsystem-analyseverktøy lager denne matrisen for hvert steg i iterasjonsprosessen mot en konvergering. Det kan dermed sies at den viser veien systemet må bevege seg i for å komme til en konvergering, dvs. en løsning på lastflytberegningen. \mathbf{K}^{-1} kan vise rangering for hvor kompensering bør gjøres, men kun nær arbeidspunktet den er linearisert rundt. Dette vil kunne stemme ganske bra for å gi en rangering, men selve verdiene den gir vil ikke ha noen betydning. Om metoden hadde blitt programmert i et kraftsystem-analyseverktøy som hadde laget en ny Jacobi-matrise for hvert steg i iterasjonsprosessen, ville metoden kunne gitt et veldig nøyaktig svar for hvor kompensering bør gjøres. Dette er fordi den ville tatt hensyn til hvordan alle dynamiske reaktive ressurser ville respondert på kompenseringen, slik at dette hadde blitt tatt med i beregningen.

Metode 2 med impedansmatrisen er basert på et lineært system med spenning og strøm. Det kan derfor tenkes at det vil være enklere beregninger i forbindelse med denne metoden, men den vil ikke ta hensyn til alle dynamiske påvirkninger på kompenseringen som blir gjort.

13 Eksempelstudier

I dette kapitlet er det gjort noen eksempelstudier med Matpower som er bygget på MATLAB, og er et simuleringsverktøy til å utføre statiske lastflytsanalyser. MATLAB-skriptene som er brukt i eksempelstudiene er lagt som vedlegg 4. Som testsystem er det brukt IEEE 24 Reliability Test System, som følger med Matpower som en ferdig M-fil. Dette testsystemet ble utviklet for å gi et felles testsystem som kan brukes til å sammenligne resultatene oppnådd av forskjellige studier. Figur 13.1 viser en skjemattegning av dette systemet. Det består opprinnelig av 3 identiske systemer som er sammenkoblet, med 24 noder i hver av de identiske systemene. Studiefilen som følger med Matpower består av en av disse systemene, hvor node 1 – 10 er 138 kV og node 11 – 24 er 230 kV systemspenning. Node 13 har svingmaskinen for systemet. Av reaktive ressurser så er det i utgangspunktet en reaktor på 100 MVar på node 6 og en fasekompensator på node 14, i tillegg til alle kraftverkene som er tegnet inn på Figur 13.1.



Figur 13.1: IEEE 24 RTS [13]

Tabell 13.1 viser oversikt over spenninger og effekter i systemet i utgangspunktet. Type 2 og type 3 noder har dynamisk reaktiv ressurs. PD og QD er last ved respektive noder og VM er spenningsamplituden gitt i per unit og i Volt.

Tabell 13.1: Oversikt over hele systemet ved utgangspunktet [14]

NODE	TYPE	PD MW	QD MVAR	VM (P.U.)	VM (V)
1	2	108	22	1,035	142,8
2	2	97	20	1,035	142,8
3	1	180	37	0,989	136,5
4	1	74	15	0,998	137,7
5	1	71	14	1,019	140,6
6	1	136	28	1,012	139,7
7	2	125	25	1,025	141,5
8	1	171	35	0,993	137,0
9	1	175	36	1,001	138,2
10	1	195	40	1,028	141,9
11	1	0	0	0,990	227,7
12	1	0	0	1,003	230,6
13	3	265	54	1,020	234,6
14	2	194	39	0,980	225,4
15	2	317	64	1,014	233,2
16	2	100	20	1,017	233,9
17	1	0	0	1,039	238,9
18	2	333	68	1,050	241,5
19	1	181	37	1,023	235,3
20	1	128	26	1,038	238,9
21	2	0	0	1,050	241,5
22	2	0	0	1,050	241,5
23	2	0	0	1,050	241,5
24	1	0	0	0,978	224,9

13.1 Analyse av metoder

Med utgangspunkt i node 9 er det gjort en analyse av de to forskjellige metodene for valg av sted for kompensering, som er ved å bruke den inverterte av Jacobi-submatrisen \mathbf{K} eller ved å bruke impedansmatrisen \mathbf{Z} .

Som beskrevet i kapittel 12.1, så kan \mathbf{K}^{-1} matrisen gi informasjon om hvor kompensering bør gjøres. Denne matrisen er en kvadratisk matrise som i dette tilfellet består av 24 rader og 24 kolonner, dvs. samme som antallet noder i testsystemet. Rad 9 vil kunne si noe om hvor mye node 9 vil være påvirket av en endring i reaktiv effekt, ved hvilken som helst annen node. Kolonne 9 vil kunne si noe om hvor mye spenningen ved en hvilken som helst node, vil være påvirket av en endring i reaktiv effekt ved node 9. Det er dermed rad 9 som er ansett som mest riktig å bruke, for å kunne gi en rangering for hvor kompensering helst bør gjøres for å påvirke spenningen på node 9.

\mathbf{K}^{-1} kan fremskaffes på to forskjellige måter. Det ene tilfellet vil være å ta \mathbf{K} ut fra Jacobi-matrisen \mathbf{J} , for deretter å invertere \mathbf{K} . Det andre tilfellet er å invertere \mathbf{J} , for deretter å ta \mathbf{K}^{-1} ut fra \mathbf{J}^{-1} . Ved å gjøre sette $\mathbf{M}=0$ og $\mathbf{N}=0$ slik det ble vist på formel (12.6), så viser undersøkelser gjort i dette prosjektet at \mathbf{K}^{-1} blir helt lik for begge tilfellene. Om denne antakelsen ikke gjøres, så vil de ikke bli helt like. Matlab gir da en advarsel om at \mathbf{J} er nær å være singular, og matriseproduktet $\mathbf{J}\mathbf{J}^{-1}$ gir ikke identitetsmatrisen. Determinanten er derimot ikke 0, så Matlab klarer å lage \mathbf{J}^{-1} .

Det er i studier gjort i Matpower oppdaget at det er viktig at \mathbf{K}^{-1} matrisen tas ut fra et system som ikke har konverget. Dette er trolig fordi når systemet har konverget, så kan \mathbf{K}^{-1} vise helt feil retning for hvilken vei systemet skal bevege seg i for en konvergering, da systemet allerede har konverget.

Impedansmatrisen \mathbf{Z} kan fremskaffes i Matpower ved å invertere admittans-matrisen \mathbf{Y} . Det må videre lages en strømvektor $\Delta \underline{I}$ for den reaktive strømkomponenten, og denne kan settes til f.eks. j0,1 p.u. Spenningsvektoren \underline{V}_i lages av spenningsamplituden og lastvinkelen for node 9.

Tabell 13.2 viser rangeringene for hvor kompensering bør gjøres for å ha størst påvirkning på spenningen på node 9. Rad-vektorer er transponert til kolonne-vektorer for å passe i sammenligningen.

- K-inv rad 9 og K-inv kol 9 er framskaffet ved å ta ut \mathbf{K} fra \mathbf{J} , for så å invertere \mathbf{K} . Deretter er rad 9 og kolonne 9 hentet ut fra \mathbf{K}^{-1} .
- K-inv2 rad 9 og K-inv2 kol 9 er framskaffet ved å invertere hele \mathbf{J} , for så å hente ut \mathbf{K}^{-1} fra \mathbf{J}^{-1} . Deretter er rad 9 og kolonne 9 hentet ut fra \mathbf{K}^{-1} .
- Delta-IZ er framskaffet fra metoden basert på impedansmatrisen \mathbf{Z} .

