



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2017 30 stp
Fakultet for realfag og teknologi

Alternativer til nettutbygging ved tilkobling av kraftproduksjon i distribusjonsnett

Alternatives to grid extension when connecting
power generation to distribution grid

Angela Maria Aasbø Bakke
Miljøfysikk og fornybar energi

Førord

Denne oppgaven er skrevet ved Fakultet for realfag og teknologi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU) våren 2017. Oppgaven utgjør 30 studiepoeng og markerer avslutningen på en femårig mastergrad i Miljøfysikk og fornybar energi.

Først vil jeg takke min hovedveileder, Sonja Monica Berlijn, for all hjelp, støtte og oppfølging. Jeg vil også rette en stor takk til min biveileder ved NVE, Eirik Øyslebø, som har skaffet datasettene, utarbeidet analysemodellen i NetBas, og alltid har vært tilgjengelig for spørsmål, hjelp til NetBas og veiledning. Videre vil jeg takke alle på seksjon for kraftsystem i NVE og resten av energiavdelingen for oppmuntring, inspirasjon og hyggelige stunder under arbeidet med oppgaven.

Til slutt vil jeg takke familie, venner og medstudenter som har støttet og oppmuntret meg.

Sammendrag

I denne masteroppgaven er det undersøkt hvordan småkraftverk kan tilknyttes det høyspente distribusjonsnettet uten å oppgradere det eksisterende nettet. Et tenkt småkraftverk er studert ved å tilknytte dette til tre forskjellige nettstrukturer og alle nettstrukturer er studert i tre geografiske regioner i Norge. Lastflytanalyser ved tre nettsituasjoner er utført: tunglast uten småkraftverket tilknyttet, og lavlast med og uten småkraftverket tilknyttet. For alle nettstrukturer i alle regioner medførte tilknytningen av småkraftverket for høye spenninger eller belastninger i nettet. Tre tiltak for å muliggjøre tilknytning av småkraftverket uten å medføre oppgradering i nettet ble derfor studert: nedregulering av aktiv effektproduksjon, endring av effektfaktor og endring av småkraftverkets plassering i nettet. Hvert tiltak er studert for alle nettstrukturer i alle regioner.

Ved å nedjustere maksimal aktiv effektproduksjon er det mulig å integrere småkraft i alle nettstrukturer og regioner som er studert. I noen nettstrukturer må maksimal effektproduksjon reduseres til kun 20 %. Det innebærer at eier av småkraftverket ikke vil kunne drifte kraftverket med økonomisk gevinst. Ved regulering av aktiv effektproduksjon er småkraftgeneratorens effektfaktor satt til 0.95 induktivt.

Endring av effektfaktoren til 0.90 eller 0.86 kapasitivt gjør det mulig å integrere mer aktiv effekt fra småkraftverket enn ved en induktiv effektfaktor på 0.95. Verdiene er valgt på bakgrunn av dagens funksjonskrav og tekniske retningslinjer for tilknytning av småkraftverk. Resultatene viser at det er fordelaktig med kapasitiv effektfaktor når belastningen på en transformator er den begrensende faktoren i nettet. I nett hvor utfordringen ligger i for høy spenning, medfører bruk av kapasitiv effektfaktor enda høyere spenning enn ved bruk av induktiv effektfaktor. En ytterligere reduksjon av kapasitiv og induktiv effektfaktor gjør det mulig å integrere mer aktiv effekt fra småkraftverket, men dette fører til store tap i nettet.

Småkraftverket er i utgangspunktet plassert ytterst på en distribusjonsradial, langt fra tilknytningen til regionalnettet. Ved å plassere småkraftverket nærmere regionalnettet reduseres tapene i nettet. Ved å beholde småkraftverket ved den originale plasseringen, og derfra trekke en kraftledning til en samleskinne nærmere regionalnettet, reduseres tapene i det eksisterende nettet. Tapene i ledningen som forbinder småkraftverket og samleskinnen er så høye at produksjonseier ikke vil kunne drifte kraftverket med økonomisk gevinst. I begge tilfeller forblir belastningen på den begrensende transformatoren for høy.

Det er gjort en litteraturstudie som viser at det er lite litteratur om tilknytning av småkraftverk i høyspent distribusjonsnett. Det meste av internasjonal forskning dreier seg om politiske forhold og distribuert produksjon fra fossile energikilder. SINTEF har gjort det meste av den relevante norske forskningen. Det som er nytt med denne masteroppgaven er datagrunnlaget og bruken av dette, modellen i NetBas, analysemetoden og tilknytning av kun ett småkraftverk.

Oppgaven avsluttes ved å sette analysene i NetBas i sammenheng med mulige endringer i dagens tilknytningsplikt, samt Statnetts funksjonskrav og SINTEFs tekniske retningslinjer for tilknytning av ny kraftproduksjon i distribusjonsnettet. For nettstrukturene som er studert i denne masteroppgaven er endringer i dagens funksjonskrav og tilknytningsplikt nødvendig for å tilknytte mer småkraftproduksjon uten å medføre bygging av nye kraftledninger.

Summary

This master thesis study how to connect a small-scale hydro power plant in the high voltage distribution grid, without upgrading the existing grid. A fictive small scale hydro power plant studied by connecting it to three different grid topologies. All grid topologies are studied in three different regions in Norway. Power flow analysis are done for three situations: heavy load without the small-scale hydro power plant connected, and light load with and without the small-scale hydro power plant connected. For all grid topologies, in all regions, the connecting of the small-scale hydro power plant result in too high voltage or too heavy loading. Three measures for integrating the small-scale hydro power plant, without needing upgrades in the existing grid, is studied: reducing the production of active power, adjusting the power factor and vary the location of the small-scale hydro power plant along the feeder. Each measure is studied for all grid topologies in all regions.

By reducing the amount of active power the small-scale hydro power plant can produce, it is possible to integrate power from the small-scale hydro power plant in all grid topologies and regions studied. In some topologies, it is necessary to reduce the active power from the small-scale hydro power plant as much as 80 %. In this situation, the owner of the small-scale hydro power plant is not able to operate the power plant without economical losses. When reducing the amount of active power produced, the power factor is set to 0.95 lagging.

Adjusting the power factor to 0.90 or 0.86 leading, may lead to the possibility to integrate more active power from the small-scale hydro power plant, than for a lagging power factor set to 0.95. The results show that there is favorable using a leading power factor when the limiting factor is too high loading on a transformer. In grid topologies where the challenge is too high voltage, using a leading power factor results in even higher voltage than for a lagging power factor. Reducing the value of the power factor, both leading and lagging, allows a higher amount of active power from the small-scale hydro power plant. However, this may cause high power losses.

The small-scale hydro power plant is located at the very end of a high voltage distribution feeder. Locating the power plant closer to the transmission grid, will result in less power loss. Locating the power plant at the end of the feeder, and from there connect the power plant closer to the transmission grid, will reduce power loss in the existing distribution grid. The power loss in the feeder connecting the power plant are in some cases too high for the owner of the power plant to operate economically. In both cases, the load on the limiting transformer stays too high.

The literature analysis in this master thesis, shows that there is some research on connecting small scale power plants to the high voltage distribution grid. However, most of the research found, focus on political conditions and distributed generation from fossil fuels. SINTEF has done most of the Norwegian research relevant for this master thesis. The academic contribution from this master thesis are the data set used, the processing of these data, the model in NetBas and the analysis approach.

This master thesis concludes by connecting the results from NetBas with possible changes in the Norwegian “obligation of connection”, and functional requirements and technical guidelines for connecting power production in the distribution grid. For all network topologies studied, changes in functional requirements and technical guidelines, and/or changes in the “obligation of connection”, are necessary to make the connection of the small-scale hydro power plant possible without upgrading the existing distribution grid.

Innholdsfortegnelse

FORORD	II
SAMMENDRAG	III
SUMMARY	IV
1. INNLEDNING	1
2. KRAFTSYSTEMETS OPPBYGGING	2
2.1 NETTNIVÅER.....	2
2.2 RADIAL-, RING- OG MASKENETT	3
2.3 PRODUKSJON I KRAFTNETTET - FRA SENTRAL TIL DISTRIBUTUERT GENERERING.....	4
2.4 DISTRIBUTUERT KRAFTPRODUKSJON	4
2.5 TILKNYTNING AV SMÅKRAFTVERK	8
3 KRAFTOVERFØRING OG LASTFLYT I KRAFTNETTET	11
3.1 SPENNINGSFALL OG TAP	11
3.2 SPENNINGER OG EFFEKTFLYT	12
3.3 SPENNINGSREGULERING I NETTET.....	15
4 PÅGÅENDE FORSKNING	17
5 METODE	24
5.1 RESULTATER AV SIMULERING AV CASER	24
5.2 DATABEHANDLING.....	26
5.3 MODELL I NETBAS	28
5.4 FREMGANGSMETODE FOR ANALYSE I NETBAS	33
6 ANALYSE	35
6.1 CASE 1	35
6.2 CASE 2	46
6.3 CASE 3	57
6.4 OPPSUMMERING AV ANALYSE	67
7 KONKLUSJON	70
8 REFERANSER	71
VEDLEGG A	73
A.1 PRODUKSJONSKURVER FOR 2012	73
A.2 SKALERTE PRODUKSJONSKURVER FOR 2012	74
A.3 VARIGHETSKURVER FOR PRODUKSJON	75
VEDLEGG B	77
B.1 FORBRUKSKURVER FOR DE TRE REGIONENE	77
B.2 SKALERTE FORBRUKSKURVER FOR REGION VEST	78
B.3 SKALERTE FORBRUKSKURVER FOR REGION MIDT	80
B.4 SKALERTE FORBRUKSKURVER FOR REGION NORD	81
VEDLEGG C	83
C.1 DIFFERANSE MELLOM PRODUKSJON OG FORBRUK I REGION VEST.....	83
C.2 DIFFERANSE MELLOM PRODUKSJON OG FORBRUK I REGION MIDT.....	83
C.3 DIFFERANSE MELLOM PRODUKSJON OG FORBRUK I REGION NORD	84
C.4 VARIGHETSKURVER FOR CASE 1	84
C.5 VARIGHETSKURVER FOR CASE 2	85
C.6 VARIGHETSKURVER FOR CASE 3	85
VEDLEGG D	86

D.1 RESULTATER FRA NETBAS FOR CASE 1	86
D.2 RESULTATER FRA NETBAS FOR CASE 2	92
D.3 RESULTATER FRA NETBAS FOR CASE 3	94
VEDLEGG E	97
E.1 BEHANDLING AV PRODUKSJONS- OG TILSIGSSERIER I SPYDER.....	97
E.2 PLOTING AV GRAFER FOR EFFEKTTAP	116
E.3 PLOTING AV GRAFER FOR EFFEKTTAP	126

Liste over figurer

Figur 1 Oversikt over det norske kraftsystemet (Flataker et al. 2016)	3
Figur 2 Oppbygging av distribusjonsnett (Flataker et al. 2016)	3
Figur 3 Per fase-skjema for kraftledning (inspirert av (Holen & Ulseth 2007)).	11
Figur 4 De tre nettverkstopologiene i Netbas	29
Figur 5 Case 1: Småkraftverk tilknyttet enden på en lang radial	30
Figur 6 Tilfellet tunglast for alle regioner (Vest, Midt og Nord)	30
Figur 7 Case 2: Småkraftverk tilknyttet nettet med en generatortransformator	31
Figur 8 Tilfellet tunglast for alle regioner (Vest, Midt og Nord)	31
Figur 9 Case 3: To småkraftverk ønskes tilknyttet via en sjøkabel	32
Figur 10 Data for sjøkabel	33
Figur 11 Aktive tap (P-tap) og reaktive tap (Q-tap) i linjen mellom Hesteneset22 og Hostekneet22... 39	39
Figur 12 Aktive tap (P-tap) og reaktive tap (Q-tap) i linjen mellom Hostekneet22 og Stordalen22.... 39	39
Figur 13 Maksimalproduksjon i region Vest. MP_DR, MP_AT og MP_AS er henholdsvis maksimal produksjon med dagens retningslinjer, maksimal produksjon med akseptable tap og maksimal produksjon med akseptabel spenning	40
Figur 14 Maksimalproduksjon i region Midt. MP_DR, MP_AT og MP_AS er henholdsvis maksimal produksjon med dagens retningslinjer, maksimal produksjon med akseptable tap og maksimal produksjon med akseptabel spenning	41
Figur 15 Maksimalproduksjon i region Nord. MP_DR, MP_AT og MP_AS er henholdsvis maksimal produksjon med dagens retningslinjer, maksimal produksjon med akseptable tap og maksimal produksjon med akseptabel spenning	41
Figur 16 Småkraftverket tilknyttet Hesteneset22	42
Figur 17 Småkraftverket er plassert ved og tilknyttet Hostekneet22.	42
Figur 18 Småkraftverket er plassert ved og tilknyttet Stordalen22.	43
Figur 19 Småkraftverket plassert ved og tilknyttet Hesteneset22 med en luftlinje	43
Figur 20 Småkraftverket plassert ved Hesteneset22, men tilknyttet Hostekneet22.	44
Figur 21 Småkraftverket plassert ved Hesteneset22, men tilknyttet Stordalen22.	44
Figur 22 Aktive tap (P-tap) og reaktive tap (Q-tap) i tilknytningsledningen	45
Figur 23 Aktive tap (P-tap) og reaktive tap (Q-tap) i linjen Hostekneet22 – Hesteneset22.....	45
Figur 24 Aktive tap (P-tap) og reaktive tap (Q-tap) i linjen Hostekneet22 – Stordalen22.....	46
Figur 25 Aktive tap (P-tap) og reaktive tap (Q-tap) i linjen mellom Seterseter22 og Fjellheim22.....	50
Figur 26 Maksimalproduksjon i region Vest. MP_DR, MP_AT og MP_AS er henholdsvis maksimal produksjon med dagens retningslinjer, maksimal produksjon med akseptable tap og maksimal produksjon med akseptabel spenning	51
Figur 27 Maksimalproduksjon i region Midt. MP_DR, MP_AT og MP_AS er henholdsvis maksimal produksjon med dagens retningslinjer, maksimal produksjon med akseptable tap og maksimal produksjon med akseptabel spenning	52
Figur 28 Maksimalproduksjon i region Nord. MP_DR, MP_AT og MP_AS er henholdsvis maksimal produksjon med dagens retningslinjer, maksimal produksjon med akseptable tap og maksimal produksjon med akseptabel spenning	53
Figur 29 Småkraftverket plassert ved og tilknyttet Seterseter22 med kabel	54
Figur 30 Småkraftverket lokalisert ved og tilknyttet Fjellheim22 med kabel	54
Figur 31 Småkraftverket lokalisert ved og tilknyttet Seterseter22 med en luftlinje	56
Figur 32 Småkraftverket lokalisert ved Seterseter22, men tilknyttet Fjellheim22 med en luftlinje.....	56

Figur 33 Utvikling av aktive og reaktive tap i linjen mellom Østfoss22 og Kabelnes22.....	61
Figur 34 Utvikling av aktive og reaktive tap i sjøkabelen mellom Kabelnes22 og Fjosnes22.....	61
Figur 35 Maksimalproduksjon i region Vest. MP_DR, MP_AT og MP_AS er henholdsvis maksimal produksjon med dagens retningslinjer, maksimal produksjon med akseptable tap og maksimal produksjon med akseptabel spenning.....	62
Figur 36 Maksimalproduksjon i region Midt. MP_DR, MP_AT og MP_AS er henholdsvis maksimal produksjon med dagens retningslinjer, maksimal produksjon med akseptable tap og maksimal produksjon med akseptabel spenning.....	63
Figur 37 Maksimalproduksjon i region Nord. MP_DR, MP_AT og MP_AS er henholdsvis maksimal produksjon med dagens retningslinjer, maksimal produksjon med akseptable tap og maksimal produksjon med akseptabel spenning.....	64
Figur 38 Til venstre vises situasjonen hvor småkraftverket er lokalisert ved og tilknyttet Kabelnes22. Til høyre vises situasjonen hvor småkraftverket er lokalisert ved og tilknyttet Fjosnes22.....	65
Figur 39 Til venstre vises situasjonen hvor småkraftverket er tilknyttet Kabelnes22. Til høyre vises situasjonen hvor småkraftverket er lokalisert ved Kabelnes22, men tilknyttet Fjosnes22.....	66
Figur 40 Aktive tap (P-tap) og reaktive tap (Q-tap) i tilknytningsledningen	67
Figur 41 Aktive tap (P-tap) og reaktive tap (Q-tap) i sjøkabelen mellom Fjosnes22 og Kabelnes22...	67
Figur 42 Maksimal produksjon i region Vest for småkraftverket uten for store tap i nettet, hvor MP er maksimal produksjon og MPC3, MPC2 og MPC1 er maksimal produksjon tillatt i henholdsvis case 3, case 2 og case 1.	69
Figur 43 Maksimal produksjon i region Midt for småkraftverket uten for store tap i nettet, hvor MP er maksimal produksjon og MPC3, MPC2 og MPC1 er maksimal produksjon tillatt i henholdsvis case 3, case 2 og case 1.	69
Figur 44 Maksimal produksjon i region Nord for småkraftverket uten for store tap i nettet, hvor MP er maksimal produksjon og MPC3, MPC2 og MPC1 er maksimal produksjon tillatt i henholdsvis case 3, case 2 og case 1.	69
Figur 45 Produksjonskurve for 2012 i region Vest	73
Figur 46 Produksjonskurve for 2012 i region Midt.....	73
Figur 47 Produksjonskurve for 2012 i region Nord	74
Figur 48 Skalert produksjonskurve for 2012 i region Vest	74
Figur 49 Skalert produksjonskurve for 2012 i region Midt.....	75
Figur 50 Skalert produksjonskurve for 2012 i region Nord	75
Figur 51 Sortert produksjon for alle år i region Vest	76
Figur 52 Sortert produksjon for alle år i region Midt.....	76
Figur 53 Sortert produksjon for alle år i region Nord.....	77
Figur 54 Forbrukskurve for 1988 i region Vest.....	77
Figur 55 Forbrukskurve for 2002 i region Midt	78
Figur 56 Forbrukskurve for 1994 i region Nord.....	78
Figur 57 Skalert forbruk for case 1.....	79
Figur 58 Skalert forbruk for case 2.....	79
Figur 59 Skalert forbruk for case 3.....	80
Figur 60 Skalert forbruk for case 1.....	80
Figur 61 Skalert forbruk for case 2.....	81
Figur 62 Skalert forbruk for case 3.....	81
Figur 63 Skalert forbruk for case 1.....	82
Figur 64 Skalert forbruk for case 2.....	82
Figur 65 Skalert forbruk for case 3.....	83
Figur 66 Differanse mellom produksjon og forbruk i region Vest.....	83
Figur 67 Differanse mellom produksjon og forbruk i region Midt	84
Figur 68 Differanse mellom produksjon og forbruk i region Nord.....	84
Figur 69 Sortert differanse mellom produksjon og forbruk i alle tre regioner	85
Figur 70 For case 2: Skalert differanse mellom produksjon og forbruk i alle tre regioner	85
Figur 71 For case 3: Skalert differanse mellom produksjon og forbruk i alle tre regioner	86

Liste over tabeller

Tabell 1 Oversikt over utbyggede vannkraftverk per 01.01.2014 (SSB 2016)	5
Tabell 2 Oversikt over relevante studier av integrering av DG i nettet	18
Tabell 3 Oversikt over fordeler og begrensninger ved tilknytning av DG	22
Tabell 4 Oversikt over resultater fra simuleringer i NetBas	25
Tabell 5 Skaleringsfaktor for produksjonsseriene i de tre regionene	27
Tabell 6 Skaleringsfaktor for forbruksseriene i alle regioner i alle case	27
Tabell 7 Fargekoder for objekter i Netbas	29
Tabell 8 Fargekoder for knutepunkt i Netbas	29
Tabell 9 Resultater for case 1 - Småkraftproduksjon tilknyttet enden på en lang radial	35
Tabell 10 Resultater fra nedjustering av produsert effekt fra G1 i region Vest	35
Tabell 11 Resultater fra nedjustering av produsert effekt fra G1 i region Midt	36
Tabell 12 Resultater fra nedjustering av produsert effekt fra G1 i region Nord	36
Tabell 13 Resultater fra kapasitiv effektfaktor i region Vest	36
Tabell 14 Resultater fra kapasitiv effektfaktor i region Midt	37
Tabell 15 Resultater fra kapasitiv effektfaktor i region Nord	37
Tabell 16 Resultater for nedjustering av induktiv effektfaktor i region Vest	37
Tabell 17 Resultater for nedjustering av induktiv effektfaktor i region Midt	38
Tabell 18 Resultater for nedjustering av induktiv effektfaktor i region Nord	38
Tabell 19 Resultater for integrering av maksimalt mulig aktiv effekt ved lav effektfaktor	38
Tabell 20 Oversikt over lengde på tilknytningsledning	44
Tabell 21 Oversikt over type ledning bruk for tilknytning	45
Tabell 22 Resultater for case 2 – småkraftproduksjon tilknyttet via en generatortransformator	46
Tabell 23 Resultater fra nedjustering av produsert effekt fra G2 i region Vest	47
Tabell 24 Resultater fra nedjustering av produsert effekt fra G2 i region Midt	47
Tabell 25 Resultater fra nedjustering av produsert effekt fra G2 i region Nord	47
Tabell 26 Resultater for endring av retning på Q i region Vest	48
Tabell 27 Resultater for endring av retning på Q i region Midt	48
Tabell 28 Resultater for endring av retning på Q i region Nord	48
Tabell 29 Resultater for nedjustering av kapasitiv effektfaktor i region Vest	49
Tabell 30 Resultater for nedjustering av kapasitiv effektfaktor i region Midt	49
Tabell 31 Resultater for nedjustering av kapasitiv effektfaktor i region Nord	49
Tabell 32 Resultater fra lokalisering del 1 av småkraftverket i region Vest	55
Tabell 33 Resultater fra lokalisering del 2 av småkraftverket i region Vest. Luftlinje brukt er FEAL 1x25	57
Tabell 34 Resultater fra lokalisering del 2 av småkraftverket i region Vest. Luftlinje brukt er FEAL 1x95	57
Tabell 35 Resultater for case 3 – småkraftproduksjon tilknyttet via en sjøkabel	57
Tabell 36 Resultater fra nedjustering av produsert effekt fra G3 i region Vest	58
Tabell 37 Resultater fra nedjustering av produsert effekt fra G3 i region Midt	58
Tabell 38 Resultater fra nedjustering av produsert effekt fra G3 i region Nord	58
Tabell 39 Resultater fra justering av effektfaktor på G3 i region Vest	59
Tabell 40 Resultater fra justering av effektfaktor på G3 i region Midt	59
Tabell 41 Resultater fra justering av effektfaktor på G3 i region Nord	59
Tabell 42 Resultater for nedjustering av induktiv effektfaktor i region Vest	59
Tabell 43 Resultater for nedjustering av induktiv effektfaktor i region Midt	60
Tabell 44 Resultater for nedjustering av induktiv effektfaktor i region Nord	60
Tabell 45 Resultater fra NetBas for situasjonene tunglast uten generator innkoblet (TT_NP), lettlast uten generator innkoblet (LL_NP) og lettlast med generator innkoblet (LL_G1)	86
Tabell 46 Resultater for nedjustering av aktiv effekt produsert fra småkraftgenerator i region Vest ...	87
Tabell 47 Resultater for justering av effektfaktor i region Vest	88
Tabell 48 Resultater for justering av effektfaktor i region Midt	89
Tabell 49 Resultater for justering av effektfaktor i region Nord	90
Tabell 50 Resultater for justering av effektfaktor	91
Tabell 51 Resultater fra lokalisering del 1 av småkraftverket i region Vest	92

Tabell 52 Resultater fra lokalisering del 2 av småkraftverket i region Vest. Luftlinje brukt er FEAL 1x25.....	92
Tabell 53 Resultater fra lokalisering del 2 av småkraftverket i region Vest. Luftlinje brukt er FEAL 1x95.....	92
Tabell 54 Resultater fra NetBas for situasjonene tunglast uten generator innkoblet (TT_NP), lettlast uten generator innkoblet (LL_NP) og lettlast med generator innkoblet (LL_G2)	93
Tabell 55 Resultater for nedjustering av aktiv effekt produsert fra småkraftgenerator.....	94
Tabell 56 Resultater fra NetBas for situasjonene tunglast uten generator innkoblet (TT_NP), lettlast uten generator innkoblet (LL_NP) og lettlast med generator innkoblet (LL_ØF22)	95
Tabell 57 Resultater for nedjustering av aktiv effekt produsert fra småkraftgenerator.....	95
Tabell 58 Resultater fra lokalisering del 1 av småkraftverket i region Vest	96
Tabell 59 Resultater fra lokalisering del 2 av småkraftverket i region Vest. Luftlinje brukt er FEAL 1x25.....	96
Tabell 60 Resultater fra lokalisering del 2 av småkraftverket i region Vest. Luftlinje brukt er FEAL 1x95.....	96

1. Innledning

Klimamål, bedre utnyttelse av det eksisterende kraftnettet og samfunnsøkonomisk forvaltning av fornybare naturressurser, er faktorer som bidrar til at det trengs lokal kraftproduksjon i Norge. Økende bruk av elektrisitet, for eksempel til elbiler, vil kreve mer av det lokale nettet. Oppgradering av dette nettet er dyrt og vil ta lang tid. Ved å utnytte lokale naturressurser til kraftproduksjon, for eksempel med småkraftverk, er det mulig å utsette investeringer i deler av distribusjonsnettet, redusere kostnader og øke mengden elektrisitet til forbrukere. Problemstillingen for denne oppgaven er å finne alternativer for tilknytning av småkraftverk i distribusjonsnettet, uten å oppgradere det eksisterende nettet.

For å løse problemstillingen har det først blitt gjort en generell litteraturundersøkelse for å bygge opp kompetanse og forståelse rundt oppgavens tema. Først presenteres oppbyggingen av kraftsystemet, samt distribuert kraftproduksjon med hovedvekt på småkraft. Videre går oppgaven inn på lover og forskrifter for nettilknytning av småkraft. Dette legger grunnlaget for å analysere hvorvidt endringer i rammebetingelser endrer hva som er rasjonelt med tanke på nettilknytning av ny kraftproduksjon i distribusjonsnettet. Den generelle litteraturundersøkelsen avsluttes med en innføring i spenninger, tap og effektflyt i nettet, samt regulering av disse. Formålet med dette er å gi leseren en innføring i de tekniske beregningene som er grunnlaget for analysearbeidet.

Deretter er det gjort en litteraturundersøkelse av relevant forskning for oppgavens problemstilling. Mulige tiltak for å tilknytte småkraftverk i distribusjonsnettet ble undersøkt. På grunnlag av denne undersøkelsen ble det valgt tre tiltak som studeres nærmere:

- Regulering av aktiv effekt
- Regulering av effektfaktor
- Småkraftverkets plassering i nettet

Disse tiltakene skal gjennomføres for tre forskjellige nettstrukturer. Hver nettstruktur analyseres for tre forskjellige geografiske regioner i Norge: Vest-Norge, Midt-Norge og Nord-Norge. Disse regionene er valgt fordi de har størst potensiale for småskala vannkraftproduksjon. For alle tiltak i alle nettstrukturer i alle geografiske regioner analyseres spenninger, belastninger og effekttap i nettet. For alle nettstrukturer i alle geografiske regioner ønskes det å finne en god nettilknytning, som ikke fører til dårlig spenningskvalitet, for høye belastninger eller store tap i nettet. Resultatene fra analysen vil settes i sammenheng med dagens tilknytningsplikt, samt Statnett funksjonskrav og SINTEFs tekniske retningslinjer for tilknytning av ny kraftproduksjon i distribusjonsnettet.

Opgaven avsluttes ved å oppsummere hovedfunnene fra analysen, og komme med forslag til videre forskning innenfor temaet.

2. Kraftsystemets oppbygging

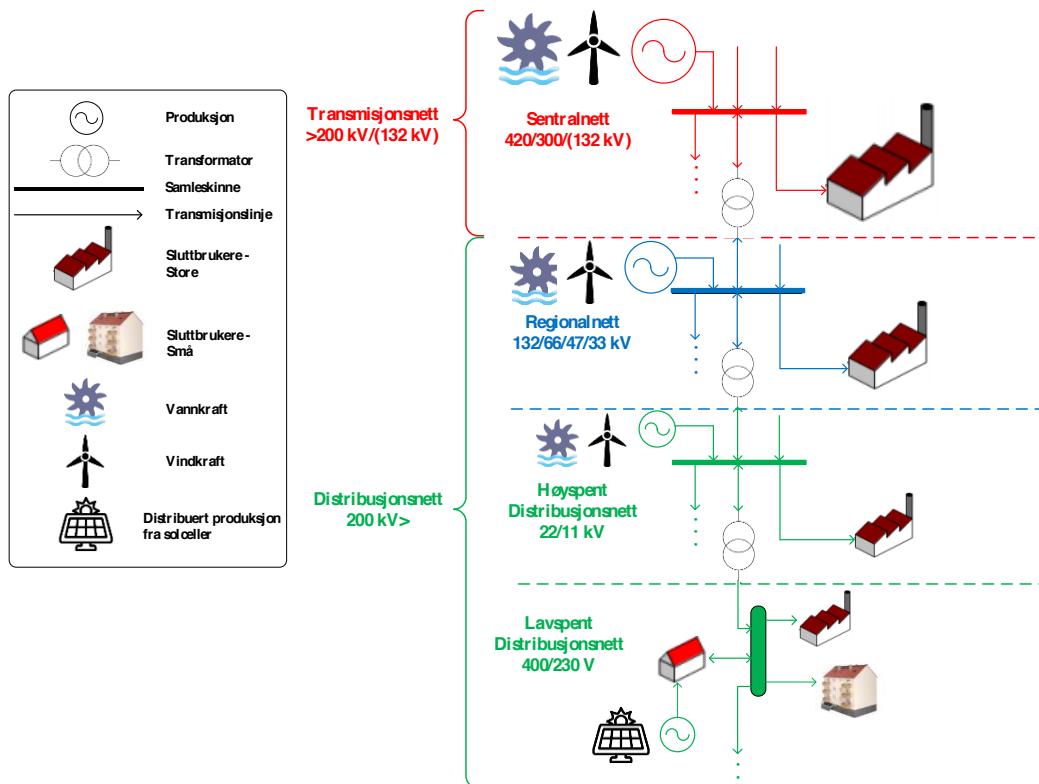
Målet med dette kapitlet er å gi leseren en generell forståelse av hvordan det norske kraftnettet er bygget opp, og hva slags type nett småkraftverk ofte tilknyttes. Videre gir kapitlet innsikt i lokal kraftproduksjon, med hovedvekt på kraftproduksjon fra småkraftverk. Kapitlet avsluttes med en innføring i dagens lovverk, forskrifter og retningslinjer for nettilknytning av småkraftverk.

2.1 Nettnivåer

I Norge har kraftnettet vært oppdelt i tre hovedgrupper av nettnivåer: sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett. Som Figur 1 viser, består sentralnettet hovedsakelig av spenningsnivåene 420 kV og 300 kV. Det forekommer også sentralnett med spenning på 132 kV i enkelte deler av landet. Sentralnettets oppgave er å transportere kraft over lengre distanser, fra de store kraftverkene og ut til resten av landet. I tillegg omfatter sentralnettet mellomlandsforbindelser som muliggjør krafteksport og –import. Disse forbindelsene knytter Norge til det nordiske synkronområdet som kraftnettene til Sverige, Finland og deler av Danmark også er en del av (NVE 2016). Statnett eier i dag sentralnettet og er gjennom konsesjon ansvarlige for driften av dette nettnivået, samt kraftsystemet i dets helhet (FOS 2002).

I regionalnettet ligger spenningsnivåene på 132 kV og 66 kV, men det forekommer også spenninger på 33 kV, 47 kV og 110 kV. Regionalnettet fungerer som et bindeledd mellom sentralnettet og distribusjonsnettet, og overfører kraft inn til og ut fra sentralnettet og ut til distribusjonsnettet. Sentralnettet og deler av regionalnettet driftes som masket nett. Det vil si at strømmen kan gå flere veier for å forekomme til et punkt (Energis Norge Udatert).

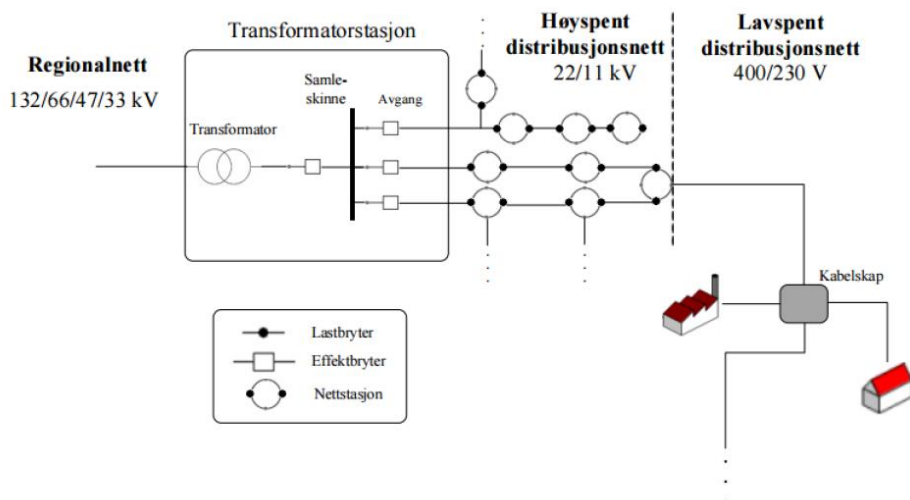
Distribusjonsnettet har de laveste spenningsnivåene og er delt inn i høyspent og lavspent distribusjonsnett. Det høyspente distribusjonsnettet omfatter spenninger mellom 1 kV og 22 kV. Kunder som mellomstore sluttbrukere og noe industri er tilknyttet dette nettnivået. Det lavspente distribusjonsnettet omfatter spenninger på ≤ 1 kV. Sluttbrukere som husholdninger, fritidsboliger og noe næring er tilkoblet det lavspente distribusjonsnettet. Denne oppgaven vil omfatte det høyspente distribusjonsnettet på 22 kV, da det er på dette nettnivået småkraftverk hovedsakelig tilknyttes.



Figur 1 Oversikt over det norske kraftsystemet (Flataker et al. 2016)

2.2 Radial-, ring- og maskenet

Strømnettet kan driftes på ulike måter. For radialnett er det kun ett forsyningspunkt og ingen muligheter for omkobling. En radial vises fra den øverste avgangen i transformatorstasjonen i Figur 2, hvor avgangen er det eneste forsyningspunktet til radialen. Radialen har også en avgreining. De to nederste avgangene i Figur 2 viser et eksempel på et ringnett, hvor avgangene forsyner de samme nettstasjonene. Dersom en feil oppstår vil begge avgangene kobles ut, men forsyning kan gjenopptas etter omkobling. Ringnett er en type maskenet, men maskenet viser ofte til nett med større omkoblingsmuligheter enn det som er vist i Figur 2.



Figur 2 Oppbygging av distribusjonsnettet (Flataker et al. 2016).