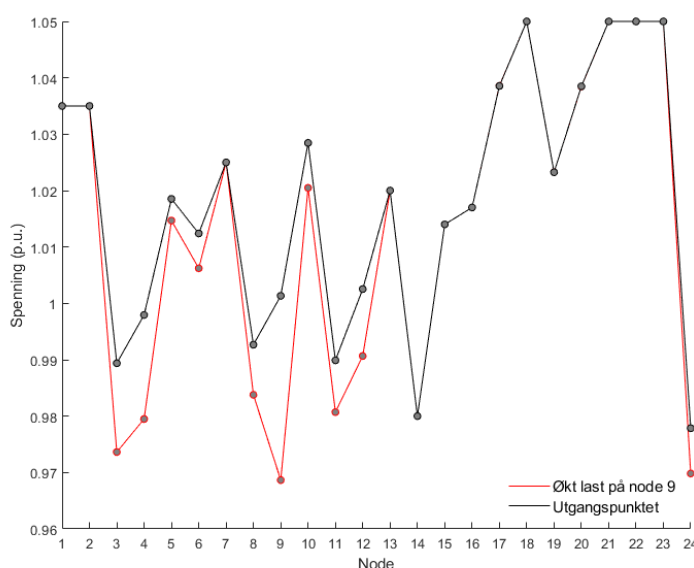
Tabell 13.2: Rangering for hvor kompensering bør gjøres for node 9

K-inv rad 9	K-inv kol 9	K-inv2 rad 9	K-inv2 kol 9	Delta-IZ
9	9	9	9	9
7	4	4	4	4
4	7	7	7	8
8	8	8	8	7
13	12	13	12	12
23	11	23	3	11
12	13	12	11	3
11	3	3	13	13
3	23	11	23	24
2	24	2	24	14
1	2	1	2	23
21	1	21	1	20
18	21	18	21	19
22	14	22	18	16
24	18	24	14	15
16	16	16	16	17
15	15	15	15	18
20	20	20	22	21
14	22	14	20	2
19	19	19	19	1
5	5	5	5	22
10	10	10	10	5
17	17	17	17	10
6	6	6	6	6

En kan legge merke til at det er slående likheter mellom de forskjellige metodene, men også at de skiller enkelte steder. På bakgrunn av det som er beskrevet tidligere i dette kapittelet, så er det K-inv rad 9 og Delta-IZ som er antatt at vil være mest presis å bruke. Disse er uthevet i Tabell 13.2.

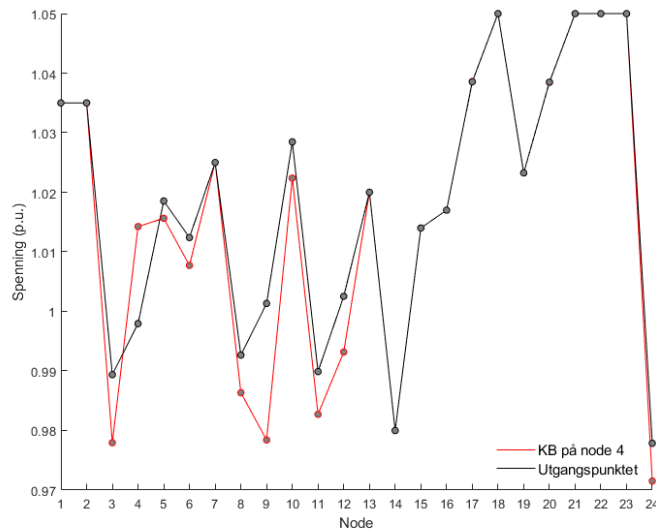
Delta-IZ skiller seg ut øverst i rangeringen som den eneste som rangerer node 8 høyere enn node 7, noe som må være riktig da node 7 er lengre unna og kun tilknyttet en radialforbindelse fra node 8.

Last-uttaket på node 9 økes fra 175 MW+36 MVar til 300 MW+100 MVar. Figur 13.2 viser hvordan spenningen blir særlig redusert på node 9, men også på de andre nodene som er nær node 9. Noder der det er generatorer eller fasekompensator (type 2 eller 3) har konstant spenning.



Figur 13.2: Økt last til 300 MW og 100 MVar på node 9

Last-økningen fører til at spenningen på node 9 blir redusert til 0,969 p.u., og det er dermed nødvendig å introdusere en form for reaktiv kompensering. Node 9 er der problemet er størst, så kompenseringen bør gjøres så nær node 9 som mulig. Om det ikke er reaktiv ressurs på node 9, så må kompensering gjøres et annet sted. Forsøker å tilføre et kondensatorbatteri på 50 MVar på node 4. Spenningen på node 9 blir da økt til 0,978 p.u., og Figur 13.3 viser hvordan spenningene endres i systemet.



Figur 13.3: 50 MVar kondensatorbatteri på node 4

Tabell 13.3 viser hvordan kompensering på forskjellige noder påvirker spenningen på node 9. Det er tatt med noen forskjellige kompenseringssteder fra både der rangeringen i Tabell 13.2 viser at kompensering skal gi størst påvirkning, og der rangeringen viser at kompensering skal gi minst påvirkning. Det er ikke tatt med noen noder der det er dynamisk reaktiv ressurs, da det er vanskelig å få en klar sammenligning pga. settpunkts-spenningen måtte blitt justert opp.

Tabell 13.3: Forskjellige kompenseringssteder sin påvirkning på node 9

KOMPENSERINGSSTED	BESKRIVELSE	SPENNING PÅ NODE 9
-	Utgangspunktet	138,1 V
-	Økt last på node 9	133,7 V
NODE 4	50 MVar KB	135,0 V
NODE 8	50 MVar KB	134,3 V
NODE 12	50 MVar KB	134,3 V
NODE 11	50 MVar KB	134,1 V

NODE 3	50 MVA _r KB	134,7 V
NODE 20	50 MVA _r KB	133,7 V
NODE 5	50 MVA _r KB	133,9 V
NODE 10	50 MVA _r KB	134,1 V

Node 3 er rangert ganske lavt i Tabell 13.2, men analysen i Tabell 13.3 viser at det er en node som burde vært rangert nesten øverst, etter node 4. Node 5 og 10 er også rangert helt i bunn i Tabell 13.2, men analysen viser at de gir større påvirkning enn node 20, som var rangert høyere.

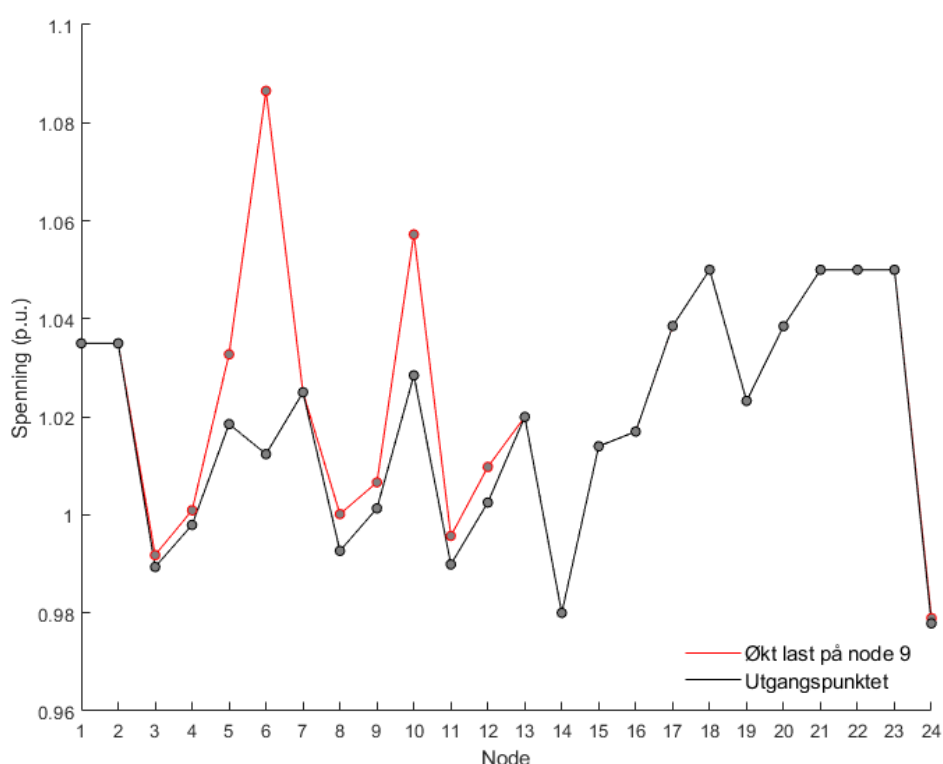
Tabell 13.4: Impedans på overføringer tilknyttet node 9