Sentral- og regionalnettet er ofte bygget og driftet som maskenett med gode muligheter for omkoblinger, og derved høy sikkerhet og tilgjengelighet. Distribusjonsnettet er derimot ofte bygget som radialnett, særlig i rurale strøk. I et tradisjonelt distribusjonsnett er det kun last tilknyttet. Dette fører til ensidig mating fra transformatorstasjonen med spenningsfall i linjen utover avgangen. Spenningen vil da være størst ved transformatorstasjonen og lavest ytterst på linjen (Petterteig et al. 2006). I mer sentrale strøk er distribusjonsnettet ofte bygget som ringnett, men driftet radielt. Dette innebærer at ringnettet kobles ut på ett sted, gjerne nær midten av ringen, slik at det driftes som to separate radialer med hvert sitt forsyningspunkt. På denne måten vil kun én avgang kobles ut ved en feil, og det er enkelt å koble om ringen slik at den feilfrie avgangen kan forsyne så mange noder som mulig mens den feilbefengte avgangen undersøkes og gjenopprettes. I tillegg vil spenningsforløpet i linjen være likt et rent radialnett.

Småkraftproduksjon tilknyttes ofte det høyspente distribusjonsnettet i mer rurale strøk. Analysemodellen i denne oppgaven vil derfor være modellert som rene radialnett hvor småkraftverk ønskes tilknyttet ytterst på radialen. Med småkraftproduksjon plassert på denne måten, vil det introduseres toveis effektflyt og spenningsforløpet vil være endret fra en situasjon med kun last ytterst på en radial (Petterteig et al. 2006).

2.3 Produksjon i kraftnettet - fra sentral til distribuert generering

Tradisjonelt er kraftnettet konstruert med store produksjonsenheter plassert i grisgrendte strøk, langt fra sluttbruker (Anaya & Pollitt 2017). Slik har det også vært i Norge. Dette fører til at effektflyten kun går én vei, fra produksjonsenhet til forbruker (Petterteig et al. 2006). En slik type nettstruktur er enkelt for nettselskaper å kontrollere. I Norge har slike produksjonsenheter i hovedsak vært store vannkraftverk med store magasiner. Disse kan regulere hvor mye vann som brukes til elektrisitetsgenerering, og kan dermed tilpasse seg sesongvariasjoner i sluttbrukeres forbruksmønster. Med reguleringsmulighetene i de store vannkraftverkene, er det gode muligheter for å utnytte andre fornybare energikilder og samtidig opprettholde stabiliteten i kraftsystemet (Olje- og energidepartementet 2016). Regjeringen ønsker å legge til rette for en effektiv, klimavennlig og sikker energiforsyning i tiden fremover, på mest mulig samfunnsøkonomiske lønnsomme måter. Økt forsyningsikkerhet og lønnsom utbygging av fornybar energi er blant regjeringens prioriteringer.

De store vannkraftverkene bidrar til en effektiv energiforvaltning ved å produsere kraft når den forbrukes. Likevel må det mange og ofte lange kraftlinjer til for å få fraktet kraften fra produksjonsenheten til forbruker, noe som fører til store effekttap i linjene. For å redusere effekttap i nettet ved kraftoverføring kan det være en løsning å produsere kraften geografisk nærmere forbruker. I utviklingen mot et smartere nett og et karbonnøytralt samfunn er det å ta i bruk distribuerte energiresurser og integrere dem som en del av kraftforsyning en utvikling som finner sted i flere land (International Energy Agency 2014). Selv i Norge, hvor mesteparten av den elektriske forsyningen alt er fornybar, er utbygging av distribuert produksjon noe som er et voksende ønske fra flere parter. Dette skyldes blant annet økt bevissthet rundt fornybar energi, samt politisk satsing på klimatiltak. Dette har endret den hierarkiske strukturen i konvensjonelle kraftsystemer, hvor elektrisk kraft produseres ved store anlegg. I stedet er kraftproduksjonen koblet direkte til distribusjonsnettet og overskuddskraft fra disse kan ende opp med å bli overført oppstrøms i nettet.

2.4 Distribuert kraftproduksjon

I denne oppgaven blir distribuert kraftproduksjon (DG) definert som småskala kraftproduksjon (< 50 – 100 MW) som skjer i geografisk nærhet til sluttbrukerne produksjonen forsyner (Dondi et al. 2002). I tillegg er produksjonen gjerne lokalisert i grisgrendte strøk og tilknyttet

distribusjonsnettet (Endegnanew 2009). DG inkluderer teknologier som motorer, små turbiner, brenselceller og PV-systemer (photovoltaic systems) (IEA 2002). Denne oppgaven vil kun omhandle små vannkraftturbiner som produserer mellom 1 og 10 MW aktiv effekt. Disse kraftverkene er sjeldent bygget med lagringsmagasiner, slik at kraften produseres direkte fra tilsiget og kan dermed ikke reguleres.

Det er vanlig å dele inn små vannkraftverk i følgende kategorier (NVE 2016; Petterteig et al. 2006):

- Mikrokraftverk: Under 100 kW
- Minikraftverk: Fra 100 til 1000 kW
- Småkraftverk: fra 1 til 10 MW

I Norge er det meste av distribuert kraftproduksjon småkraftverk. De fleste av disse småkraftverkene er knyttet til det høyspente distribusjonsnettet på 22 kV. Det finnes mange planer om ytterligere produksjon på dette nettnivået. Distribusjonsnettet er historisk bygget ut for kraftforbruk, og er sjelden dimensjonert for de påkjenninger kraftproduksjon medfører. Kraftverkene og deres nettilknytninger har lang teknisk levetid, og anlegg som bygges nå vil trolig være i drift i store deler av inneværende århundre. I den perioden kan rammene for rasjonell utvikling av kraftsystemet endres ved endringer i teknologi, regelverk og klima.

Tabell 1 viser at det per 01.01.2014 var installert 587 småkraftverk. På grunn av elsertifikatordningen kommer antallet småkraftverk til å øke betraktelig frem mot 2021¹. Mange av disse småkraftverkene er plassert i grisgrendte strøk med relativt liten befolkning og tilsvarende lavt forbruk. Distribusjonsnettet i disse områdene er bygget deretter, og innkobling av småkraftverk kan ha stor betydning for linjespenning og effektflyt i det aktuelle nettet.

Tabell 1 Oversikt over utbyggede vannkraftverk per 01.01.2014 (SSB 2016)

Kapasitet (MW)	Antall	Samlet kapasitet (MW)	Midlere årsproduksjon (TWh/år)
< 1 MW	554	175	0.8
1 - 10 MW	587	1 989	8.3
10 - 100 MW	225	9 523	43.0
over 100 MW	80	19 273	79.5

Hvor stor innvirkning et småkraftverk har i et nett er avhengig av småkraftverkets produksjon av aktiv og reaktiv effekt, plassering, samt nettets overføringskapasitet og karakteristika (Petterteig et al. 2006). Hvis den genererte effekten er lavere enn den konsumerte effekten i nettet, er endringer i spenningsprofilen akseptable. Høy generering av effekt i tidsperioder med lavt forbruk vil vanligvis føre til at spenningsprofilene ikke holder seg innenfor det tillatte spenningsintervallet. Dette kan kreve endringer i nettet eller begrensninger på produksjonen (Dondi et al. 2002). Tiltak for å holde spenningene innenfor akseptable nivåer, vil bli diskutert i delkapittel 3.3.

DG kan blant annet bidra til å redusere hjelpe til med reaktiv effekt og spenningsstøtte, og bedre effektkvaliteten. I tillegg kan DG redusere sårbarhet ved ekstremvær eller terrorangrep og dermed øke motstandsdyktigheten i andre kritiske infrastrukturer (U.S. Department of Energy 2007). Det er begrensninger for hvor mye små vannkraftverk kan bidra til disse fordelene, da småkraftverk er sterkt væravhengige og ikke er en konstant kilde til elektrisitet gjennom året.

¹ Siden elsertifikatordningen kun omfatter kraftverk som blir bygget ut og satt i drift innen 31.12.2021.

Fordeler for kunder, energiselskap og nettselskap utvikler seg stadig. Fordelene avhenger av de lokale forholdene og anleggseierens interesser. Reduksjon av nettap, effektfaktorkorreksjon, alternativ til nettinvesteringer og bruk av fornybar energi kan være noen fordeler ved småkraftverk. Det er blant annet disse fordelene denne masteroppgaven ønsker å undersøke. Ved bruk av ikke-fornybare kilder til DG, kan kombinert varme- og kraftverk, reservegenerering og redusering av effekttopper bidra som fordeler (Dondi et al. 2002).

2.4.1 Forsyningsikkerhet

Tilknytning av småkraftverk kan bidra til økt forsyningsikkerhet ved at det er kortere og/eller færre kraftlinjer fra produksjonsenhet til forbruker, noe som fører til færre utfallsmuligheter på linjen. Ved å definere forsyningsikkerhet som hvor pålitelig et kraftsystem er, slik Pepermans et al. (2005) gjør, har Norge høy grad av forsyningsikkerhet allerede før innkobling av småkraft eller annen DG. Andre, for eksempel CIRED (1999 i Pepermans), mener at DG har negativ effekt på forsyningsikkerheten. Siden småkraft, vindkraft og PV ikke kan kontrolleres sentralt på grunn av naturlig variasjon i elver, vind og sol, oppstår det et større behov for regulerende (reserve-)kraft. Innføringen av en DG-enhet kan føre til en svekking av nettets evne til å forsyne primærreserveenergi hvis DG-enheten ikke kan respondere til lastendringer. Dette vil være situasjonen blant annet hvis mye av DG-kapasiteten er begrenset av naturlig variasjon slik vind-, sol- og småkraft er (IEA 2002).

Småkraftverk i Norge kan sjeldent driftes i øydrift. Dette er fordi et småkraftverk sjeldent kan klare å holde en stabil frekvens på 50 Hz uten å være tilkoblet et overliggende nett. Når småkraftverket er tilkoblet nettet, kan småkraftgeneratoren flyte på nettet og påtvinges frekvensen i nettet.

2.4.2 Leveringskvalitet

På den ene siden fremhever flere forfattere de reparerende effektene for leveringskvalitetsproblemer som konsekvens av tilknytning av DG. Flere av disse fordelene kan også gjelde ved tilknytning av småkraftverk. På steder hvor spenningsstøtte er vanskelig, kan småkraftverk kobles til siden disse øker spenningen i nettet. Dondi et al. (2002) påpeker også potensielle positive effekter av DG for spenningsstøtte, redusering av effekttopper, tilførsel eller sluk av reaktiv effekt, samt korreksjon av effektfaktor. På den annen side kan storskala innkobling av DG føre til ustabilitet av spenningsprofilen: to-veis effektflyt og mer komplisert flyt av reaktiv effekt oppstår ved utilstrekkelig kontroll. Spenningen i nettet kan derfor variere (Pepermans et al. 2005). Toveis effektflyt gjør det også vanskeligere å innstille relévern, noe denne oppgaven ikke vil gå videre inn på.

Typiske utfordringer ved integrering av DG, også for småkraftverk, i nettet kan være utfordringer med spenningsregulering, forekomst av uønskede harmoniske, overspenninger (Dondi et al. 2002). CIRED 1999 (i Pepermans) nevner spenningsøking i radiale distribusjonssystemer som et av de viktigste tekniske innkoblingsproblemene med DG. For å kunne introdusere DG i slike nett, er det derfor nødvendig å ta hensyn til spenningen i overføringslinjene. For høy spenning er en farlig situasjon med risiko for overslag, skade på utstyr eller nedbryting av isolasjon. For lav spenning forårsaker degradering av ytelsen av laster. Høyload og/eller lav produksjon gir for lave spenninger (Endegnanew 2009).

2.2.3 Reaktiv effekt

Regulering av reaktiv effekt er en kjent metode som brukes for å regulere spenningen i nettet. Dette diskuteres nærmere i delkapittel 3.3. For å kunne utnytte det eksisterende nettet i dag, er det tilfeller av småkraftverk som konsumerer reaktiv effekt med en effektfaktor på 0.9. Dette kan forårsake ytterligere tap i distribusjonsnettet og behov for at den reaktive effekten kompenseres. Å bruke reaktiv effekt til å kontrollere linjespenningen er et alternativ til å oppgradere nettet hvor spenningsproblemer er tilstede kun deler av tiden, typisk i lettlast med høy produksjon (Endegnanew 2009). Når hvilken som helst effektfaktor kan velges, kan det oppnås positiv påvirkning fra DG på spenningen. Tap kan bli minimert gjennom å unngå transport av reaktiv effekt over store avstander (Dondi et al. 2002).

Det viser seg at i mange nett øker reaktiv effektflyt inn i et område når den lokale produksjonen økes. Dette kan medføre økte tap i nettet, men det kan også øke mengden aktiv effekt som kan fraktes i linjene. Dette er en økonomisk avveining som må tas hensyn til. Det er mulig å benytte den muligheten som ligger i at en generator enkelt kan generere reaktiv effekt til å foreta lokal reaktiv effektkompensering. Derved reduseres lokale tap og samtidig økes nettets evne til å transportere aktiv effekt ut av et område med stort overskudd av produksjon (Petterteig 2011b).

2.4.4 Klima

Helt fra starten på 2000-tallet har klimapolitikk sannsynligvis vært den største pådriveren for øking av lokal kraftproduksjon i Europa (Pepermans et al. 2005). Et av FN's bærekraftsmål er at alle i verden skal ha tilgang på pålitelig, bærekraftig og moderne energi til en overkommelig pris innen 2030 (Norad 2016). Delmålene under dette målet er blant annet å øke andelen fornybar energi i verdens samlede energiforbruk, og å fremme investeringer i energiinfrastruktur og teknologi for ren energi. EU har satt et mål om å redusere klimagassutslipp med 30 % i 2020 (European Commission 2017). Gjennom klimaforliket har Norge forpliktet seg til å redusere sine klimautslipp med 30 % i forhold til 1990-nivå innen 2020, samt at Norge skal være karbonnøytralt innen 2050 (Regjeringen 2014). Distribuert kraftproduksjon kan være et av virkemidlene for å oppnå klimamålene Norge har satt seg.

De fleste energipolitiske mål søker å øke bruken av fornybar energi og utvikling av teknologier for distribuert produksjon. For å nå slike mål, har ordninger for å fremme lokal kraftproduksjon blitt innført i mange land (Anaya & Pollitt 2017). I Norge er det hovedsakelig elsertifikatordningen som har bidratt til en sterk øking i distribuert produksjon. Ordningen ble innført 1. januar 2012 (Olje- og energidepartementet 2014) og gir et økonomisk insentiv for å produsere elektrisitet fra fornybare energikilder. Produksjonsanlegg må settes i drift innen 31. desember 2021 for å kvalifisere til rett til elsertifikater (Elsertifikatloven 2011). Et produksjonsanlegg trenger konsesjon for å bygges og det har vært stor pågang av konsesjonssøknader til NVE de siste årene, slik at utbygger kan få konsesjon og sette sitt anlegg i drift innen 31. desember 2021. Det har hovedsakelig blitt bygget ut små vannkraftverk, i tillegg til noe sol- og vindkraft som følge av elsertifikatordningen (NVE 2017). Elsertifikatordningen har ikke bidratt nevneverdig til teknologiutvikling utover allerede kjent teknologi, og Regjeringen har bestemt at det ikke skal innføres nye mål under elsertifikatordningen (Olje- og energidepartementet 2016). Selv om elsertifikatordningen avsluttes, vil det fortsatt være interesse for utbygging av småkraftverk siden flere prosjekter kan være lønnsomme uten støtteordninger. Det er interessant å se på netttiltak som kan tillate tilknytning av småkraftverk i svake distribusjonsnett, som alternativ til oppgradering av nettet.

2.5 Tilknytning av småkraftverk

Tilknytning av småkraftverk i lavspentnettet med samme nivået på effekt som lasten bruker er gjennomførbart. Med generering under fullast er introduksjon generelt ikke kritisk. Imidlertid, i mer kritiske situasjoner (for eksempel ved lavlast?), må sikkerhet og parametere, så vel som plassering av DG, vurderes for å sikre akseptable verdier på parametere i nettet (spenning, belastning osv.) (Dondi et al. 2002).

2.5.1 Forutsetning fra anleggseier og nettselskap

For at eier av et småkraftverk skal være villig til å drifte anlegget, må anlegget være lønnsomt. Hvis det er for stor andel av året småkraftverket ikke får produsere, eller at småkraftverket ikke kan produsere nok aktiv effekt, vil det ikke være lønnsomt å drifte DG-enheten. Hvis antall timer i året med akseptabel mengde produksjon er høy nok, vil eier av DG-enheten ønske å knytte småkraftverket til nettet. For det lokale nettselskapet vil det høyst sannsynlig være billigere å tilknytte småkraftverket enn å oppgradere hele distribusjonslinjen. Dermed kan tilknytning av småkraftverk være en samfunnsøkonomisk god løsning som bidrar til å utnytte nettet mest mulig effektivt.

Når det kommer til tap i nettet, vil det være nettselskapet som står ansvarlig for tapene i nettet. Kostnadene for tapene i nettet blir normalt inkludert i nettleia (?) til nettselskapets kunder. Nettselskapet kan imidlertid pålegge eier av småkraftverket å betale for de ekstra tapene tilknytningen av småkraftverket tilfører. Dette gjør at eiere av småkraft ikke ønsker å knytte småkraftverket til nettet hvis det påfører nettet store tap.

2.5.2 utfordringer ved tilknytning

Utfordringer med tilkobling av småkraftverk kommer fra at distribusjonsnettet ikke ble designet for å inkludere småkraftverk, men levere kraft fra nett på høyere spenningsnivå og ut til forbruker. I radielle nett er lavspenningsnettet matet av en transformator fra høyspentnettet og er relativt enkelt å designe. Spenningsprofilen er imidlertid mer sårbar for lastendringer, og småkraftverk har vanligvis større påvirkning på spenningsprofilen i radielle nett. Andre faktorer som kan spille inn er om nettet inneholder luftlinje eller kabel, og hvor lange avstander nettet dekker (Dondi et al. 2002). Småkraftverk tilknyttes ofte radielle nett som inneholder en stor andel luftlinje. Et småkraftverk som ikke tilknyttes nettet på riktig måte, kan skape utfordringer for den operasjonelle påliteligheten av nettet eller forårsake skade på personell eller utstyr (Dondi et al. 2002).

Endring i effektflyt er et problem som oppstår når småkraftverk kobles til et radielt distribusjonsnett. Effekt kan flyte to veier innenfor et spenningsnivå, men hovedsakelig flyter effekt fra høyere til lavere spenningsnivå, for eksempel fra regionalnett til distribusjonsnett. En økt andel av DG kan omfatte effektflyt fra lavspenningsnivå til høyspenningnivå. Dette medfører krav til andre og mer kompliserte vernløsninger på både lav- og høyspenningnivå (Dondi et al. 2002). I denne oppgaven vil ikke vern bli diskutert ytterligere. Endring av ønsket aktiv effektproduksjon skal tilpasses det aktuelle distribusjonsnettet slik at en unngår uheldig samvirke med trinning av krafttransformatoren.

Distribusjonslinjer har generelt et mindre tverrsnitt enn linjer i regional- og sentralnettet. Dette gjør at resistansen er relativt høy og spenningsnivået langsmed linjene vil avhenge sterkt av den faktiske effektflyten. I mange nett med begrenset kapasitet vil spenningsnivåene i linjer og knutepunkt begrense muligheten til å tilknytte småkraftverkenes aktive effektproduksjon. I noen tilfeller vil tilføringen av aktiv effekt fra en eneste generator kunne forårsake for høye

spenninger. For å unngå dette er det en mulighet å endre på effektfaktoren til generatoren. Ved å øke mengden reaktiv effekt generatoren sluker eller tilfører nettet, er det nødvendig for generatoren å redusere den aktive effektproduksjonen sånn at det ikke skal gå for mye strøm gjennom generatorens viklinger. Med høyere produksjon eller konsum av reaktiv effekt kan tapene i nettet øke (Endegnanew 2009).

Det å vurdere om DG skal bli behandlet som kun generering av kraft eller som et verktøy i nettdriften kan avgjøre hvordan DG blir mottatt av både produksjonseiere, lokalbefolkningen, nettselskap og forvaltningsinstans. Nasjonale og internasjonale retningslinjer og tekniske standarder kan også gjøre tilknytningen av DG enklere for de involverte parter (Dondi et al. 2002).

2.5.3 Lover og forskrifter

Generelt forutsettes det at nettilknytning av småkraftverk ikke fører til uakseptabel leveringskvalitet eller -pålitelighet, sikkerhet eller problemer for den tekniske drift av distribusjonsnettet (Dondi et al. 2002). Ved maksimum aktiv effektproduksjon skal synkrongeneratorer være dimensjonert for en effektfaktor i området 0.95-1.0 når generatoren trekker reaktiv effekt fra nettet. Tilsvarende skal den være dimensjonert for en effektfaktor i området 0.9-1.0 når den produserer reaktiv effekt (Petterteig et al. 2006). For synkrongeneratorer med maksimum aktiv effektproduksjon over 1 MW skal type regulator og driftsform bestemmes i samarbeid med nettselskapet på grunnlag av hva nettanalyser viser er mest hensiktsmessig og det aktuelle distribusjonsnettets evne til å håndtere innmatingen. Synkrongeneratorer som er over en viss kritisk størrelse, noe som bestemmes av nettanalyser for det aktuelle nettet, forutsettes utstyrt med automatisk spenningsregulering (Automatic Voltage Regulator, forkortet AVR) (Petterteig et al. 2006).

I (Energiloven 1990) § 3-4 står det blant annet at alle som har konsesjon for nettanlegg har plikt til å tilknytte nye anlegg for produksjon av elektrisk energi, og om nødvendig investere i nettanlegg. Dette betyr at den som ønsker å bygge ut et småkraftverk og knytte dette til nettet ikke skal måtte betale for nettoppgraderinger som eventuelt er nødvendig ved tilknytningen av småkraftverket.

I sentral- og regionalnettet har Statnett avtaler med store produsenter og forbrukere om å regulere opp eller ned sin produksjon eller sitt forbruk hvis det kreves for å drifte nettet rasjonelt i unntakssituasjoner. Dette er ikke mulig i distribusjonsnettet per i dag, derfor kan ikke småkraftverk tilknyttes distribusjonsnettet uten at det er plass til kraftverkets maksimale produksjon til alle tider i året (NVE 2015). Statnett som systemansvarlig kan også fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i sentral- og regionalnettet (FOS 2002). Denne paragrafen omfatter ikke distribusjonsnettet, men Statnett har fastsatt retningslinjer i FIKS (Funksjonskrav i kraftsystemet). FIKS sier at generatorer < 10 MVA ikke trenger å være dimensjonert for separat drift, med mindre det kreves av områdekonsesjonær (Statnett 2012). I FIKS står det også at synkrongeneratorer med ytelse over 1 MVA ved fullast skal legges ut med $\cos\varphi \leq 0.86$ kapasitivt og $\cos\varphi \leq 0.95$ induktivt. I (Petterteig et al. 2006) brukes samme grense for induktiv drift av synkrongenerator, men for kapasitiv drift brukes $\cos\varphi \leq 0.90$. Begrensninger for reaktiv effektproduksjon av DG blir tilført for å unngå overlast, noe som begrenser muligheten for spenningskontroll (Endegnanew 2009).

Hverken FIKS eller ”Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW til distribusjonsnettet” har hjemmel i loven, men er retningslinjer fastsatt av Statnett og SINTEF. Statnett som systemansvarlig har

muligheten til å fatte vedtak vedrørende anleggenes funksjonalitet hvis et småkraftverk tilknyttet distribusjonsnettet har vesentlig betydning for driften og utnyttelsen av regional- eller sentralnettet (FOS 2002).

For at eier av nettselskapet og systemansvarlig skal kunne ha et tilfredsstillende tilbud til alle kunder kontinuerlig, har SINTEF satt noen retningslinjer for tilknytning av småkraftverk. Tilknytningen skal ikke føre til uakseptabel leveringskvalitet i nettet, øke sikkerhetsrisiko eller øke faren for skade på utstyr. Utstyret i kraftverket må ha tilfredsstillende teknisk kvalitet og tilpasses det eksisterende nettet. I forkant må produksjonens innvirkning på det eksisterende nettet vurderes, slik at eventuelle tiltak for å oppnå god nok leveringskvalitet kan iverksettes. Til dette brukes ofte lastflytanalyseprogrammer som NetBas, slik det gjøres i denne oppgaven (Petterteig et al. 2006).

Som systemansvarlig i det norske kraftsystemet setter Statnett krav til kraftverk før tilknytning til kraftsystemet. Det kan tenkes at Statnett i fremtiden får anledning til å stille større krav til småkraft med tanke på spenningsstøtte lokalt. Dette kan bidra til å redusere investeringsbehovet i nett, men vil også begrense kraftproduksjonen.

Når det kommer til tilknytningsplikt, gis det i dag ikke anledning for nettselskapet å inngå avtaler med produsenter om bortkobling av produksjon som alternativ til nettinvesteringer. Selv om et kraftverk medfører overlast på nettet kun i svært få timer i løpet av et år, kan ikke nettselskapet velge å koble produksjon bort i disse periodene (NVE 2015). Ny potensiell praksis vil gjøre det mulig for nettselskapene å bortkoble produksjon i de periodene det oppstår begrensninger i nettet.

3 Kraftoverføring og lastflyt i kraftnettet

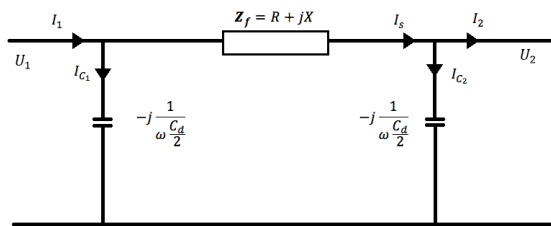
Ved integrering av småkraftverk i distribusjonsnettet, er en av de største utfordringene å holde spenningsnivået i knutepunkt på et akseptabelt nivå. Nettselskap skal sørge for at langsomme variasjoner i spennings effektivverdi er innenfor et intervall på $\pm 10\%$ av nominell spenning (Leveringskvalitetsforskriften 2004). Dette kapittelet vil gå nærmere inn på hvordan det radiale distribusjonsnettet avhenger av aktiv effekt (P) og reaktiv effekt (Q), og hvilke tiltak som kan innføres for å regulere spenningsnivået i knutepunkt innenfor $\pm 10\%$ av nominell spenning.

3.1 Spenningsfall og tap

En enkel radial i distribusjonsnettet kan betraktes som en serieimpedans, med en resistans (R) og en reaktans (X), med kapasitans mellom ledningene og mot jord som vist i Figur 3. Resistansen vil trekke aktiv effekt, reaktansen trekker reaktiv effekt og kapasitansen vil tilføre reaktiv effekt. Spenningsfallet blir som følger:

$$\Delta U \approx \frac{1}{U_2} (P_2 R + Q_2 X - Q_{C_2} X) = \frac{1}{U_2} (P_2 R + (Q_2 - Q_{C_2}) X)$$

Det vil si at spenningsfallet øker med både aktiv og reaktiv last. Det er størrelsen på R og X som avgjør om det er leddet med den aktive effekten eller leddene med den reaktive effekten som vil ha størst betydning for spenningsfallet (Holen & Ulseth 2007).



Figur 3 Per fase-skjema for kraftledning (inspirert av (Holen & Ulseth 2007)).

Det reaktive bidraget $Q_C = Q_{C_1} + Q_{C_2}$ kalles også linjens ladeeffekt. Q_{C_2} representerer omtrent halvparten av denne reaktive effekten, og bidrar til å redusere den delen av spenningsfallet som skyldes reaktansen, X, se (Holen & Ulseth 2007) for nærmere beskrivelse. Med andre ord gir driftskapasitansen et tilskudd av reaktiv effekt, og kompenserer for en del av lastens reaktive effektbehov Q_2 . Når lasten er lav eller linjen lang, kan det oppstå spenningsstigning på grunn av driftskapasitansen. Dersom spenningsstigningen blir for stor kan det være aktuelt å koble inn en induktiv last.

Ligningen under viser at driftskapasitansen bidrar til å redusere de aktive tapene når $|Q_2 - Q_{C_2}| < |Q_2|$. For lange kabler eller svært lange luftlinjer i områder med lav belastning kan det oppstå en situasjon hvor $|Q_2 - Q_{C_2}| > |Q_2|$. I et slikt tilfelle vil tapene øke med økende Q_{C_2} .

$$P_t = R I_s^2 = \frac{R S^2}{U_2^2} = \frac{R}{U_2^2} (P_2^2 + (Q_2 - Q_{C_2})^2)$$

Ligningen for reaktive effekttap kan uttrykkes som følger:

$$Q_t = XI_s^2 = \frac{XS^2}{U_2^2} = \frac{X}{U_2^2} (P_2^2 + (Q_2 - Q_{C_2})^2)$$

Reaktive tap er et uttrykk for forbruk av reaktiv effekt, og påvirker de aktive effekttapene indirekte. Både aktive tap, reaktive tap og spenningsfall er omvendt proporsjonale med kvadratet av spenningen. Dette gjør at lavere spenningsnivå vil ha høyere tap og spenningsfall enn høyere spenningsnivå, som igjen begrenser mengden aktiv effekt som er mulig å integrere i nettet. Det er dette som er hovedårsaken til at oppgradering av distribusjonslinjen muliggjør høyere aktiv effektproduksjon fra et småkraftverk. I tillegg til spenningsnivå har lengde og tverrsnittet på ledningen også betydning for tap og spenningsfall. Ligningen for tverrsnittet er som følger:

$$R = \frac{\rho l}{A}$$

ρ = spesifikk motstand

l = lengde på ledningen

A = tverrsnittet på ledningen

Ved å sette inn uttrykket for tverrsnittet i tidligere formel fremkommer det at tapet øker med lengde og avtar med tverrsnitt:

$$P_t = \frac{\rho l}{AU_2^2} (P_2^2 + Q_2^2)$$

I denne oppgaven er referansealternativet oppgradering av distribusjonsnettet. Oppgradering innebærer blant annet å skifte ut den eksisterende luftlinjen på 22 kV-nivå. Målet med dette er å øke tverrsnittet på linjen og dermed muliggjøre mer aktiv effekt i nettet, samt redusere tap av aktiv effekt. Oppgaven søker å finne et alternativ til dette.

3.2 Spenninger og effektflyt

3.2.1 Utfordringer med drift av nett

Ved planlagt drift av kraftnett er det nødvendig å ha oversikt over nettets elektriske tilstand. Dette er for å unngå overlast på linjer, over-/underspenninger, overskriding grenser for reaktive effektproduksjoner, for store tap i nettet og uakseptable sannsynlige feil. Ved analyse av en planlagt drift antas et kjent sett av variable, uten overtallighet, og de øvrige variable beregnes ut fra lastflytligningene (Holen & Ulseth 2007). Denne oppgaven dreier seg om nettopp analyse av planlagt tilknytning av småkraftverk. Oppgaven går derfor ikke inn på tilstandsestimering som brukes i on-line drift for oversikt over løpende driftstilstand. I denne oppgaven vil lastflytanalyseprogrammet NetBas løse lastflytligningene ut fra et sett bestemte tilstandsvariable. Dersom analysen av nettilknytningen av småkraftverket predikerer uakseptable konsekvenser som følger av feil, kan det bli aktuelt å sette i gang preventive tiltak, for eksempel å redusere transporten av aktiv og reaktiv effekt på kritiske overføringer.

3.2.2 Valg av tilstandsvariable

Tilstandsvariable er et sett av variabler som er nødvendig og tilstrekkelig for å beskrive det studerte systemet entydig. Ved å definere alle tilstandsvariable er det mulig å bestemme de resterende variablene i nettet. Som tilstandsvariable i nettet velges de komplekse samleskinnespenningene (Holen & Ulseth 2007) også kalt knutepunktsspenningene: $\mathbf{U} = Ue^{j\delta}$, med tallverdien U og vinkelen δ . Når de tilstandsvariable er kjent, kan alle øvrige variablene i nettet bestemmes. Et vilkårlig nett kan beskrives ved knutepunktligningene:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix}$$

Hvor \underline{Y}_k er knutepunktsadmittansmatrisen (se (Holen & Ulseth 2007) for utdyping av denne). Effektinjeksjonene kan beregnes ved $S_i = U_i I_i^* = P_i + jQ_i$.

3.2.3 Antall variable

For hver samleskinne i nettet er det fire reelle variable: U , δ_U , I og δ_I . Strøm- eller spenningsvinkler være ikke kjent eller spesifisert, med unntak av strøm- og spenningsvinkelen for samleskinnen som er referansen for vinklene (heretter kalt referanseskinnen). For alle nettstrukturene i denne oppgaven er Svingbus132 referanseskinnen med spenning på $U = 132 \text{ kV}$. Antall variabler i et system blir: n samleskinner, $4n$ reelle variable, n komplekse likninger som kan defineres som $2n$ reelle ligninger. $2n$ reelle variable må spesifiseres og $2n$ ukjente variable beregnes av ligningene.

3.2.4 Lastflytligningene uttrykt ved P og Q

I praktisk bruk av lastflytanalyse, og i NetBas, benyttes aktiv og reaktiv effekt i stedet for strømmer. Lastflytmatrixen vil dermed se ut som følger:

$$\begin{bmatrix} P_1 + Q_1 \\ P_2 + Q_2 \\ \vdots \\ P_n + Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_1 & & & \\ & U_2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & U_n \end{bmatrix} = \left(\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix} \right)^*$$

Hvis matriseligningen skrives ut fremkommer lastflytligningene som følger:

$$\begin{aligned} P_1 + jQ_1 &= U_1(Y_{11}^* U_1^* + Y_{12}^* U_2^* + \dots + Y_{1n}^* U_n^*) \\ P_2 + jQ_2 &= U_2(Y_{21}^* U_1^* + Y_{22}^* U_2^* + \dots + Y_{2n}^* U_n^*) \\ &\dots \\ &\dots \\ P_n + jQ_n &= U_n(Y_{n1}^* U_1^* + Y_{n2}^* U_2^* + \dots + Y_{nn}^* U_n^*) \end{aligned}$$

Ved å skrive ligningen med de komplekse variable på polar form, $U = Ue^{j\delta}$ og $Y = Ye^{j\theta}$ vil lastflytligningene uttrykkes som vist under:

$$\begin{aligned} P_1 + jQ_1 &= Y_{11} U_1^2 e^{-j\theta_{11}} + Y_{12} U_1 U_2 e^{j(\delta_1 - \delta_2 - \theta_{11})} + \dots + Y_{1n} U_1 U_n e^{j(\delta_1 - \delta_n - \theta_{1n})} \\ P_2 + jQ_2 &= Y_{21} U_2 U_1 e^{j(\delta_2 - \delta_1 - \theta_{21})} + Y_{22} U_2^2 e^{-j\theta_{22}} + \dots + Y_{2n} U_2 U_n e^{j(\delta_2 - \delta_n - \theta_{2n})} \\ &\dots \\ &\dots \\ P_n + jQ_n &= Y_{n1} U_n U_1 e^{j(\delta_n - \delta_1 - \theta_{n1})} + Y_{n2} U_n U_2 e^{j(\delta_n - \delta_2 - \theta_{n2})} + \dots + Y_{nn} U_n^2 e^{-j\theta_{nn}} \end{aligned}$$

Ved å splitte de komplekse ligningene i to ligninger, kan lastflytligningene splittes opp til en reell og en imaginær ligning. For samleskinne (i) fremkommer følgende generelle uttrykk for aktiv og reaktiv effekt:

$$P_i = \operatorname{Re}(S_i) = \sum_{j=1}^n Y_{ij} U_i U_j \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})$$

$$Q_i = \operatorname{Im}(S_i) = \sum_{j=1}^n Y_{ij} U_i U_j \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})$$

Dette er den generelle form for lastflytligninger på ulineær form (Holen & Ulseth 2007).