FRA - TIL	TYPE	R	X	Z
3 – 9	Ledning	0,0308	0,1190	0,123∠75,5°
4 – 9	Ledning	0,0268	0,1037	0,107∠75,5°
8 – 9	Ledning	0,0427	0,1651	0,171∠75,5°
9 – 11	Trafo	0,0023	0,0839	0,084∠88,4°
9 – 12	Trafo	0,0023	0,0839	0,084∠88,4°

Tabell 13.4 viser impedansen på overføringsledninger og trafoer som er tilknyttet node 9. Ledningen med lavest impedans er ledningen mellom node 4 – 9, etterfulgt av 3 – 9 og til sist 8 – 9. Dette stemmer med undersøkelsene som er gjort i denne analysen, for hvor kompensering bør gjøres. Impedansen på trafoene er lavere enn for ledningene, men disse kommer allikevel dårligere ut i henhold til hvor kompensering bør gjøres. Dette har å gjøre med at bildet er mer sammensatt enn de enkelte overføringene, og at metodene for å rangere hvor kompensering bør gjøres tar hensyn til det.

13.2 Valg av type reaktiv ressurs

I dette eksempelstudiet er det sett på valg av reaktiv ressurs for node 6. Mellom node 6 – 10 er det en kabel som leverer mye reaktiv effekt. Det er derfor opprinnelig en reaktor på 100 MVAR på node 6 for å holde spenningen på et fint nivå. For en situasjon der reaktoren ville vært utilgjengelig, så ville det vært behov for å kompensere et annet sted der det er tilgjengelig reaktiv ressurs. Figur 13.4 viser hvordan spenningene er i utgangspunktet, og hvordan de blir uten reaktor på node 6.



Figur 13.4: Node 6 med og uten reaktor

Tabell 13.5 viser en rangering for hvor kompensering bør gjøres for node 6. Som forenkling er det kun tatt med øverste delen av tabellen for å vise der rangeringen sier det er best å kompensere. For K-invers er det tatt ut rad 6 fra metoden som ble fremhevet som mest riktig i eksempelstudiet i kapittel 13.1. K-invers rangerer node 1 og 2 høyest, og disse nodene har dynamiske reaktive ressurser. Delta-IZ rangerer node 10 og 5 høyest. En kan legge merke til at K-invers har noen feil, der den f.eks. rangerer node 7 før 8, og 13 før 11 og 12, noe som ikke kan være riktig når man ser på topologien for systemet på Figur 13.1.

Tabell 13.5: Rangering for kompensering for node 6

K-invers	Delta-IZ
6	6
2	10
1	5
10	2
5	1
7	8
8	7
4	12
13	4
12	11
23	13
11	9

Node 6 har kun 2 overføringsledninger tilknyttet, og parametere for disse er gitt i Tabell 13.6. Impedansen på kablen mellom node 6 – 10 er mye lavere enn den er for ledningen mellom node 2 – 6. Parallell-susceptansen er tatt med for å vise hvor stor denne kan være for en kabel i forhold til en ledning.

Tabell 13.6: Parametere på overføringene tilknyttet node 6

TIL - FRA	R	X	Z	B
2 – 6	0,0497	0,192	0,198 \angle 75,5°	0,052
6 – 10	0,0139	0,0605	0,062 \angle 77,1°	2,459

Tabell 13.7 viser hvordan kompensering på forskjellige steder påvirker spenningen på node 6.

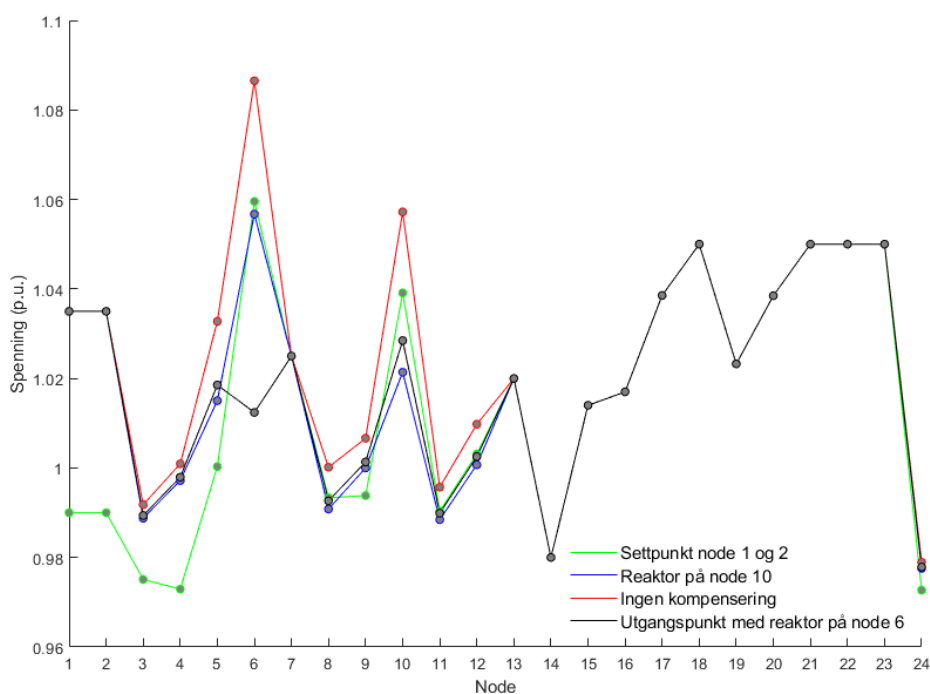
Tabell 13.7: Forskjellige kompenseringsteder sin påvirkning på node 6

Kompenserings- sted	Spenning på komp. sted (p.u.)	Beskrivelse	Reaktiv effekt node 1 (MVar)	Reaktiv effekt node 2 (MVar)	Spenning på node 6 (V)
Node 6	-	Reaktor 100 MVar	21,5	15,7	139,7
Ingen	-	Ingen kompensering	3,0	-26,0	150,0
Node 10	1,021	Reaktor 100 MVar	26,1	-7,1	145,9
Node 5	0,982	Reaktor 100 MVar	65,8	-17,1	147,9
Node 8	0,962	Reaktor 100 MVar	10,0	-18,4	148,9
Node 12	0,988	Reaktor 100 MVar	10,2	-18,2	148,9
Node 11	0,979	Reaktor 100 MVar	8,67	-19,8	149,2
Node 2	1,020	Endret settpunkts- spenning	116,8	-144,9	149,0
Node 1 og 2	0,990	Endret settpunkts- spenning	-23,4	-45,4	146,3

Tabell 13.7 viser at Delta-IZ gir en mest riktig rangering for alle nodene der det blir kompensert med reaktor. K-invers rangerte derimot node 1 og 2 høyest for hvor kompensering bør gjøres, noe som også ser ut til å stemme bra. Ved å regulere settpunkts-spenningen ned til 0,99 p.u. på kraftverkene på node 1 og 2, så oppnår man samme spenning på node 6 som reaktor på node 10 gjorde.

Det kommer også frem i tabellen hvor nødvendig det er å endre settpunkts-spenningen på begge kraftverkene (merket med grønt), da de ellers vil jobbe mot hverandre (merket med rødt). I dette testsystemet er det ikke modellert traforeaktans mellom generatorene og samleskinnene, slik at spenningsstatikken blir veldig bratt. Dette ville ikke vært like gjeldende i virkeligheten, da spenningsstatikken ville vært slakkere.

Det er bare kompensering med reaktor på node 10, eller regulering av settpunkts-spenningen på kraftverkene på node 1 og 2 som vil hjelpe nevneverdig for spenningen på node 6. Figur 13.5 viser grafisk hvordan spenningene blir i systemet ved disse to alternativene. Reaktor på node 10 ser ut til at gir resultatet som er mest likt utgangspunktet. Det er egentlig ikke reaktor på node 6, så kompensering måtte blitt gjort med å regulere node 1 og 2.



Figur 13.5: Kompensering for spenning på node 6

14 Teoretisk optimal bruk

For en optimal bruk av reaktive ressurser så må det defineres hva bruken skal optimaliseres med hensyn på. Det er i dette kapitlet beskrevet hva som legges til grunn for en teoretisk optimal bruk av reaktive ressurser.

14.1 Spenning

Spenningen varierer avhengig av produksjon- og lastendringer, og endringer i koblingsbildet. Spenningskontroll gjøres ved å kontrollere injeksjonen av reaktiv effekt. I motsetning til frekvensen som er en systemomfattende variabel, er spenning en lokal variabel som varierer ved hver stasjon i kraftsystemet. Frekvensen i kraftsystemet påvirkes av aktiv effektbalanse, spenningen påvirkes på samme måte av den reaktive effektbalansen. Siden det er vanskelig å overføre reaktiv effekt så må spenningen kontrolleres lokalt. I lys av denne begrensningen er det veldig viktig at reaktive ressurser er lokalisert på kritiske steder.

Det blir høyere spenning i tidsrom med lav last, og det blir lavere spenning i tidsrom med høy last. Dette er stadige svingninger og dermed vil det til enhver tid være behov for spenningsregulering. Spenningsendringene kan også skyldes endringer i koblingsbildet som følge av endring i delingspunkt, planlagte utkoblinger, eller driftsforstyrrelser med utfall av overføringer, produksjon eller last.

Spenningen i tilknytningspunktet for alt av elektrisk utstyr og komponenter i systemet må være innenfor akseptable grenser. Både komponenter i høyspentnettet og forbrukernes eget elektriske utstyr på lavspenningsnivå er designet for å fungere ved et nominelt spenningsnivå. Langvarig drift av utstyret ved spenninger utenfor det tillatte området kan påvirke ytelsen og skade dem.

Når spenningen blir for høy eller lav vil det være behov for inn- og utkobling av kondensatorbatterier og reaktorer. For å oppnå mest mulig konstante og fin-innstilte spenninger er det nødvendig med automatisk spenningsregulering i tillegg til de manuelle tiltakene som gjøres. Ønsket spenningsnivå stilles inn som settpunkt på de automatiske ressursene. Den grove spenningsreguleringen blir gjort med inn/utkobling av reaktor eller kondensatorbatteri, og finreguleringen blir gjort av de automatiske.

En høy driftsspenning fører til lavere strøm $I = S/\sqrt{3}V$, og påfølgende mindre overføringstap og høyere overføringskapasitet. En høy driftsspenning bidrar også til mer robusthet for spenningsstabilitet, slik PV-kurvene i Figur 2.6 illustrerer. Ved f.eks. en driftsforstyrrelse med utfall av en parallell ledning som medfører at lasten over gjenværende ledning blir økt, så er det positivt at driftsspenningsene i utgangspunktet var høye.

En optimal driftsspenning for transmisjonsnettet vil dermed være et nivå som er nær opp mot den maksimale spenningen som komponentene er dimensjonert for. Dette er særlig gjeldende i høy-last situasjoner.

Hvis derimot driftsspenningen er for nær den maksimale tillate spenningen, så risikeres det at spenningen overskrider denne grensen. Komponentenes isolasjonsmotstand eller holdfasthet vil da over tid kunne svekkes, slik at levetiden blir kortere og risikoen for havari før de blir utskiftet øker. Det er derfor viktig for driftssikkerheten at spenningen ikke blir høyere enn den maksimale spenningsgrensen.

De dynamiske reaktive ressursene bidrar til en stivere spenning, slik at driftsspenningen kan holdes på et høyt nivå uten for stor risiko for overskridelse av maksimumsgrensen. I områder der det er en stiv spenning vil det være mulig å ha en høyere driftsspenning, enn i områder der spenningene ikke er like stive. Det vil være en stivere spenning i områder der lastvariasjonene ikke er så store i forhold til kapasiteten på overføringsnettet, og der det er tilstrekkelig med dynamiske reaktive ressurser.

Enkelte deler av transmisjonsnettet kan normalt være utsatt for store belastningsvariasjoner i løpet av et døgn pga. produksjonsendringer. I området ved selve produksjonskildene vil spenningene være omtrent lik settpunktspenningen, men for transmisjonsnettet som er et stykke unna kan spenningene variere mye dersom det ikke er nok tilgjengelige FACTS-enheter.

Det er ønskelig med en mest mulig konstant spenning, det vil si en flat spenningsprofil. De stadige last- og produksjonsendringene fører til at spenningen varierer. Innkobling av store reaktive komponenter vil gi spenningsstrang, men det er nødvendige tiltak for å holde spenningen innenfor et spenningsområde og under maksimalgrensen. Prediktive vurderinger

av last- og produksjonsendringer vil kunne øke spenningskvaliteten ved at spenningsvariasjoner unngås, ved f.eks. at det unngås å koble inn et kondensatorbatteri rett før en endring, da den allikevel måtte blitt koblet ut igjen kort tid etterpå.

14.2 Reaktiv effekt

Når lasten varierer så varierer behovet for reaktiv effekt i kraftsystemet. Overføring av reaktiv effekt fører til spenningsfall og gir dårligere utnyttelse av den reaktive effekten. Ved kompensering et annet sted enn der behovet er, så må spenningen bli for høy/lav der kompenseringen gjøres, for at det skal gi optimal spenning der behovet er. Siden reaktiv effekt ikke kan overføres over lange avstander, så må det være reaktive ressurser spredt over hele systemet.

Reaktiv effektflyt representerer på samme måte som den aktive effektflyten en strøm som opptar overføringskapasitet og fører til tap (I^2R [MW]). Utnyttelsen av den reaktive effekten blir også dårligere når den må overføres da ledningene trekker mer reaktiv effekt (I^2X_L [MVar]).

14.3 Driftssikkerhet

Reaktorer og kondensatorbatterier er passive reaktive komponenter som brukes i koordinasjon med FACTS og roterende fasekompensatorer som er dynamiske reaktive komponenter. De passive komponentene bør brukes slik at de dynamiske ressursene er mest mulig i reaktiv balanse, for å maksimere den dynamiske kapasiteten og øke driftssikkerheten i kraftsystemet.

Når spenningen i et område blir endel lavere enn settpunktet på de dynamiske ressursene, så vil de levere mye reaktiv effekt, og deres ledige kapasitet vil dermed forringes. Om det da skulle inntreffe en stor produksjonsendring, lastendring eller driftsforstyrrelse som medfører enda lavere spenninger, så vil ikke de dynamiske ressursene ha stort mer å bidra med. Det er derfor viktig på grunn av spenningsstabiliteten at disse ressursene er mest mulig i reaktiv balanse, slik at driftssikkerheten er størst.

De dynamiske ressursene bør være innstilt med driftsspenningen som settpunkt. Når nettet driftes med høye driftsspenninger og dynamiske ressurser i reaktiv balanse, så er det optimalt for driftssikkerheten.