Det er nå n ligninger for aktiv effekt og n ligninger for reaktiv effekt. Antall variable er n aktive effekter (P), n reaktive effekter (Q), n samleskinnespenninger (U) og n spenningsvinkler (δ). Dette gir $2n$ reelle ligninger og $4n$ variable. Admittansens tallverdier, Y , og vinkler, θ , er kjente. Det betyr at det må spesifiseres $2n$ variable for å løse lastflytligningene (Holen & Ulseth 2007).

3.2.5 Spesifisering av variable ved samleskinne

Det spesifiseres 2 av 4 variable ved hver samleskinne. Dette kan gjøres på 6 måter:

1. P og U
2. P og δ
3. P og Q
4. Q og U
5. Q og δ
6. U og δ

Det er ikke praktisk å spesifisere δ , foruten ved referanseskinnen hvor også U er spesifisert – altså kombinasjon nummer 6. Med dette faller kombinasjon 2, 5 og 6 vekk for de resterende samleskinnene. Kombinasjon nummer 4 brukes ikke fordi reaktiv effekt og spenning er sterkt avhengig av hverandre. De resterende alternativene er kombinasjon 1 og 3 for de samleskinner som ikke er referanseskinne (Holen & Ulseth 2007). Dermed kan det lages en oversikt over de variable, systematisert etter samleskinnetyper:

- Én samleskinne der U og δ er spesifisert: referanseskinnen
- Et antall (s) samleskinner der P og Q er spesifisert: PQ -skinner
- Et antall ($n - s - 1$) samleskinner der P og U er spesifisert: PU -skinner

I denne oppgaven vil det kun brukes referanseskinne og PQ -skinner. Dette er fordi oppgavens mål er å undersøke hvor mye produksjon (P og Q) som er mulig i et nett med en bestemt last (P og Q) uten å overskride spennings- og belastningsnivåene. Det er dermed spenningen, U , på samleskinnene oppgaven søker å finne ved å løse lastflytligningene i NetBas. Derfor kan ikke spenningen, U , være spesifisert. Dette gir at $s = n - 1$, hvor s er alle samleskinner utenom referanseskinnen.

Antall kjente variable er dermed: s aktive effekter, s reaktive effekter, $n - s = 1$ spenning som blir spenningen på referanseskinnen, 1 vinkel δ som er vinkelen for referanseskinnen og settes lik 0. De ukjente variablene som må beregnes ved lastflytligningene er dermed 1 aktiv og 1 reaktiv effekt ved referanseskinnen, og s spenninger og vinkler ved resten av samleskinnene. I denne oppgaven er det NetBas som finner de ukjente variablene ved å løse lastflytligningene for de tre forskjellige nettstrukturene.

3.3 Spenningsregulering i nettet

Ved å regulere spenningsnivået på knutepunkt i nettet kan det være mulig å øke den aktive effekten som flyter på linjene, samt redusere tap i nettet. Kontroll på reaktiv effekt i et småkraftverk kan bli brukt til å redusere effekttap og øke mengden aktiv effekt et nettverk kan håndtere (Endegnanew & Petterteig 2010). Småkraftverk kan tilføre verdi til noen kraftsystemer ved å utsette oppgradering av nettet, ved å redusere nettap i distribusjonsnettet og ved å sørge for støtte/reserver i det lokale distribusjonsnettet (IEA 2002).

De genererende enhetene i nettet, som for eksempel synkrongeneratorer i småkraftverk, står for basisen for spenningskontrollen i nettet. Generatorene i nettet er gjerne utstyrt med automatisk spenningsregulering (automatic voltage regulator, AVR) som opprettholder et bestemt spenningsnivå ved generatorens terminaler (Kundur 1994). Spenningskontroll brukes gjerne i svake radielle systemer, hvor X/R i ledningen er høyere enn 1. I slike nett brukes spenningskontroll for å få en effektiv kontroll av spenningen i tilknytningspunktet, selv om store reaktive innmatinger kan oppstå. Dette kan gjøre at enhetens eller linjens kapasitet overskrides (Endegnanew 2009).

Et åpenbart tiltak for å inkludere mer aktiv effekt på linjene og redusere tapene, er å bytte ut gamle luftlinjer med nye linjer med høyere tverrsnitt. Det vil imidlertid bety investeringer i nettet. Denne oppgaven ønsker å unngå at en løsning på integrering av småkraftverk løses ved å investere i nett. Dermed vil ikke øking av tverrsnitt være en aktuell løsning. Det finnes imidlertid andre måter å regulere spenningsnivået i nettet på, som for eksempel med kondensatorbatterier, dynamic line rating, synkrongeneratorer, trinning av transformatorer og SVC-anlegg (Static Var Compensation). Sistnevnte er mer fleksibel og styrbar enn rene kondensatorbatterier og kan også styres slik at de forbruker reaktiv effekt, noe som kan være ønskelig når $|Q_2 - Q_{C_2}| > |Q_2|$. For å kunne forbruke eller produsere reaktiv effekt etter ønske, er også synkrongeneratorer mye brukt. Med disse kan aktiv og reaktiv effektproduksjon eller -konsum reguleres. Med bruk av kondensatorer kan disse settes i enten parallell eller serie i nettet. Dette vil medføre investeringer i nettet, og er ikke en ønskelig løsning for denne oppgaven.

3.3.1 Dynamic line rating

For å utsette investeringer i distribusjonsnettet er det flere tiltak som er mulig å gjennomføre som vil føre til bedre utnyttelse av det eksisterende nettet. Et tiltak kan være dynamic line rating (DLR) som går ut på å benytte sensorer for å estimere kapasiteten i nettet i sanntid, uten fare for overspenninger (International Energy Agency 2011). DLR kan øke mengde aktiv effekt som kan overføres i linjene som igjen kan muliggjøre integrering av DG, men kan medbringe store kostnader ved å installere sensorer i nettet. Denne oppgaven tar ikke for seg DLR ytterligere.

3.3.2 Trinning av trafo

Trinning av transformator i nettet kan også muliggjøre integrering av DG i det eksisterende nettet. Dette flytter spenningsbåndet (differanse mellom høyeste og laveste spenningsverdi) i transformatoren og dermed linjen som er tilknyttet, og kan være et godt tiltak om spenningsverdiene er innenfor grenseverdier de nødvendige tidsperiodene. Trinning kan gjøres manuelt eller automatisk. Hvis det benyttes manuell trinning kan det være vanskelig å gjennomføre uten brudd på retningslinjer, mens med automatisk trinning blir tidsperiodene (for brudd?) kortere (Grindheim 2015). I denne oppgaven vil ikke trinning av transformator studeres ytterligere, men det kan være interessant å studere påvirkningen av trinning av transformator for det modellerte nettet i videre forskning.

3.3.3 Styring av aktiv og reaktiv effekt

Et tiltak for å integrere småkraftverk uten å gjøre ytterligere investeringer i nettet, kan være å utnytte den reaktive effekten en generator kan produsere eller konsumere. Dette er et alternativ i nett hvor spenningsproblemer er tilstede kun deler av tiden (Endegnanew 2009). Ved å regulere mengden reaktiv effekt et småkraftverk produserer eller sluker, er det mulig å øke produksjon av den aktive effekten i nettet uten å skape for høye spenninger i nettet eller belaste nettkomponenter i for stor grad. Gjennom lastflytanalyser er det mulig å optimalisere produksjon og forbruk av aktiv og reaktiv effekt, og samtidig ha kontroll på knutepunktspenningene i nettet og belastningen i komponenter.

I et svakt nett kan det fort oppstå spennings- eller belastningsproblemer i nettet på grunn av tilknytning av småkraftverk. Spenningen øker på grunn av effektproduksjonen småkraftverket tilfører nettet. Samtidig øker de aktive og reaktive tapene i nettet. For å unngå at spenningen øker for mye og tapene i nettet blir for store, kan det være en løsning å begrense den aktive effekten småkraftverket produserer. Ved lavere aktiv effektproduksjon uten å justere effektfaktoren, vil spenningsøkningen og effekttapene reduseres fra et tilfelle med maksimal aktiv effektproduksjon.

Ved begrenset aktiv effektproduksjon er det teknisk mulig å justere effektfaktoren slik at småkraftgeneratoren sluker eller konsumerer mer reaktiv effekt. Denne masteroppgaven skal bruke justering av aktiv effekt for å undersøke hvor mye aktiv effekt småkraftverket kan produsere uten å skape for høye spenninger og belastninger i nettet. Justering av effektfaktor vil kun være mulig for situasjoner hvor det ikke er mulig å integrere maksimal aktiv effektproduksjon fra småkraftverket.

4 Pågående forskning

For å sette denne masteroppgaven i en akademisk kontekst, har det blitt undersøkt hva slags forskning som allerede har blitt gjort på distribuert produksjon. Det har i utgangspunktet blitt søkt etter forskning om tilknytning av småkraftverk i nettnivå mellom 1 og 22 kV. De viktigste resultatene fra litteraturanalsen vises sammen med resultater fra denne masteroppgaven i Tabell 2.

Litteratursøket har resultert i flere funn av forskning om DG fra ikke-fornybare energikilder på verdensbasis, men lite forskning på småkraft. En av årsakene til dette kan være at kraftproduksjon fra ikke-fornybare kilder gir flere åpenbare fordeler. For eksempel tar Pepermans et al. (2005) for seg utviklingen av distribuert produksjon i USA, hvor de hovedsakelig presenterer fordeler som redusering av effekttopper ved høy last, pålitelig energiproduksjon, bedring av effektkvalitet, stabilisering av frekvensforstyrrelser og reservekraft. Dette er fordeler som kan løse utfordringer i nettdrift, men som ofte ikke kan utnyttes ved bruk av de fleste fornybare energikilder.

En annen årsak kan være at mange land ikke har den samme muligheten til å utnytte vannkraft fra mindre vassdrag som det Norge har. Det er funnet studier som diskuterer politiske aspekter og drivere bak integrering av småskala fornybare elektrisitetsproduksjon. Studier som diskuterer fordeler og ulemper med distribuert produksjon er også funnet. Det er hovedsakelig studert DG fra ikke-fornybare kilder, men også i noen grad fra fornybare kilder. Disse vil ikke bli presentert i denne oppgaven, da det ikke er studert tekniske utfordringer ved tilknytning av distribuert produksjon.

En tredje årsak til at det ikke er forsket mye internasjonalt på tilknytning av småkraftverk på nettnivået 1-22 kV, kan være at nettstrukturen i Norge skiller seg ut fra andre land. I Norge utgjør nettnivåene mellom 230 V og 22 kV størsteparten av strømmettet når det kommer til samlet lengde på nettet.

Tabell 2 Oversikt over relevante studier av integrering av DG i nettet.

	Mål	Omfang	Cosfi	Plassering av last	Antall generatorer	Analyse	Nøkkelfunn
Chiradeja (2005)	Reduksjon av linjetap.	Integrering av distribuert produksjon	0.85 og 0.8 kapasitivt. 0.9 induktivt.	Ytterst på radialen.	1	Stasjonær lastflytanalyse. Effekten av reduksjon i effektproduksjon fra og lokalisering av generator.	DG kan redusere linjetap til en viss grad når produksjonsenheten produserer P og Q. Linjetapene reduseres når DG-enheten er lokalisert nær lasten og produksjonen av effekt er tilpasset lasten. Tapene reduseres i større grad ved kapasitiv heller enn induktiv effektfaktor.
Endegnanew (2009)	Holde linjespenninger innenfor $\pm 8\%$ av nominell linjespenning. Redusere nettap.	En eksisterende distribusjonsradial sør i Norge: Øie - Kvinesdal.	[0.95, 1] induktivt, [0.9, 1] kapasitivt.	52.6 % av lasten foran DG-enhetene.	8. 7 synkron og 1 asynkron.	Stasjonær lastflytanalyse. Påvirkning fra produksjon og konsum av reaktiv effekt på totale tap og mengden aktiv effekt i nettet.	Det er mulig å holde spenningen innenfor $\pm 8\%$ av nominell spenning og redusere nettap ved å la DG-enhetene lengst ute på linjen konsumere Q, mens DG-enhetene nærmest det øvrige nettet produserer Q.
Endegnanew (2010)	Undersøkelse av robustheten av ulike kontrollstrategier for tidsavhengig last og produksjon.	Øie - Kvinesdal.	[0.95, 1] induktivt, [0.9, 1] kapasitivt.	52.6 % av lasten foran DG-enhetene.	8. 7 synkron og 1 asynkron.	Dynamisk analyse. Utfall av synkrongeneratorer, lastendring, systemspenningsendring, kortslutningsfeil og utfall av	DG-enhene i alle caser klarte å gjenoppta synkronisme etter forstyrrelser. Det ble derimot ikke oppnådd akseptable spenninger og/eller effektfaktor etter forstyrrelsene. Distribusjonsnettet klarte ikke å oppnå en ny stabil tilstand og klarte heller ikke å operere i
Toftevaag & Palsson (2006)	Kartlegge konsekvensene av ulike strategier for spenningsregulering.	Øie - Kvinesdal.	0.98 induktivt.	52.6 % av lasten foran DG-enhetene.	8. 7 synkron og 1 asynkron.	Stasjonær og dynamisk analyse. Automatisk trinning av transformator.	Det kan oppnås tilfredsstillende spenningsforhold for både LL og TL ved full produksjon. Det er ikke mulig å trekke generelle konklusjoner angående integrasjon av DG i et radielt høyspent distribusjonsnett.
Bakke (2017)	Holde linje- og knutepunktsspenninger innenfor $\pm 10\%$ av nominell linjespenning. Maksimere mengden P i nettet.	Fiktivt nett, representasjoner av Vest-Norge, Midt-Norge og Nord-Norge.	0.95 induktivt. 0.9 og 0.86 kapasitivt. Flere kapasitive og induktive effektfaktorer.	Størsteparten av lasten foran DG-enhetene.	1	Stasjonær lastflytanalyse. Reduksjon av P, justering av effektfaktor.	Det kan være mulig å integrere småkraftverk i svake distribusjonsnett med endringer i dagens funksjonskrav og/eller tilknytningsplikt. Linjetapene reduseres når DG-enheten er plassert nærmere transformatoren til høyere nettnivå enn ytterst på radialen. Store avvik fra dagens funksjonskrav medfører nettap.

Chiradeja (2005) studerer reduksjon av linjetap ved integrering av DG med lasten konsentrert ytterst på linjen. Studien undersøker hovedsakelig hvilken påvirkning effektfaktor og lokalisering av DG har på nettet. I tillegg studeres forskjellige produksjonsnivå fra DG-enheten. Først er effektfaktoren satt til 0.85 kapasitivt og DG-enheten plasseres midt på linjen. Den aktive effektproduksjonen er studert ved 7 verdier. Lasten holdes konstant. Resultatene viser at DG kan redusere linjetap i systemet, når enheten forsyner aktiv og reaktiv effekt ut på linjen og til lasten. Dette reduserer linjestrømmen og tapene i det studerte nettet. Resultatene viser også at for mye produksjon fra DG-enheten kan øke tapene. Generelt kan det antas at høyere last kan gi større muligheter for integrering av DG uten å skape mer tap. Plasseringen av DG-enheten har også stor påvirkning på tapene. I studiet plasseres enheten på 20, 40, 60, 80 og 100 % fra kilden, mens effektfaktoren holdes på 0.85 kapasitivt. Resultatene viser at linjetapene reduseres jo nærmere lasten DG-enheten er lokalisert. Dette gjelder imidlertid kun når mengden effekt fra DG-enheten er tilpasset lasten. Hvis DG-enheten produserer veldig mye effekt i forhold til det lasten trekker, er det heller fordelaktig å plassere DG-enheten lenger fra lasten. Videre ble det studert hvilken påvirkning en endring i effektfaktor gjør med nettet. En kapasitiv effektfaktor på 0.8 og en induktiv effektfaktor på 0.9 ble studert. Ved kapasitiv effektfaktor ble tapene redusert i større grad enn ved induktiv effektfaktor. Det blir ikke nevnt i studien hva slags DG som studeres. Det spesifiseres heller ikke på hvilket nettnivå DG-enheten integreres i.

Av norsk forskning er det hovedsakelig SINTEFs forskning fra prosjektet Distribusjonsnett 2020 som er relevant for denne masteroppgaven. Prosjektet ble startet for å undersøke feilhåndtering og integrasjon av DG i distribusjonsnett. Prosjektet har resultert i flere masteroppgaver, en doktorgradsavhandling, 40 tekniske rapporter og arbeidsnotater, 10 internasjonale konferanseartikler, 7 rapporter på NEF (Norsk Elektroteknisk Forening) teknisk møte og 4 artikler i norske faglige tidsskrifter (Petterteig 2011a). Den mest aktuelle forskningen for å sette denne masteroppgaven i kontekst, er forskningen rundt integrering av DG i distribusjonsnettet. Her har det hovedsakelig blitt jobbet med spennings- og stabilitetsutfordringer. SINTEF har gitt ut forslag til tekniske retningslinjer for tilknytning av småkraftverk i distribusjonsnettet som kan finnes i sin helhet fra referanselisten under (Petterteig et al. 2006). Fra disse retningslinjene brukes blant annet grenser for akseptabel effektfaktor som et utgangspunkt i denne masteroppgaven.

Fra Distribusjonsnett 2020 er det et spesialiseringsprosjekt skrevet av Endegnanew (2009) ved NTNU, samt en nettanalyse utført av Toftevaag og Palsson (2006) inneholder de viktigste forskningsresultatene relevant for denne masteroppgaven. Disse tre studiene undersøker en distribusjonsradial i det eksisterende nettet sør i Norge: Øie – Kvinesdal. Denne distribusjonsradialen har spenningsnivå på 22 kV. Analysen i de tre studiene tar for seg småkraftverks innvirkning i det studerte nettet og ser hovedsakelig på spenninger, tap og effektflyt i nettet. I alle de tre studiene er det 8 generatorer som ønskes integrert, hvorav 7 av dem er synkrongeneratorer og 1 av dem er asynkrongeneratorer. I nettanalysen gjort av Toftevaag & Palsson (2006) ligger 52.6 % av lasten foran småkraftverkene på linjen. Forfatteren av denne masteroppgaven antar at dette er tilfellet også for de andre studiene av Øie – Kvinesdal.