14.4 Tidsbruk og antall operasjoner

Inn- og utkoblinger av kondensatorbatterier og reaktorer samt trinning av reaktorer og trafoer er operasjoner som fører til mekanisk slitasje. Vanlige forbruksendringer til en enkelt forbruker kan endre seg brått, men om man ser på de samlede forbruksendringene så er de jevnere og har mer forutsigbare endringer avhengig av tid på døgnet, værforhold og årstid. Ved å gjøre prediktive vurderinger basert på produksjonsplaner, forventet last-profil og planlagte koblingsoppdrag kan antall operasjoner reduseres, og føre til lengre levetid for utstyr og mindre tidsbruk for operatører. De automatiske reaktive ressursene bidrar til mindre tidsbruk for operatører da de håndterer spenningskontrollen automatisk. En trafo med trinnkobleren i auto istedenfor i manuell vil kunne gi en mer konstant spenning på sekundærsiden og dermed øke spenningskvaliteten. På en annen side vil det føre til mer slitasje av trinnkobleren da den trolig vil trinne oftere.

14.5 Strategiske mål

Basert på det som er beskrevet i dette kapittelet er det listet opp de strategiske mål som kan oppnås ved å bruke reaktive ressurser på en optimal måte.

1. Høyest mulig driftssikkerhet.
2. Høyest mulig overføringskapasitet.
3. Høyest mulig spenningskvalitet.
4. Minst mulig tap.
5. Minst mulig tidsbruk for operatører.
6. Minst mulig slitasje på komponenter.
7. Minst mulig behov for investering i flere reaktive komponenter.

14.6 Strategi

Strategien som ligger til grunn for en optimal bruk av reaktive ressurser er listet opp i 4 punkter nedenfor.

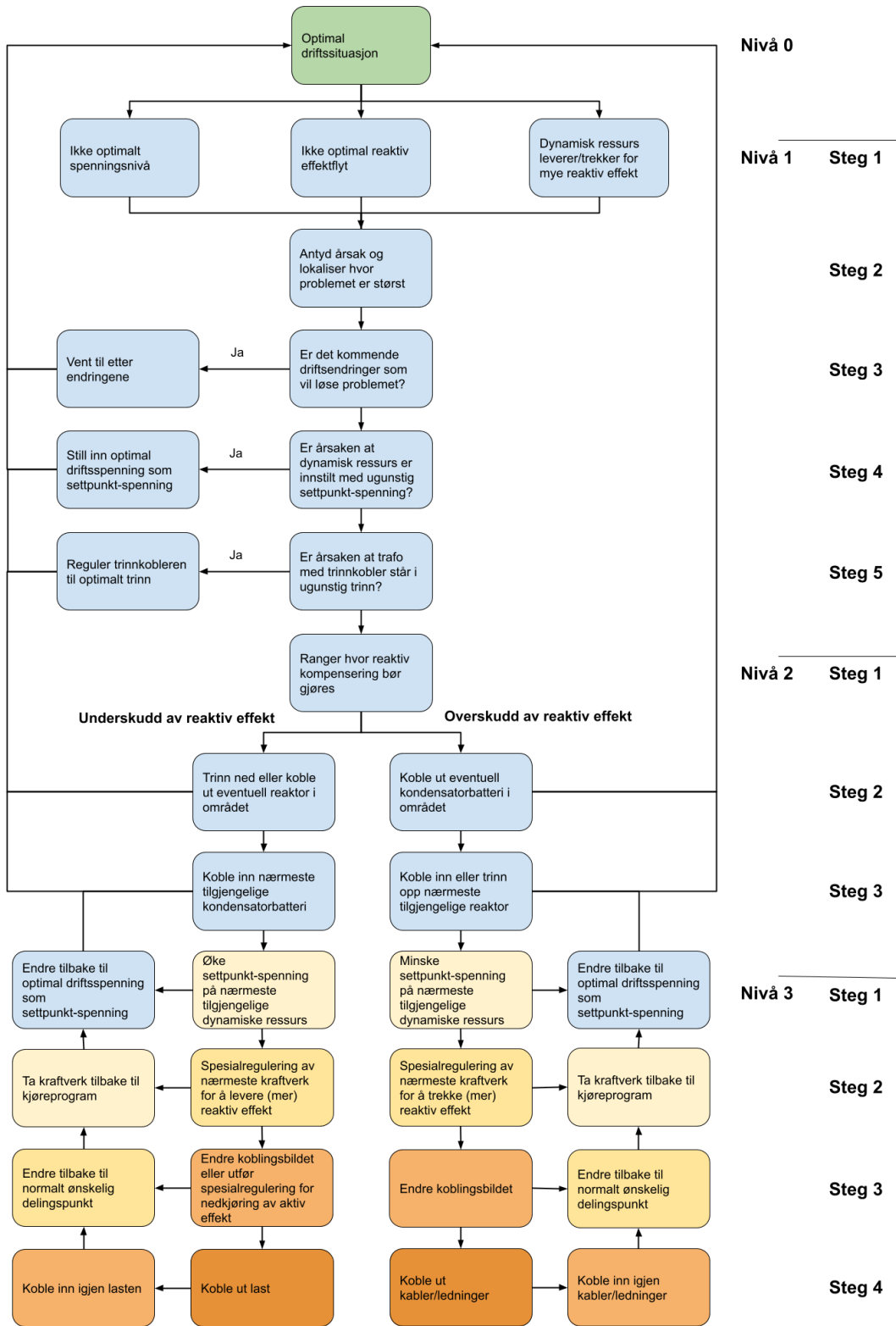
1. Driftsspenningen bør være høy.
2. Reaktiv effektlyt bør være lavest mulig.
3. Dynamiske reaktive ressurser bør være mest mulig i reaktiv balanse.
4. Prediktive vurderinger bør gjøres.

15 Taktikk for optimalisering

Basert på strategien som ble lagt til grunn i kapittel 14, så er det i dette kapittelet laget en taktikk for optimal bruk av reaktive ressurser. Taktikken består av 4 punkter som må tilstrebes å følges, og under hvert av punktene er det listet opp hvorfor de bør følges.

- 1. En optimal driftsspenning er en høyest mulig spenning, uten å risikere overskridelse av den maksimale spenningsgrensen.**
 - a. Høyere spenninger fører til høyere driftssikkerhet i form av spenningsstabilitet.
 - b. Høyere spenninger fører til lavere strøm og dermed
 - i. mindre tapskostnader.
 - ii. større overføringskapasitet.
 - iii. mindre spenningsfall.
- 2. Kompensering bør gjøres lokalt.**
 - a. Det kan ikke oppnås optimale spenninger ved overføring av reaktiv effekt da det må være spenningsforskjell mellom der kompensering gjøres og der problemet er, pga. spenningsfallet reaktiv effektlyt forårsaker.
 - b. Reaktiv effektlyt fører til tapskostnader.
 - c. Reaktiv effektlyt opptar overføringskapasitet.
- 3. Dynamiske reaktive ressurser bør være mest mulig i reaktiv balanse med driftsspenningen som settpunktspenning.**
 - a. Større tilgjengelig kapasitet av reaktiv effekt gir høyere spenningsstabilitet.
 - b. Større tilgjengelig kapasitet gir mindre risiko for overskridelse av maksimal spenningsgrense.
 - c. Større tilgjengelig kapasitet gir bedre mulighet for en høyere driftsspenning, uten for stor risiko for overskridelse av maksimal spenningsgrense.
- 4. Prediktive vurderinger for kommende endring i last eller produksjon bør gjøres.**
 - a. Høyere spenningskvalitet
 - b. Mindre slitasje på komponenter
 - c. Lavere tidsbruk for operatører

16 Optimal operasjonell drift



Figur 16.1: Flytskjema for fremgangsmåte

I dette kapitlet er det beskrevet hva som er optimal bruk av reaktive ressurser på operasjonelt nivå. Figur 16.1 viser flytskjema over en foreslått fremgangsmåte for optimal bruk av reaktive ressurser. Videre i dette kapitlet er hvert av nivåene i flytskjemaet forklart nærmere.