Toftevaag & Palsson (2006)

I nettanalysen av Toftevaag & Palsson (2006) ble det utført både stasjonære og dynamiske analyser. De dynamiske analysene er utført med langsomme variasjoner. Målet med studiet var å kartlegge konsekvensene av ulike strategier for spenningsregulering for småkraftverk i 22 kV-linjen mellom Øie og Kvinesdal. Hovedfokuset i analysen er å undersøke spenningsprofiler og effektflyt.

Det er studert situasjoner med tunglast med lite produksjon (TL_LP), tunglast med høy produksjon (TL_HP), lavlast med lite produksjon (LL_LP) og lavlast med høy produksjon (LL_HP). Lettlasten er hentet fra time 02 i 8. måned i år 2006 og er 15 % av tunglast. Effektfaktoren var 0.98 induktivt i alle tilfeller. Analysene ble utført med automatisk trinning av transformatoren til det øvrige nettet.

Resultatene fra nettanalysen viser at det kan oppnår tilfredsstillende spenningsforhold i linjen Øie – Kvinesdal for både lettlast og tunglast med full produksjon fra småkraftverkene. Småkraftverkene er da driftet med spenningsregulering og modellert som UP-noder. Studiet anbefaler blant annet å studere reaktiv effektlyt og tap i det aktuelle nettet nærmere. Studiet peker også på at det vil være nødvendig å foreta kortslutningsberegninger og analyser av transient og stasjonær stabilitet. Konklusjonen påpeker at det ikke er mulig å trekke generelle konklusjoner angående integrasjon av DG-kilder i et radielt høyspent distribusjonsnett.

Endegnanew (2009)

I spesialiseringsprosjektet skrevet av Endegnanew (2009) ble det utført lastflytanalyser i SIMPOW. Alle generatorer og laster ble modellert som PQ-noder. Casene som ble undersøkt var tunglast, lettlast og to caser med realistisk last. De to sistnevnte representerer lastverdier som ofte inntreffer i nettet.

Målet for oppgaven var å holde linjespenningene innenfor $\pm 8\%$ av nominell spenning og å redusere nettap. Effektfaktoren i oppgaven skulle holdes mellom 0.9 og 1 ved kapasitiv effektfaktor, og 0.95 og 1 ved induktiv effektfaktor.

Analysen konsentrerte seg om å undersøke hvordan produksjon og konsum av reaktiv effekt i de synkrone småkraftgeneratorene påvirker de totale tapene i nettet og den totale mengden aktiv effekt nettet kan håndtere uten å overstige de satte spenningsgrensene. Effekten av trinning av transformator ble også analysert.

Resultatene fra prosjektet viser at det er mulig å holde spenningen innenfor $\pm 8\%$ av nominell spenning og redusere nettap ved å la småkraftgeneratorene lengst ute på distribusjonsradialen konsumere reaktiv effekt, mens småkraftgeneratorene nærmest det øvrige nettet produserer reaktiv effekt. Dette resultatet gjelder både med og uten trinning av transformator.

Petterteig (2011)

Petterteig (2011) oppsummerer arbeidet som er gjort i prosjektet Distribusjonsnett 2020. Oppsummeringen gir en oversikt over aktiviteter, dokumentasjon og resultater og kan finnes ET ELLER ANNET STED. Prosjektet hadde blant annet et mål om å studere integrasjon av lokal produksjon i det høyspente distribusjonsnettet. Flere av studiene utført med dette målet er blitt gjort med dynamiske analyser, på DG-enheters påvirkning på kortslutningsstrømmer og stabilitet, samt på DG-enheters påvirkning i nettet uten å studere tiltak for med aktiv effektproduksjon fra DG-enheten. I denne masteroppgaven er det ikke gjennomført studier knyttet til disse. Dette er for å begrense oppgavens omfang. For videre studier anbefales det å utføre dynamiske analyser og studere kortslutningsstrømmer og stabilitet i de tre nettstrukturene som er modellert i denne oppgaven.

Studier relevant for denne masteroppgaven dreier seg om lokal produksjons innvirkning i nettet, problemer med høy spenning i nettet og økning i trekk av reaktiv effekt på grunn av lokal produksjon. Resultatene fra prosjektet viser at det er høye spenninger i DG-enhetens

tilknytningspunkt som er den største tekniske utfordringen i svake nett med høy produksjon fra DG-enheter og lavlast.

Tabellen på neste side viser en oversikt over ulike tiltak som kan gjennomføres for å gjøre tilknytning av DG mulig. Oversikten viser hvilke forfattere som har studert de forskjellige tiltakene og hvilke fordeler og ulemper tiltakene har medført i deres studier. Oversikten viser også resultater fra denne masteroppgaven ved de forskjellige tiltakene.

Tabell 3 Oversikt over fordeler og begrensninger ved tilknytning av DG

Tiltak	Forfatter	Fordeler	Begrensninger	Denne oppgavens resultater
Regulering av aktiv effekt	Chiradeja (2005)	Økt aktiv effektproduksjon i nettet. Reduserte effekttap.	For høy aktiv effekproduksjon fra DG-enheten kan føre til store tap i nettet.	Ved ytterst få tilfeller vil linjetapene reduseres ved å tilknytte småkraftverket.
Bruk av kapasitiv effektfaktor	(Chiradeja (2005)	Reduksjon i linjestrøm og effekttap.	Vil kun være fordelaktig i nett med lave spenninger ved lastens tilknytning. For stor tilførsel av aktiv og reaktiv effekt kan øke tapene.	Vil være fordelaktig i nett tilknyttet et større kraftverk med en transformator med høy belastning. Vil ikke være fordelaktig i nett hvor spenningen er høyere enn nominell spenning før tilknytningen av DG-enheten.
Last både foran og bak DG-enheter	Endegnanew (2009), Toftevaag & Palsson	Linjetap reduseres. Effektforkbruk- og produksjon fordeles bedre utover linjen.	Aktiv effektproduksjon må tilpasses lasten.	Fordel med last plassert bak DG-enhet.
Samspill mellom generatorer	Endegnanew (2009), Toftevaag & Palsson (2006)	Gode muligheter for tilknytning av DG-enheter hvis de kan plasseres på forskjellige steder langs distribusjonsradialen.	Forutsetter tilknytning av flere generatorer på forskjellige geografiske steder på kraftlinjen.	Tilknytning av kun ett kraftverk. Dermed er det ikke mulig å utnytte samspillet mellom generatorer.

Denne masteroppgaven undersøker integrering av kun ett småkraftverk. I motsetning til studiene i Distribusjonsnett 2020, kan ikke denne oppgaven utnytte samspill mellom flere småkraftgeneratorer for å minimere tap i nettet. I nettet Øie - Kvinesdal er også omtrent 50 % av lasten plassert bak småkraftverkene på distribusjonsradialen. I denne masteroppgaven er småkraftverket plassert helt ytterst på distribusjonslinjen. I case 1 og case 2 er småkraftverket koblet til samme samleskinne som siste last i nettet. I case 3 er småkraftverket tilknyttet samme samleskinne som siste last i nettet, men med en lenger luftlinje. I alle caser er betydelig høyere lastuttak plassert tidligere i nettet enn ved samleskinnen småkraftverket er tilkoblet. Resultater fra oppgaven viser at det er betydelig enklere å integrere småkraftverket hvis det er plassert tidligere i nettet.

Denne oppgaven har kjørt lastflytanalysene i NetBas, og alle generatorer og noder er modellert som PQ-noder. Casene som har blitt undersøkt er TL_NP, LL_NP, LL_FP* i hvor $i = 0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9$ og 1. I denne oppgaven blir effektfaktoren regulert i større grad enn i studiene fra Distribusjonsnett 2020: både grensene i FIKS og ”Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW til distribusjonsnettet” studeres. I tillegg går denne masteroppgaven utover disse grensene for å undersøke om grensene er rasjonelle med tanke integrering av mest mulig aktiv effekt og påvirkningen av effektfaktor på nettap.

5 Metode

Dette kapittelet vil gi innblikk i metoden som har blitt brukt til å innhente og bearbeide produksjons- og forbruksdata, for å gjøre dataen relevant i analysemodellen i NetBas. Videre går kapittelet gjennom metoden for analysen i NetBas.

For å finne ut om det er mulig å integrere småkraft uten å gjøre store investeringer i nettet, er analyseverktøyet NetBas brukt til å løse lastflytanalyser i tre nettstrukturer. Produksjons- og forbruksserier er hentet fra NVE. Fra disse seriene ble det plukket ut representative produksjons- og forbruksår. Dataene for disse årene ble skalert for å bruke riktige verdier for last i NetBas.

I alle caser skal følgende situasjoner i utgangspunktet analyseres:

1. Tunglast uten produksjon fra småkraftverket (TT_NP), lettlast uten produksjon fra småkraftverket (LL_NP) og lettlast med småkraftverket innkoblet (for case 1, case 2 og case 3 blir dette henholdsvis LL_G1, LL_G2 og LL_G3)
2. Nedjustering av aktiv effektproduksjon ved lettlast og effektfaktor lik 0.9 induktivt. For case 1, case 2 og case 3 blir dette henholdsvis $LL_G1 \cdot i$, $LL_G2 \cdot i$ og $LL_G3 \cdot i$, hvor $i = 0.9, 0.8, 0.7, 0.6, 0.5, 0.4, 0.3, 0.2$ og 0.1 .
3. Undersøkelse av kapasitiv effektfaktor ved 0.9 (i henhold til «Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter med maksimum aktiv effektproduksjon med mindre enn 10 MW til distribusjonsnett») og 0.86 (i henhold til FIKS).
4. Videre undersøkes det enda lavere induktive effektfaktorer i case 1 og 3, og enda lavere kapasitive effektfaktorer i case 2.
5. Lokalisering av småkraftverk.

5.1 Resultater av simulering av caser

Resultatene fra simuleringene i NetBas vises i Tabell 4. Tabellen viser resultatene fra punktene beskrevet ovenfor. I case 1 og case 3 oppstår det for høye spenninger i nettet ved tilknytningen av småkraftverket. For disse nettstrukturene er det hensiktsmessig å la småkraftgeneratoren sluke reaktiv effekt. Ved å plassere og/eller tilknytte småkraftverket nærmere regionalnettet er det mulig å integrere småkraftverkets maksimale aktive effektproduksjon. En forutsetning for denne løsningen er at det brukes en luftlinje med høyt tverrsnitt (FEAL 1x95). I case 1 vil dette tiltaket føre til noe høyere effekttap i linjen som knytter småkraftverket til nettet. I case 3 er småkraftverket i utgangspunktet tilknyttet med en luftlinje med lavt tverrsnitt (FEAL 1x25). Ved å bruke luftlinjen FEAL 1x95 til å knytte småkraftverket til nettet, reduseres effekttapene i nettet.

I case 2 er distribusjonsnettet tilknyttet et større kraftverk. Transformatoren mellom det store kraftverket og regionalnettet blir overbelastet ved tilknytning av småkraftverket. Bruk av kapasitiv effektfaktor er det eneste studerte tiltaket som vil muliggjøre mer aktiv effektproduksjon i denne nettstrukturen.

Tabell 4 Oversikt over resultater fra simuleringer i NetBas

	Case 1	Case 2	Case 3
Punkt 1	Det er ikke mulig å integrere småkraftverkets fulle produksjon.	Det er ikke mulig å integrere småkraftverkets fulle produksjon.	Det er ikke mulig å integrere småkraftverkets fulle produksjon.
Punkt 2	Mulig å tilknytte 0.8 MW i alle regioner	Mulig å tilknytte 4.8 MW i region Vest, 4 MW i region Midt og 4 MW i region Nord	Mulig å tilknytte 5.6 MW i alle regioner
Punkt 3	Bruk av kapasitiv effektfaktor medfører høyere spenninger enn ved bruk av induktiv effektfaktor.	Bruk av kapasitiv effektfaktor gir muligheter for å integrere 5.6 MW i region Vest, 4.8 MW i region Midt og 4 MW i region Nord	Bruk av kapasitiv effektfaktor medfører høyere spenninger enn ved bruk av induktiv effektfaktor.
Punkt 4	Bruk av induktiv effektfaktor på 0.9 gir mulighet for 1.6 MW i alle regioner. Bruk av induktiv effektfaktor på 0.6 gir muligheter for 4 MW i alle regioner	Bruk av induktiv effektfaktor lik 0.79 i region Vest, 0.70 i region Midt og 0.75 i region Nord gir mulighet for integrering av henholdsvis 6.3, 5.3 og 5.6 MW.	Bruk av induktiv effektfaktor lik 0.9 gir mulighet for integrering av 6.4 MW i alle regioner. Bruk av induktiv effektfaktor lik 0.88 i alle regioner gir mulighet for integrering av 7 MW i region Vest og 6.9 MW i region Midt og region Nord.
Punkt 5	Ved å plassere og/eller tilknytte småkraftverket nærmere regionalenettet med luftlinjen FEAL 1x95 gir muligheter for integrering av 7.2 MW i alle regioner	Endring i plassering og/eller tilknytning av småkraftverket vil ikke endre belastningen på den overbelastede transformatoren, og dermed ikke muliggjøre mer aktiv effektproduksjon i nettet	Ved å plassere og/eller tilknytte småkraftverket nærmere regionalenettet med luftlinjen FEAL 1x95 gir muligheter for integrering av 7.2 MW i alle regioner

5.2 Databehandling

Dette delkapittelet vil gi leseren en forståelse av hvordan behandlingen av produksjons- og forbruksdata har blitt utført.

Det første steget for analysen var å behandle interne produksjons- og forbruksdata hos NVE. Produksjonsdataene er hentet fra eksisterende kraftverk lokalisert i tre regioner: Vest-Norge, Midt-Norge og Nord-Norge. Heretter vil regionene bli kalt region Vest, region Midt og region Nord. Produksjonen var gitt for hver time over 5 år, fra 2011 til 2015. Forbruksdataene er hentet fra Karen Byskov Lindbergs arbeid med hennes doktorgrad (Lindberg et al. 2016) og er en estimering av forbruk i de samme regionene som for produksjonsdataene. Forbruket ble gitt for hver time over 54 år, fra 1958 til 2011. Dataene ble behandlet i dataverktøyet Scientific Python Development EnviRonment (Spyder). I Spyder ble dataene sortert i lister, en liste for hvert år. For hver region ble det laget 5 lister for produksjonsdata og 54 lister for forbruksdata. Hver liste inneholdt 8760 elementer, hvor hvert element var data for enten produksjon eller forbruk for en time. Deretter ble det for hver region undersøkt hvilke år som representerte et år med maksimal produksjon, et år med minimal produksjon og et år med medianproduksjon.

Listene for produksjonsårene ble sortert fra maksimal produksjon til minimal produksjon. For hver region ble grafene for de 5 årene plottet i samme diagram. Disse grafene kalles varighetskurver og er vist i sin helhet i vedlegg A.3. Varighetskurvene ble laget for å visuelt sammenligne årene mot hverandre og på bakgrunn av det velge hvilke år som skulle velges til analysen. I region Vest representerer 2012 medianåret i veldig store deler av året og ble derfor valgt til analysen. Produksjonen til generatoren i 2012 har nest flest produksjonstimer av de 5 årene. I region Midt representerer generatorens produksjon i 2012 medianåret deler av året, spesielt når det kommer til antall produksjonstimer. Derfor ble 2012 valgt for region Midt. Ved maksimal produksjon ligger 2012 lavest av de 5 årene, noe som kan føre til bedre resultater i simuleringen enn for et normalår. Ved maksimal produksjon er imidlertid forskjellene på de 5 årene relativt liten, så effekten av dette er begrenset. I region Nord representerer 2012 medianåret omtrent halvparten av tiden generatoren produserer. Denne halvparten er ved de høyest produserende timene til generatoren. I 2012 produserer generatoren i få timer i forhold til de andre årene (foruten 2014). Dette kan ha noe innvirkning på resultatene, men utfordringen ved tilknytning av småkraftverket ligger hovedsakelig i de høyest produserende timene og i dermed ble 2012 valgt også for region Nord.

Forbruksdata fra 1988, 2002 og 1994 ble valgt for henholdsvis region Vest, region Midt og region Nord fordi disse årene representerte et av medianårene med forbruk i de tre regionene. Siden det var 54 år med data for forbruk for hver region, var det ikke hensiktsmessig å plote grafene for alle årene, slik som det ble gjort for produksjonsseriene. Derfor ble utvelgelsen av år kun basert på medianproduksjon og ikke på formen på varighetskurvene. Dette gjør at det er noe usikkert om det utvalgte året er et fullverdig representativt år til alle tider på året, men i denne oppgaven antas det at representasjonen er tilstrekkelig for analysen. Det vil alltid være variasjoner i forbruk og produksjon fra år til år, og forbruks- og produksjonsmønstrene vil også kunne endre seg med et fremtidig endret klima. Forbrukskurvene for de utvalgte årene vises i vedlegg B.1.

Produksjons- og forbruksdataene ble deretter skalert, slik at de ble direkte overførbare til modellen som ble brukt i NetBas. I denne modellen settes det inn et småkraftverk på 8 MVA. Teoretisk er det fulle potensialet for dette kraftverket på 8 MW. Det ble derfor laget tre

skaleringsfaktorer, en skaleringsfaktor for produksjonsseriene i hver region; μ_V , μ_M og μ_N . Formelen for skaleringsfaktoren er som følger:

$$\mu_i = \frac{8 \text{ MW}}{X}, \quad i = V, M, N$$

Hvor X er den maksimale produksjonen i en produksjonsseriene, og V , M og N er henholdsvis region Vest, region Midt og region Nord. Ved å multiplisere hele produksjonsserien med μ vil produksjonsserien skaleres slik at den maksimale produksjonen er 8 MW, og samtidig beholde den faktiske årsvariasjonen til kraftverket produksjonsserien er hentet fra. Siden den maksimale produksjonen er 8 MW i alle tre caser, er det ikke nødvendig med forskjellige skaleringsfaktorer i de forskjellige casene. I Tabell 5 vises de tre skaleringsfaktorene for produksjonsseriene. Både de originale og de skalerte grafene av produksjonsseriene ligger under vedlegg A.