16.1 Nivå 0 – Optimal driftssituasjon

Utgangspunktet er en optimal driftssituasjon med hensyn til følgende indikatorer:

- Optimale driftsspenninger.
 - o Optimale driftsspenninger er høyest mulige driftsspenninger uten for stor risiko for å gå over maksimal grense.
- Optimal reaktiv effektflyt.
 - o En optimal reaktiv effektflyt er lavest mulig som er nødvendig for å oppnå en optimal driftsspenning.
- Dynamiske reaktive ressurser trekker/leverer minst mulig reaktiv effekt.
 - o Det optimale er at de dynamiske ressursene har størst mulig tilgjengelig kapasitet for reaktiv effekt.

16.2 Nivå 1 – Indikatorer fører til tiltak

Steg 1

Det avdekkes at en eller flere av indikatorene tilsier at driftssituasjonen ikke er optimal.

- Spenningsene er for høye eller lave
- For stor eller ugunstig reaktiv effektflyt
 - o Overføring av reaktiv effekt fra et område til et annet eller sirkulerende reaktiv effekt mellom parallelle trafoer.
- Dynamisk reaktiv ressurs leverer eller trekker for mye reaktiv effekt

Steg 2

Det må antydes hva som kan være årsak til problemet og det må lokaliseres hvor problemet er størst.

Steg 3

Om ikke problemet er prekært, så bør det gjøres prediktive vurderinger for f.eks. kommende last- og produksjonsendringer. Hvis problemet vil løse seg selv innen kort tid, så er det ikke behov for å sette i gang ytterligere tiltak.

Prediktive vurderinger bør gjøres kontinuerlig i optimal situasjon slik at en i forkant kan starte med planlegging av tiltak som skal gjøres. Kommende endringer kan være produksjons- og lastendringer og planlagte utkoblinger.

Steg 4

Er årsaken til problemet at dynamisk reaktiv ressurs ikke står med optimal driftsspennning som settpunkts-spennning, så må dette korrigeres. Det vil ikke være effektivt å kompensere med andre ressurser da denne årsaken til problemet vil jobbe mot ethvert tiltak som gjøres.

Dynamiske ressurser bør være innstilt med driftsspenningen som settpunkts-spennning. Hvis spenningene da ikke er optimale, så er heller ikke de dynamiske ressursene i reaktiv balanse. Da brukes statiske ressurser for å få spenningene optimale og de dynamiske ressursene tilbake i balanse.

Enkelte steder i kraftsystemet der det er for lite statiske reaktive ressurser installert, så kan normalsituasjonen være at dynamiske ressurser må trekke eller levere reaktiv effekt.

Steg 5

Er årsaken til problemet at transformator med trinnkobler står i ugunstig trinn, så kan dette korrigeres. Dette kan være at driftssituasjonen har endret seg slik at det går en uønsket reaktiv effekt gjennom trafoen, og/eller trafoen kan stå i et trinn som gir et uønsket spenningsnivå.

I utgangspunktet er det ønskelig at kompensering skal skje lokalt, og at det ikke skal være overføring av reaktiv effekt mellom transmisjonsnett og regionalnett. Hvis det i et område i underliggende regionalnett blir for lav eller høy spenning og det ikke finnes tilgjengelige reaktive ressurser lokalt, så vil det allikevel kunne være nødvendig at transformator på

transmisjonsnett-nivå reguleres slik at den trekker eller leverer reaktiv effekt for å opprettholde spenningen innenfor et akseptabelt nivå i regionalnettet.

16.3 Nivå 2 – Behov for reaktiv kompensering

Steg 1

Med utgangspunkt i hvor problemet er størst, må det dannes en oversikt over hvilke tilgjengelige reaktive ressurser som vil hjelpe mest på problemet. Det bør brukes statiske ressurser så nær problemet som mulig.

Både den inverse av K -submatrisen og impedansmatrisen ville kunne blitt brukt i et hjelpesystem for hvor kompensering bør gjøres, med oversikt over tilgjengelig kapasitet for alle reaktive ressurser i området der problemet er. Ved endret behov for reaktiv effekt i et område, så vil et slikt system kunne rangere hvilke reaktive ressurser som vil være best for å løse problemet.

Det er nødvendig at driftssentralsystemet viser oversikt over alle tilgjengelige reaktive ressurser, hva de leverer i sanntid og tilgjengelig kapasitet.

Steg 2

Hvis det er underskudd på reaktiv effekt så må reaktor som er innkoblet i det området trinnes ned eller kobles ut, og hvis det er overskudd så må kondensator som er innkoblet i det området kobles ut.

Når det kobles inn eller ut et kondensatorbatteri eller reaktor så må det gis litt tid før en ser alle virkningene av det, før det kobles på ytterligere komponenter.

Steg 3

Hvis det er underskudd på reaktiv effekt så må kondensator kobles inn og hvis det er overskudd så må reaktor kobles inn eller trinnes opp.

Før innkobling av reaktor bør det sjekkes hvilket trinn den står i. Reaktoren bør stå i det trinnet som gjør at den trekker minst reaktiv effekt når den blir koblet inn, og så kan den heller trinnes opp etter innkobling ved behov, slik at spenningsvariasjonene ikke blir så brå.

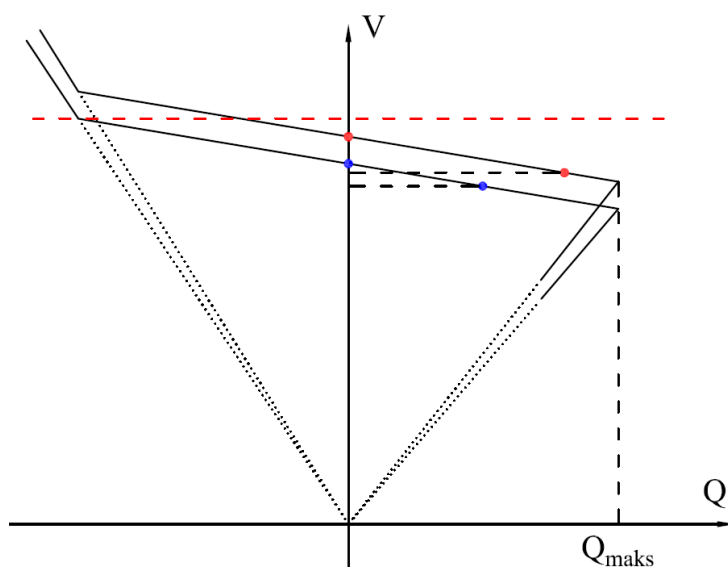
16.4 Nivå 3 – Ikke optimal driftssituasjon

Tiltak som tas i bruk i Nivå 3 er ikke optimale tiltak, men er nødvendige for å holde driftssituasjonen innenfor nødvendige kriterier. Tiltakene som gjøres i dette nivået må reverseres for å få driftssituasjonen tilbake til optimalsituasjonen.

Steg 1

Settpunkt-spenningen kan endres på dynamiske ressurser for å få de til å trekke eller levere mer reaktiv effekt. Når det ikke er flere tilgjengelige statiske ressurser, så vil dette være neste steg for å opprettholde et ønskelig spenningsnivå, på bekostning av at tilgjengelig dynamisk kapasitet blir forringet.

Spenningsregulatoren (AVR) fungerer som en P-regulator, slik at en endring i spenningen gir en endring i reaktiv effekt med en gitt forsterkningsfaktor. Det er illustrert på Figur 16.2 hvordan en STATCOM vil levere mer reaktiv effekt hvis settpunktspenningen økes. De blå prikkene viser et utgangspunkt med en optimal driftsspenning innstilt som settpunktspenning, men STATCOM-en leverer i den situasjonen for lite reaktiv effekt i forhold til systemets behov. Spenningen er dermed for lav, og er vist ved stiplede linje. De røde prikkene illustrerer hvordan økt settpunkts-spenning fører til at STATCOM-en leverer mer reaktiv effekt, og spenningen økes dermed slik at den blir nærmere en optimal driftsspenning.