Tabell 5 Skaleringsfaktor for produksjonsseriene i de tre regionene

Region	Region Vest	Region Midt	Region Nord
μ	5,41	1,62	2,54

For forbruksseriene ble det samme gjort, men med 9 skaleringsfaktorer: en faktor for hver region for hvert av de tre forskjellige casene. Formelen for skaleringsfaktorene blir som følger:

$$\gamma_{in} = \frac{P_{maxn}}{Y}, \quad i = V, M, N, \quad n = 1, 2, 3$$

Hvor γ er skaleringsfaktoren for forbruksseriene, P_{max} er den maksimale aktive effektproduksjonen, Y er det maksimale forbruket i en forbruksserie, i er en av de tre regionene, n er et av case 1, 2 og 3. Det maksimale forbruket i NetBas-modellen for case 1, 2 og 3 er henholdsvis 5.5 MW, 13 MW og 6 MW. Ved å multiplisere forbruksseriene med γ vil forbruksseriene ha samme maksimalverdi som forbruket modellert i NetBas, og samtidig beholde årsvariasjonen til forbruket i regionen. Det maksimale forbruket varierer fra case til case, og ved å ha forskjellige skaleringsfaktorer i de forskjellige casene vil forbruksseriene ha samme årsvariasjon, men har forskjellig maksimalverdi. I Tabell 6 vises de 9 skaleringsfaktorene for forbruksseriene. Både de originale og de skalerte grafene av forbruksseriene ligger under vedlegg B.

Tabell 6 Skaleringsfaktor for forbruksseriene i alle regioner i alle case

Case	Case 1			Case 2			Case 3		
Region	Region Vest	Region Midt	Region Nord	Region Vest	Region Midt	Region Nord	Region Vest	Region Midt	Region Nord
γ	3,72	2,13	3,41	8,79	5,04	8,07	4,06	2,33	3,72

Til slutt ble forbruksdataene for hver region trukket fra produksjonsdataene for samme region og plottet som grafer. Dataene ble deretter sortert i synkende rekkefølge og plottet som varighetskurver. Dette ble gjort for å senere kunne visualisere resultatene fra simuleringen i NetBas på en god måte. De usorterte grafene for differansen mellom produksjon og forbruk er nyttige til å se resultatene i sammenheng med årstid. De usorterte grafene og varighetskurvene for differansen mellom produksjon og forbruk i alle case for alle regioner kan finnes i vedlegg C.

5.3 Modell i Netbas

Dette delkapittelet gir leseren en innføring i hvordan de tre casene er konstruert i NetBas. Først vil det utdypes hva NetBas er og hvordan programmet fungerer. Videre forklares modellen som er laget i NetBas.

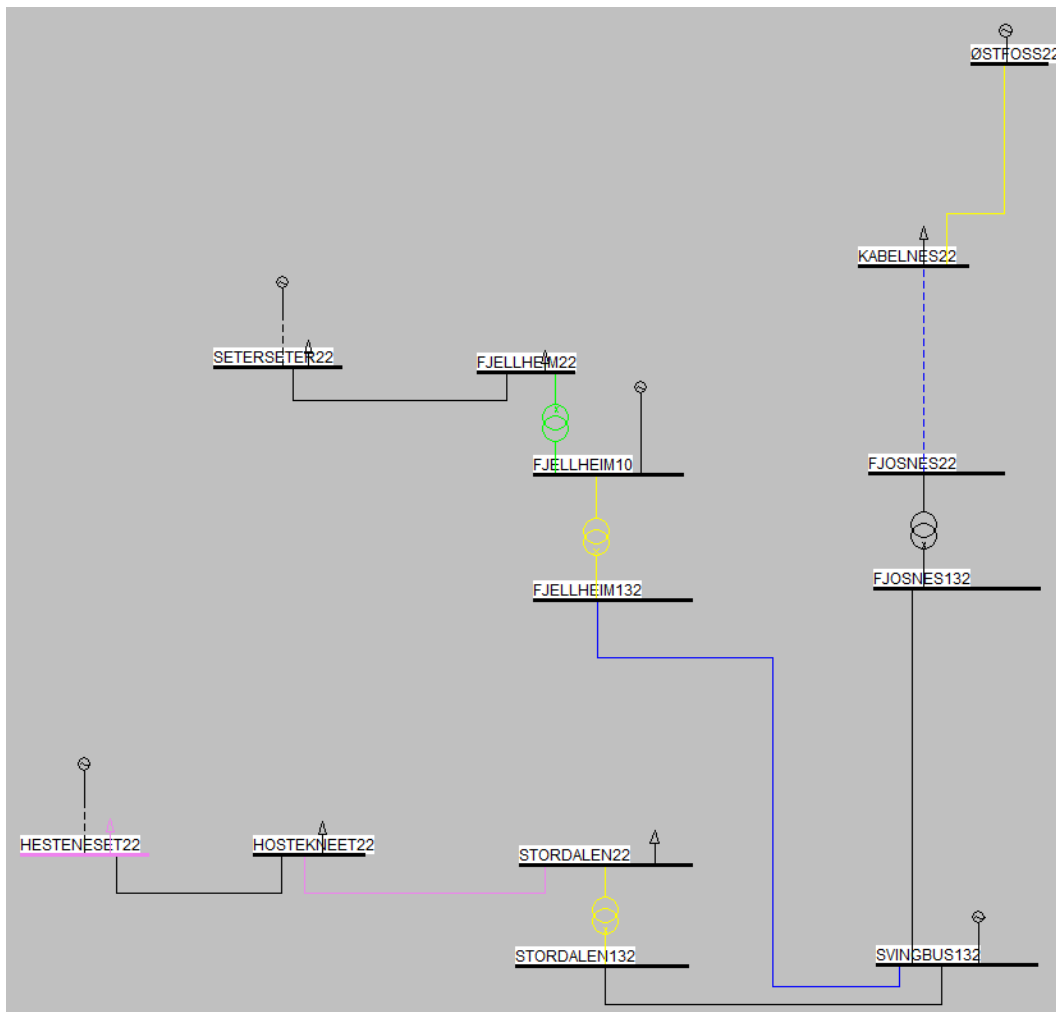
5.3.1. Netbas

NetBas er et analyse- og databaseprogram utviklet av Powel AS. Det er utviklet som et GIS-basert nettinformasjonssystem som skal gi god anleggsdokumentasjon og støtte til effektiv planlegging. Databasen i NetBas inneholder tekniske data om nettkomponenter i nettet. NVE har sin databaseinformasjon om alle komponenter i regional- og sentralnett i Norge, samt en forenklet representasjon av sentralnettet i Sverige. NetBas er ikke primært benyttet til analyse i NVE, men det er en del analysefunksjonalitet i NetBas som gjør at NVE og flere andre aktører i nettbransjen bruker NetBas til modellsimuleringer, spesielt lastflytanalyse. NVE bruker analyser i NetBas til å undersøke flyt på linjer, samt utnyttelse av eksisterende kapasitet på linjer. NVE har modellert tre fiktive nettstrukturer spesielt til denne masteroppgaven. Det er NetBas versjon 11.0.4.162 som brukes av NVE og i denne oppgaven.

Denne oppgaven vil bruke NetBas til å løse lastflytlikninger for tre nettstrukturer. Analysen i NetBas er en stasjonær analyse og oppgaven vil ikke gå inn på dynamiske endringer i nettet. Nettstrukturene som analyseres i NetBas er generelle tilfeller som representerer kjente problemstillinger ved nettilknytning av småkraft.

5.3.2. Modell

Modellen i Netbas består av tre nettstrukturer som beskriver forskjellige typer distribusjonsnett som alle er koblet til det øvrige nettet ved en generator kalt Svingbus132. Det overliggende nettet modelleres som stivt og spenningen på Svingbus132 vil derfor ikke variere ettersom småkraftgeneratorene kobles inn. De tre forskjellige distribusjonsnettene representerer tre typer distribusjonsnett som er typiske nett hvor det ønskes tilknytning av småkraft. Alle navn i modellen er fiktive og modellen representerer ikke spesifikke, eksisterende nett. Modellen vises i Figur 4 hvor case 1, case 2 og case 3 representerer henholdsvis den nederste, den midterste og den øverste radialen ut fra Svingbus132.



Figur 4 De tre nettverkstopologiene i Netbas

Generatorer, transformatorer, linjer og laster vil i NetBas markeres med forskjellige farger som baserer seg på belastningsgrad og vises i Tabell 7. Knutepunktene farger baserer seg på spenningsfallet i knutepunktet, og vises i Tabell 8. I denne oppgaven vil et objekt med belastningsgrad $\leq 100\%$ være akseptabelt. For knutepunkt vil spenningsfall $\leq 10\%$ være akseptabelt.

Tabell 7 Fargekoder for objekter i Netbas

Farge	Grå	Rosa	Blå	Grønn	Gul	Orange	Rød
Belastningsgrad (%)	0 - 20	20 - 40	40 - 60	60 - 80	80 - 100	100 - 120	> 120

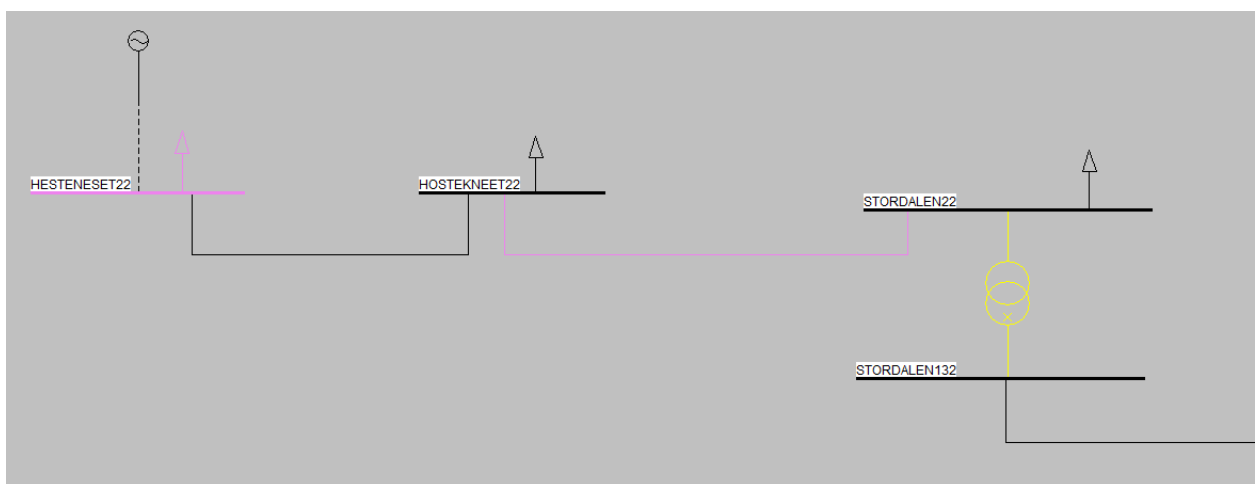
Tabell 8 Fargekoder for knutepunkt i Netbas

Farge	Grå	Rosa	Blå	Grønn	Gul	Orange	Rød
Spenningsfall (%)	0 - 2.0	2.0 - 4.0	4.0 - 6.0	6.0 - 8.0	8.0 - 10.0	10.0 - 12.0	> 12.0

I alle case er det et småkraftverk med en ytelse på 8 MVA som ønskes tilknyttet helt ytterst på en radial. Småkraftverket skal tilknyttes det høyspente distribusjonsnett på 22 kV. Som utgangspunkt er generatorens effektfaktor stilt på 0.95 induktivt, i henhold til FIKS og «Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonseenheter med maksimum aktiv effektproduksjon med mindre enn 10 MW til distribusjonsnett». Generatoren sluker altså

effekt. Med en effektfaktor på 0.95 vil generatoren maksimalt kunne produsere 7.6 MW aktiv effekt. I denne situasjonen vil det reaktive effektsluket fra generatoren være på 2.5 MVA_r.

I case 1 er nettet i utgangspunktet modellert som tunglast hvor produksjonen fra småkraftverket ikke er innkoblet. Alle laster, generatorer og linjer kan kobles ut, men vil fortsatt vises i nettskjemaet. Nettstrukturen for case 1 vises i Figur 5. Resultatene fra lastflytanalysen NetBas utfører vil da ikke ta hensyn til de utkoblede komponentene. Luftlinjen mellom Hesteneset22 og Hostekneet22 er på 14 km, og luftlinjen mellom Hostekneet22 og Stordalen22 er på 18 km. Transformatoren på Stordalen transformerer spenningen ned fra regionalnettet (132 kV) til distribusjonsnettet (22 kV). Linjen fra Stordalen132 er tilkoblet en samleskinne hvor Svingbus132 er tilkoblet (se Figur 4). Lastene på Hesteneset22, Hostekneet22 og Stordalen22 er maksimert. Lastenes verdier ved tunglast vises i Figur 6 og er lik for alle tre regioner (Vest, Midt og Nord).



Figur 5 Case 1: Småkraftverk tilknyttet enden på en lang radial

Knutepunkt	Aktiv sp.uavhengig last	
	MW	MVA _r
HESTENESET22	1.000	0.200
HOSTEKNEET22	4.500	0.600
STORDALEN22	18.000	3.600

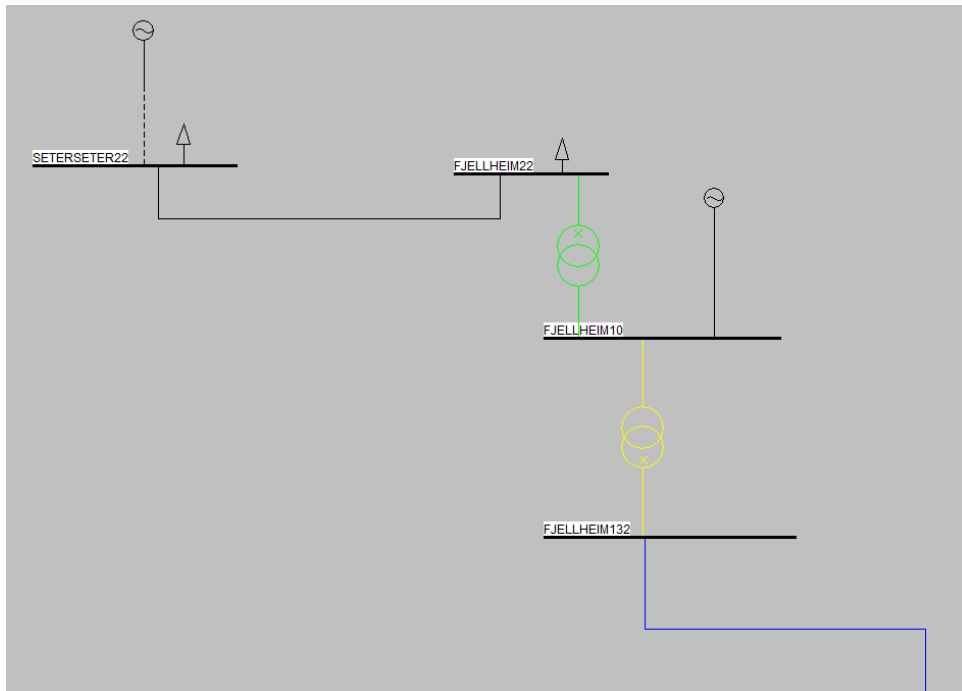
Figur 6 Tilfellet tunglast for alle regioner (Vest, Midt og Nord)

For å skalere forbruket til lettlast i de tre regionene, brukes en omgjøringsfaktor som gir forholdet mellom tunglast og lettlast. Tunglast og lettlast tilsvarer henholdsvis det høyeste og det laveste forbruket i regionen.

$$\text{Lettlast} = \frac{\text{Minimalt forbruk}}{\text{Maksimalt forbruk}}$$

Case 2 vises i Figur 7. Regionalnettet (representert ved Svingbus132, se Figur 4) er tilknyttet samleskinnen Fjellheim132 som igjen er tilknyttet distribusjonsnettet via en transformator (vises som gul transformator i Figur 7 og refereres til som T1). Denne transformatoren knyttes til samleskinnen Fjellheim10 hvor det er tilknyttet et større kraftverk (140 MW) som generer en spenning på 10 kV. Videre er Fjellheim10 knyttet til samleskinnen Fjellheim22 via en transformator (vises som grønn transformator i Figur 7 og refereres til som T2). Fra Fjellheim22 går en luftlinje til samleskinnen Seterseter22, hvor småkraftverket ønskes tilkoblet.

Det er igjen 3 ulike situasjoner som skal analyseres: tunglast uten produksjon, lettlast uten produksjon og lettlast med generatoren innkoblet. I de forskjellige situasjonene skal det undersøkes hvilke typer nettproblemer som oppstår.



Figur 7 Case 2: Småkraftverk tilknyttet nettet med en generatortransformator

Nettet er i utgangspunktet modellert som tunglast uten produksjon, slik som i case 1. Luftlinjen mellom Seterseter22 og Fjellheim22 er på 12.696 km. Småkraftverkgeneratoren er ikke tilkoblet, og lastene på Seterseter22 og Fjellheim22 er maksimert. Lastenes verdier ved tunglast vises i Figur 8 og er lik for alle tre regioner (Vest, Midt og Nord). Forbruket er skalert på samme måte som i case 1.