Figur 16.2: Karakteristikk for en STATCOM

Det vil for eksempelet illustrert i Figur 16.2 medføre en større risiko for at spenningen blir høyere enn den maksimale spenningsgrensen når settpunktspenningen økes.

Steg 2

Om det er behov for reaktiv kompensering fra et vannkraftverk som i utgangpunktet ikke skal produsere i henhold til innmeldt kjøreprogram, så kan kraftverket spesialreguleres til å gå med minstekjøring slik at det kan bidra med reaktiv kompensering.

Et vannkraftverk som produserer veldig mye kan også spesialreguleres ned slik at det kan bidra med en større grad av kompensering, slik man kan se på eksemplene for kapabilitetsdiagram og $V(Q)$ karakteristikk for en synkronmaskin på henholdsvis Figur 5.10 og Figur 5.11.

Steg 3

Koblingsbildet kan endres, dvs. delingspunkt i nettet kan oppheves eller flyttes slik at driftssituasjonen blir bedre.

I situasjoner med for lav spenning så kan det også utføres spesialregulering for nedkjøring av aktiv effekt, for å lette på overføringer som er hard belastet.

Steg 4

Når spenningene blir for høye og alle andre hjelpemidler er brukt, så kan kabler eller ledninger kobles ut. Da vil den reaktive effekten som de leverer bli tatt bort, samt at det blir høyere last på gjenværende ledninger.

Når spenningene blir for lave og alle hjelpemidler er brukt, så bør last kobles ut for å unngå spenningsustabilitet. Dette gjelder når spenningen er blitt kraftig redusert, og systemkritisk vedtak må gjøres for å berge nettet før det oppstår total spenningskollaps og større konsekvenser.

17 Konklusjon

Optimal driftsspenning er en høy spenning, men ikke så høy at det blir for stor risiko for at den maksimale grensen kan overskrides. I noen nettområder er den maksimale spenningsgrensen lavere enn andre steder, og andre steder kan krav fra industri føre til at driftsspenningen ikke kan være så høy. Det bør i alle tilfeller tilstrebes å finne løsninger for at driftsspenningen kan være høyest mulig, og spenningsprofilen mest mulig flat.

Det mest optimale er at reaktiv effektlyt er så lav som mulig, og kun så høy som er nødvendig for å oppnå ønsket driftsspenning. Ved for stor reaktiv effektlyt så kan driftsspenningen måtte fravike ønsket spenningsnivå. For å oppnå lav reaktiv effektlyt er det viktig å kompensere så nær behovet som mulig. For å bli oppmerksom på ugunstig reaktiv effektlyt er det nødvendig at målingene av reaktiv effekt er godt presentert på oversiktsbildet i driftssentralsystemet.

Dynamiske reaktive ressurser bør ha mest mulig tilgjengelig reaktiv kapasitet. Dette gjelder også for kraftverkene, som på samme måte som FACTS-enhetene er dynamiske ressurser. Det er allikevel viktigere at spenningene holdes på et riktig nivå, slik at de dynamiske ressursene må bidra med kompensering når ingen statiske ressurser er tilgjengelig. I tidsrom når kraftverk produserer mye, må de levere mer reaktiv effekt for å opprettholde spenningsnivået i tilknytningspunktet og området nær ved. For overføringsnett som må transportere denne kraften videre, så er det behov for reaktive komponenter for å opprettholde spenningsnivået der.

For å oppnå at dynamiske ressurser trekker eller leverer riktig mengde reaktiv effekt, så er det nødvendig at dette er godt presentert på oversiktsbildet. Dette gjelder også alle kraftverk, og det er også nødvendig at det er opplyst om de står i spenningsreguleringsmodus, slik at de vil bidra med kompensering for å opprettholde riktig spenningsnivå i sitt tilknytningspunkt. Enkelte kraftverk har spenningsreferansen på klemmene, noe som ikke vil være samme spenning som på samleskinnene. Når disse kraftverkene produserer mye så kan det dermed bli mye lavere spenning på samleskinnen enn på klemmene, og det vil bli en stor reaktiv effektlyt fra området rundt og mot dette kraftverket.

For at det skal være mulig å nå de strategiske målene ved en optimal bruk av reaktive ressurser, så er det nødvendig at det er nok tilgjengelige reaktive ressurser alle steder i kraftsystemet til enhver tid. En stor nok andel av disse ressursene må også for hvert område være dynamiske. For nye kraftverk som skal bygges eller eksisterende som skal rehabiliteres, så er det viktig at de installeres med en stor nok kapasitet for reaktiv effekt. Dette blir i dag sikret ved minimumskravene som er gitt i NVF basert på fos § 14. Et eget marked for dynamiske reaktiv effekt-reserver kunne være et steg i retning for å få produsenter til å investere i mer reaktiv kapasitet.

Dette markedet kunne vært todelt, der en del kunne være for å stimulere til at det blir utbygd mer reaktiv reserve i form av kapasitet, og den andre delen kunne være at det blir betalt for den reaktive effekten som blir levert eller trukket som reaktiv kompensering i driftstimen. I tilfeller der et kraftverk i dag kun kompenserer for spenningen i tilknytningspunktet, så kunne de blitt betalt for å kompensere mer slik at spenningen ville vært opprettholdt i området rundt. Dette ville ført til mindre behov for installasjon av flere reaktive ressurser, noe som kan gi bedre samfunnsøkonomi. Ved også at det blir betalt for reaktive reserver i områder der det er behov, så ville det gitt bedre forsyningssikkerhet.

Metodene som er fremskaffet for å si hvor kompensering bør gjøres, har vist at kan fungere som nyttig hjelpemiddel. Det gjenstår allikevel en studie for å forsøke å finne ut hvorfor begge metodene rangerer feil ved enkelte tilfeller. En teori er at for testsystemet som ble brukt, så er det ikke modellert traforeaktans mellom generatorene og samleskinnene i systemet. Spennings-statikken på maskinene i systemet blir derfor veldig bratt, noe som gjør at en veldig liten endring i spenningen gir en stor endring i reaktiv effekt. En reaktans mellom generatorene og samleskinnene ville gitt generatorene en høyere spennings-statikk, noe som ville gjort systemet mer forutsigbart og mer likt et virkelig kraftsystem.

For Jacobi-matrisen kan feilene også skyldes at den kun er linearisert rundt et arbeidspunkt, og at den dermed blir unøyaktig. For å få et mer riktig resultat måtte \mathbf{K}^{-1} blitt laget på nytt for hver trinnvis endring i reaktiv effekt, slik også Jacobi-matrisen blir i iterasjonsprosessen mot en konvergering ved vanlige lastflytsanalyser. For impedansmatrisen kan feilrangeringen som inntreffer også skyldes at impedansmatrisen ikke er laget slik det er ønskelig for dette formålet, f.eks. hvis lastimpedansene er en del av impedansmatrisen.

Både impedansmatrisen og Jacobi-matrisen er trolig en del av simuleringsverktøyet som er integrert i driftssentralsystemet i dag. Det kan tenkes at en av metodene i fremtiden kunne blitt brukt for å gi operatøren rask informasjon om hvor det er best å gjøre kompensering, basert på hvilke ressurser som til enhver tid er tilgjengelig. Det kunne f.eks. blitt laget en rangering for hvor kompensering bør gjøres straks spenningen ikke er optimal et sted, og hjulpet operatøren til å bruke reaktive ressurser på en mer optimal måte.

Det kan videre tenkes at reaktiv kompensering en gang i fremtiden kan bli gjort automatisk av et driftssentralsystem som kobler og regulerer på alle reaktive ressurser. Dette automatiserte kontrollsystemet kunne vært basert på kostfunksjoner med kost for type reaktiv ressurs, kost for avstand til tilgjengelig ressurs, kost for størrelsen (Q) på statiske ressurser, kost for spenningsavvik, kost for reaktiv effektflyt, kost for dynamiske ressurser i balanse og kost for tid til prediktive hendelser. For å lage slike kostfunksjoner kreves det forståelse av hvordan dette gjøres, slik at funksjonen alltid vil konvergere og være stabil.

18 Forslag til videre arbeid

Videre arbeid kan være å fremskaffe et testsystem der generatorene har en høyere spenningsstatikk. Det kan være dette er mulig å endre i testsystemet som ble brukt i eksempelstudiene i kapittel 13, f.eks. ved å modellere en reaktans mellom generatorene og samleskinnene. Det kan hende metodene vil gi mer korrekt rangering hvis generatorene ikke responderer så kraftig på spenningsendring som de gjorde i eksempelstudiene som ble gjort i denne oppgaven. Det kan også brukes andre simuleringsverktøy for å teste metodene. Det kan gjøres et videre studie for hva som kan gjøres for å få metodene til å gi helt korrekt rangering bestandig. Hvis dette lykkes kan det ses på om metodene kan tas i bruk i driftssentralsystemet på en måte.

Fremgangsmåten for optimal operasjonell drift kan testes i et simuleringsverktøy som har modell av et virkelig kraftsystem. Det kan da lages forskjellige test-studier for å finne ut om fremgangsmåten bør endres på noen måter.

Det kan lages kostfunksjoner for reaktiv kompensering. Denne funksjonen kan bestå av alle vurderingene som er nødvendig for å gjøre reaktiv kompensering. Det er også nødvendig at denne funksjonen er konvergerer og er stabil i forhold til et likevekts-punkt.

Forslag til en ny bachelor- eller masteroppgave kan være å se på hvordan er marked for reaktiv effekt kunne fungert. Dette ville kunne ført til at det hadde blitt installert mer reaktiv kapasitet av produsenter og andre netteiere, samt at produsenter ville vært mer villig til å bidra med reaktiv kompensering.

19 Referanser

- [1] J. Machowski, Z. Lubosny, J. W. Bialek og J. R. Bumby, *Power System Dynamics, Stability and Control*, Wiley, 2020.
- [2] C. W. Taylor, *Power System Voltage Stability*, McGraw-Hill, 1994.
- [3] T. V. Cutsem og C. Vournas, *Voltage stability of electric power systems*, Springer, 1998.
- [4] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [5] S. Svarte og J. H. Sebergsen, *Energiproduksjon og energidistribusjon: Produksjon, nettsystemer og beregninger*, Gyldendal, 2002.
- [6] K. Ryen, *E-post utveksling om trinnkoblere*. [Intervju]. februar 2021.
- [7] T. Østrem, *Kraftelektronikk og elektriske maskiner*, Narvik, 2021.
- [8] ENTSO-E, «Network codes,» [Internett]. Available: https://www.entsoe.eu/network_codes/ . [Funnet mars 2021].
- [9] Statnett, «Retningslinjer for fos § 15,» 1. juli 2020. [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/retningslinjer-fos/systemansvaret---retningslinjer-fos--15.pdf> . [Funnet mars 2021].
- [10] Statnett, «NVF 2020 Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet,» 1. juli 2020. [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/retningslinjer-fos/nvf-2020---nasjonal-veileder-for-funksjonskrav-i-kraftsystemet.pdf> . [Funnet mars 2021].

- [11] J. J. Grainger og W. D. Stevenson, JR., Power System Analysis, McGraw-Hill, 1994.
- [12] V. Storvann, «Maintaining Voltage Stability,» NTNU, 2012.
- [13] «IEEE RTS 24-Bus System,» [Internett]. Available:
https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/120568114/An_Updated_Version_of_the_IEEE_RTS_24Bus_System_for_Electricity_Market_an....pdf . [Funnet april 2021].
- [14] «case24_ieee_rts,» Matpower, 2015. [Internett]. Available:
https://matpower.org/docs/ref/matpower5.0/case24_ieee_rts.html . [Funnet april 2021].

Vedlegg 1: Forprosjektet

Forprosjektet er som helhet lagt ved som et eget PDF-dokument.

Vedlegg 2: Spørsmålene til undersøkelsen i kapittel 10

Skjemaet med alle spørsmålene til spørreundersøkelsen er lagt ved som et eget PDF-dokument.

Vedlegg 3: Svarene fra undersøkelsen i kapittel 10

Et sammendrag fra Microsoft Forms av svarene som ble gitt til spørreundersøkelsen er lagt ved som et eget PDF-dokument.

Vedlegg 4: MATLAB-skript for kapittel 13

Nedenfor er MATLAB-skriptet som ble brukt i eksempelstudiene i kapittel 13. Ved å installere MATLAB og Matpower på en datamaskin, så kan de samme resultatene fremskaffes ved å bruke dette skriptet.

```
clear all
clc

node = 6 ;

define_constants;
mpc = loadcase('case24_ieee_rts');
result0 = runpf(mpc);
% mpc.bus(node, PD) = 300;
% mpc.bus(node, QD) = 100;
mpc.bus(6, BS) = 0;
% mpc.bus(10, BS) = -100;
% mpc.gen((1:4), 6) = 0.99;
% mpc.gen((5:8), 6) = 0.99;
result = runpf(mpc);

J = makeJac(mpc,1);
J = full(J);

K = J(25:end,25:end);
K_inv = inv(K);
row = K_inv(node,:);
[sorted_row,i_row] = sort(row','descend') ;
col = K_inv(:,node);
[sorted_col,i_col] = sort(col,'descend') ;
```

```

% J(25:end,1:24) = 0;
% J(1:24,25:end) = 0;
J_inv = inv(J);
K_inv2 = J_inv(25:end,25:end);
row_2 = K_inv2(node,:);
[sorted_row_2,i_row_2] = sort(row_2,'descend') ;
col_2 = K_inv2(:,node);
[sorted_col_2,i_col_2] = sort(col_2,'descend') ;

[Y,Yf,Yt] = makeYbus(mpc);
Y = full(Y);
Z = inv(Y);

dI = 0.1j;
V = result0.bus(:,VM).*exp(deg2rad(result0.bus(:,VA))*1i);
dV_node = abs(V(node) + Z(node,:)*dI)-abs(V(node));
[sorted_dV,dV_dIZ] = sort(dV_node,'ascend') ;

CompensationOrder = [i_row,i_col,i_row_2,i_col_2,dV_dIZ]

% Vise spenningsamplitudene i systemet grafisk:
nodenr = result0.bus(:,1);
V0 = result0.bus(:,VM);
Vny = result.bus(:,VM);

figure (1)
clf
plot(nodenr,Vny,'r')
hold on
plot(nodenr,V0,'k')
plot(nodenr,Vny,'o','MarkerSize',5,'MarkerEdgeColor','r','MarkerFaceColor',[0.5,0.5,0.5])
plot(nodenr,V0,'o','MarkerSize',5,'MarkerEdgeColor','k','MarkerFaceColor',[0.5,0.5,0.5])

xlim([1 24])
legend ('Økt last på node
9','Utgangspunktet','Location','southeast','box','off','FontSize',11)
xlabel ('Node')
ylabel ('Spenning (p.u.)')
box off
% grid on
xticks([0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24])
xticklabels ({'0' '1' '2' '3' '4' '5' '6' '7' '8' '9' '10' '11' '12' '13'
'14' '15' '16' '17' '18' '19' '20' '21' '22' '23' '24'})

```