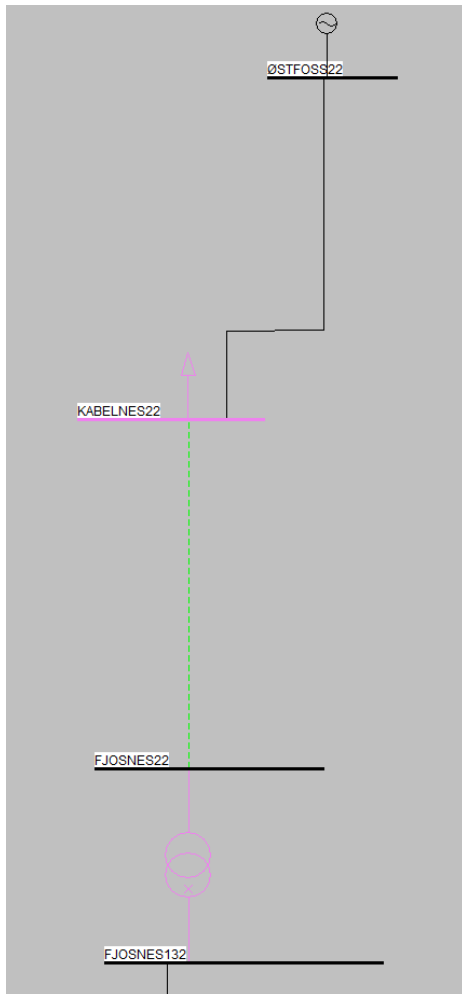
Knutepunkt	Aktiv sp.uavhengig last	
	MW	MVA _r
FJELLHEIM22	12.000	3.007
SETERSETER22	3.000	0.752

Figur 8 Tilfellet tunglast for alle regioner (Vest, Midt og Nord)

I case 3 (Figur 9) ønskes det å tilknytte småkraftverk til et distribusjonsnett som kobles til regionalnettet med en sjøkabel. I denne casen ønskes det også å tilknytte småkraftverk ytterst på en luftlinje. Småkraftverket som ønskes tilknyttet er på 8 MVA (se Figur 7).

Regionalnettet (representert ved Svingbus132, se Figur 4) er knyttet til samleskinnen Fjosnes132, som igjen knyttes til distribusjonsnettet på samleskinnen Fjosnes22 via en transformator. Videre er Fjosnes22 knyttet til samleskinnen Kabelnes22 via en sjøkabel. Det er på Kabelnes22 det ønskes å koble til de to småkraftverkene.

Det er også her 5 ulike situasjoner som skal analyseres: tunglast uten produksjon, lettlast uten produksjon, lettlast med den minste generatoren (Vestfoss22) innkoblet, lettlast med den største generatoren (Østfoss22) innkoblet, og lettlast med både G3 og G4 innkoblet. I de forskjellige situasjonene skal det undersøkes hvilke typer nettproblemer som oppstår (, hvor lang tid det er et problem og hvordan det eventuelt kan løses teknisk?).



Figur 9 Case 3: To småkraftverk ønskes tilknyttet via en sjøkabel

Nettet er i utgangspunktet modellert som tunglast uten produksjon. Vestfoss22 og Østfoss22 er tilknyttet Kabelnes22 med hver sin luftlinje på henholdsvis 4 km og 8 km. Sjøkabelen er 8 km lang og resterende data for denne vises i Figur 10. Det er kun last på samleskinnen Kabelnes22. Denne lasten er i tunglast lik 6 MW aktiv effekt og 1.5 MVAR reaktiv effekt.

Objekt	300027	KA	<input checked="" type="checkbox"/> Innkoblet
Driftsmerking			<input checked="" type="checkbox"/> Tillatt å koble under beregning
Plassering			
Knutepunkt	FJOSNES22	KABELNES22	Faser L1 L2 L3 N
Melding			3 / 3 <input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
Typebetegnelse	TXSP AL 1X3X95	3 Faser	Lengde km 8.000
Resistans ohm	2.560	Totalt 2.560	Merkespenning kV 22.000
Reaktans ohm	0.9600	Totalt 0.9600	Basisspenning kV 22.000
Driftskapasitet nF	1680.00	Totalt 1680.00	Nullsystem resistans Ohm
Kap. mot jord nF	1600.00	Totalt 1600.00	Nullsystem reaktans Ohm
Max strøm A	240	Totalt 240	Nøytralleder resistans Ohm
Kortsl. strøm 1s kA	8.60		Nøytralleder reaktans Ohm
Skjermvernsnitt mm2			
Reduksjonsfaktor			
Sommer/vinter last A			

Figur 10 Data for sjøkabel

Forbruket er skalert på samme måte som i case 1 og case 2.

5.4 Fremgangsmetode for analyse i NetBas

I alle caser skal følgende situasjoner i utgangspunktet analyseres:

6. Tunglast uten produksjon fra småkraftverket (TT_NP), lettlast uten produksjon fra småkraftverket (LL_NP) og lettlast med småkraftverket innkoblet (for case 1, case 2 og case 3 blir dette henholdsvis LL_G1, LL_G2 og LL_G3)
7. Nedjustering av aktiv effektproduksjon ved lettlast og effektfaktor lik 0.9 induktivt. For case 1, case2 og case 3 blir dette henholdsvis $LL_G1 \cdot i$, $LL_G2 \cdot i$ og $LL_G3 \cdot i$, hvor $i = 0.9, 0.8, 0.7, 0.6, 0.5, 0.4, 0.3, 0.2$ og 0.1 .
8. Undersøkelse av kapasitiv effektfaktor ved 0.9 (i henhold til «Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter med maksimum aktiv effektproduksjon med mindre enn 10 MW til distribusjonsnettet») og 0.86 (i henhold til FIKS).
9. Videre undersøkes det enda lavere induktive effektfaktorer i case 1 og 3, og enda lavere kapasitive effektfaktorer i case 2.
10. Lokalisering av småkraftverk.

Punkt 1 gjøres for å undersøke om det er mulig å integrere småkraftverket i nettet med full aktiv effektproduksjon. Det forventes at det ikke vil være mulig å integrere den fulle aktive effektproduksjonen fra småkraftverket i noen av casene. Punkt 2 utføres hvis det ikke er muligheter for å integrere hele den aktive effektproduksjonen fra småkraftverket.

I punkt 3 vil det være grensetilfellet fra punkt 2 som undersøkes. Det vil si det tilfellet hvor den aktive effektproduksjonen er 10 prosentpoeng høyere enn det tilfellet med høyest aktiv effektproduksjon som gir akseptable spennings- og belastningsverdier. Dette punktet utføres for å undersøke om det er mer fordelaktig å la småkraftgeneratoren produsere reaktiv effekt heller enn å konsumere den.

Punkt 4 gjøres for å undersøke hvor mye aktiv effekt det vil være mulig å integrere i de tre forskjellige nettene. Dermed vil mengden aktiv effektproduksjon variere ved de forskjellige effektfaktorene. For dette punktet forventes det store tap i nettet.

I punkt 5 er det to forskjellige tilnærminger. Den første tilnærmingen vil legge til grunn at det er muligheter for å installere småkraftverket ved hvilken som helst samleskinne langs distribusjonslinjen. Linjen fra småkraftgeneratoren og ut til nærmeste samleskinne vil da være lik for de forskjellige lokaliseringene. Den andre tilnærmingen vil bygge på antakelsen om at småkraftverket ikke kan være lokalisert andre steder enn ytterst på distribusjonsradialen. Dermed må linjen som knytter småkraftgeneratoren til nettet være lenger når tilknytningspunktet til generatoren flyttes. I alle tilfeller tilknyttes småkraftverkets fulle produksjon ved en effektfaktor på 0.95. Alle resultater presenteres i form av tabeller i vedlegg D. Effekttapene for de tre regionene er veldig like. Derfor presenteres kun effekttapene for region Vest i selve oppgaven.

I de forskjellige situasjonene skal spenninger, belastninger og effekttap undersøkes. Resultatene fra nedjustering av generatorens aktive effektproduksjon og justering av effektfaktor vil bli visualisert ved hjelp av varighetskurvene av differansen mellom produksjon og forbruk.

6 Analyse

6.1 Case 1

Resultatene fra utføringen av punkt 1 oppsummeres i Tabell 9, og vises i sin helhet i Tabell 45 i vedlegg D.1.

Tabell 9 Resultater for case 1 - Småkraftproduksjon tilknyttet enden på en lang radial

Situasjon	Geografi	Problem
Tunglast uten generator innkoblet	Vest, Midt, Nord	Ingen problemer
Lettlast uten generator innkoblet	Vest, Midt, Nord	Ingen problemer
Lettlast med generator innkoblet	Vest, Midt, Nord	Spenningen over 10% av nominell spenning

For å holde spenningene innenfor $\pm 10\%$ av nominell spenning, viser resultatene at G1 ikke kan produsere maksimal installert effekt, da spenningen på Hesteneset22 ligger over 24.2 kV i dette tilfellet.

6.1.1 Nedjustering av aktiv effekt

Produksjonen av aktiv effekt ble redusert litt og litt for å se om det fantes en situasjon med småkraftverket innkoblet hvor spenningene ikke overstiger 24.2 kV eller ligger under 19.8 kV. I region Vest er det kun i tilfellet med 0.8 MW produksjon integrert at både spenningen og belastningen holder seg innenfor de gitte grensene. Etter å ha kjørt nedjustering av aktiv effektproduksjon for region Vest, er det tydelig at det ikke er mulig å integrere mer enn 1.6 MW aktiv effektproduksjon i dette nettet med effektfaktor på 0.95 induktivt. For å redusere arbeidsmengden ble derfor forsøket først gjentatt for region Midt og region Nord for 10 % av generatorens maksimale produksjon av aktiv effekt. Da dette ikke medførte problemer i nettet ble forsøket gjentatt for 20 % av maksimalproduksjon. For region Midt og Nord viser resultatene det samme som for region Nord. Det er mulig å integrere minst 0.8 MW, men ikke så mye som 1.6 MW. Ved alle tilfeller er effektfaktoren lik 0.95. Tabell 10, Tabell 11 og Tabell 12 viser resultatene for henholdsvis region Vest, region Midt og region Nord. Spenningene som overskrider 10 % avvik fra nominell spenning markert i rødt.

Tabell 10 Resultater fra nedjustering av produsert effekt fra G1 i region Vest

Produksjon (% av maksimalproduksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
20	1.6	G1	24.552	G1 - Hesteneset22	1.600	-0.530	0.18	-24.74	9
		Hesteneset22	24.551	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.334	-0.558	83.06	-4.24	14
		Hostekneet22	23.380	Hostekneet22 - Stordalen22	0.064	-0.712	2.43	-27.60	3
		Stordalen22	23.557	Svingbus132 - Stordalen132	4.695	1.514	0.32	-156.14	2
		Stordalen132	133.359	Stordalen132 - Stordalen22	4.694	1.670	7.16	35.82	16
10	0.8	G1	23.846	G1 - Hesteneset22	0.800	-0.260	0.05	-23.51	4
		Hesteneset22	23.846	Hesteneset22 - Hostekneet22	0.534	-0.290	15.37	-19.08	6
		Hostekneet22	23.374	Hostekneet22 - Stordalen22	0.671	0.403	3.07	-26.15	3
		Stordalen22	23.561	Svingbus132 - Stordalen132	5.430	1.242	0.40	-155.70	2
		Stordalen132	133.360	Stordalen132 - Stordalen22	5.429	1.398	9.07	45.35	18

Tabell 11 Resultater fra nedjustering av produsert effekt fra G1 i region Midt

Produksjon (% av maksimalproduksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
20	1.6	G1	24.683	G1 - Hesteneset22	1.600	-0.580	0.18	-25.01	9
		Hesteneset22	24.682	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.411	-0.593	92.05	-2.38	15
		Hostekneet22	23.451	Stordalen22 - Hostekneet22	0.468	-0.704	3.42	-25.48	3
		Stordalen22	23.579	Svingbus132 - Stordalen132	2.940	1.217	0.13	-157.08	1
		Stordalen132	133.364	Stordalen132 - Stordalen22	2.940	1.374	3.04	15.19	11
10	0.8	G1	24.013	G1 - Hesteneset22	0.800	-0.260	0.05	-23.85	4
		Hesteneset22	24.013	Hesteneset22 - Hostekneet22	0.611	-0.274	18.47	-18.61	7
		Hostekneet22	23.463	Stordalen22 - Hostekneet22	0.259	0.338	0.94	-31.15	2
		Stordalen22	23.586	Svingbus132 - Stordalen132	3.665	0.882	0.18	-156.82	2
		Stordalen132	133.366	Stordalen132 - Stordalen22	3.665	1.039	4.19	20.94	13

Tabell 12 Resultater fra nedjustering av produsert effekt fra G1 i region Nord

Produksjon (% av maksimalproduksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
20	1.6	G1	24.641	G1 - Hesteneset22	1.600	-0.580	0.18	-24.92	9
		Hesteneset22	24.640	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.391	-0.597	90.32	-2.71	15
		Hostekneet22	23.428	Stordalen22 - Hostekneet22	0.360	-0.720	3.09	-26.19	3
		Stordalen22	23.573	Svingbus132 - Stordalen132	3.411	1.390	0.17	-156.87	2
		Stordalen132	133.363	Stordalen132 - Stordalen22	3.410	1.466	3.98	19.88	12
10	0.8	G1	23.969	G1 - Hesteneset22	0.800	-0.260	0.05	-23.76	4
		Hesteneset22	23.969	Hesteneset22 - Hostekneet22	0.591	-0.278	17.62	-18.74	7
		Hostekneet22	23.440	Stordalen22 - Hostekneet22	0.369	0.355	1.34	-30.21	2
		Stordalen22	23.580	Svingbus132 - Stordalen132	4.137	0.977	0.23	-156.56	2
		Stordalen132	133.364	Stordalen132 - Stordalen22	4.137	1.134	5.31	26.55	14

6.1.2 Justering av effektfaktor

Videre ble det undersøkt om det er mulig å få høyere tillatt aktiv effektproduksjon i nettet ved å justere på generatorens effektfaktor. I første omgang ble det undersøkt hvordan de kapasitive grenseverdiene oppgitt i FIKS ($\cos\varphi = 0.86$) og ”Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet” ($\cos\varphi = 0.9$) ville påvirke nettet. Resultatene i Tabell 13 viser at spenningen på G1 og Hesteneset22 øker betydelig ved å la generatoren produsere reaktiv effekt heller enn å konsumere den. For dette type nett er det derfor ingen løsning å la småkraftgeneratoren produsere reaktiv effekt heller enn å konsumere. For region Midt og Nord er det også tydelig fra resultatene i Tabell 14 og Tabell 15 at det heller ikke i disse tilfellene er et alternativ å la generatoren produsere reaktiv effekt.

Tabell 13 Resultater fra kapasitiv effektfaktor i region Vest

Effektfaktor	Prod (% av maksimalproduksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
0.90 kapasitivt	20	1.6	G1	25.209	G1 - Hesteneset22	1.600	0.770	0.19	-26.08	9
			Hesteneset22	25.205	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.334	0.746	89.16	-3.87	15
			Hostekneet22	23.768	Hostekneet22 - Stordalen22	0.058	0.588	1.78	-29.70	2
			Stordalen22	23.603	Svingbus132 - Stordalen132	4.699	0.207	0.28	-156.31	2
			Stordalen132	133.768	Stordalen132 - Stordalen22	4.699	0.364	6.41	32.05	16
0.86 kapasitivt	20	1.6	G1	25.291	G1 - Hesteneset22	1.600	0.950	0.20	-26.23	9
			Hesteneset22	25.287	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.334	0.923	100.07	-1.50	16
			Hostekneet22	23.818	Hostekneet22 - Stordalen22	0.047	0.766	2.95	-27.11	3
			Stordalen22	23.609	Svingbus132 - Stordalen132	4.712	0.032	0.28	-156.31	2
			Stordalen132	133.372	Stordalen132 - Stordalen22	4.711	0.188	6.41	32.07	16

Tabell 14 Resultater fra kapasitiv effektfaktor i region Midt

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
0.90 kapasitiv	20	1.6	G1	25.362	G1 - Hesteneset22	1.600	0.770	0.19	-26.40	9
			Hesteneset22	25.358	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.411	0.759	96.89	-2.34	16
			Hostekneet22	23.853	Hostekneet22 - Stordalen22	0.463	0.648	3.14	-26.77	3
			Stordalen22	23.628	Svingbus132 - Stordalen132	2.944	-0.139	0.11	-157.20	1
			Stordalen132	133.376	Stordalen132 - Stordalen22	2.944	0.019	2.50	12.50	10
0.86 kapasitiv	20	1.6	G1	25.444	G1 - Hesteneset22	1.600	0.950	0.20	-26.55	9
			Hesteneset22	25.439	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.411	0.939	107.84	0.04	17
			Hostekneet22	23.904	Hostekneet22 - Stordalen22	0.452	0.825	4.35	-24.08	4
			Stordalen22	23.634	Svingbus132 - Stordalen132	2.956	-0.314	0.11	-157.20	1
			Stordalen132	133.378	Stordalen132 - Stordalen22	2.956	-0.156	2.53	12.64	10

Tabell 15 Resultater fra kapasitiv effektfaktor i region Nord

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
0.90 kapasitiv	20	1.6	G1	25.322	G1 - Hesteneset22	1.600	0.770	0.19	-26.32	9
			Hesteneset22	25.318	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.391	0.755	94.85	-2.74	15
			Hostekneet22	23.830	Hostekneet22 - Stordalen22	0.355	0.632	2.62	-27.90	3
			Stordalen22	23.621	Svingbus132 - Stordalen132	3.414	-0.047	0.15	-157.00	1
			Stordalen132	133.375	Stordalen132 - Stordalen22	3.414	0.110	3.37	16.83	11
0.86 kapasitiv	20	1.6	G1	25.404	G1 - Hesteneset22	1.600	0.950	0.20	-26.47	9
			Hesteneset22	25.399	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.391	0.935	105.78	-0.36	16
			Hostekneet22	23.881	Hostekneet22 - Stordalen22	0.344	0.810	3.82	-25.24	4
			Stordalen22	23.627	Svingbus132 - Stordalen132	3.426	-0.222	0.15	-157.00	1
			Stordalen132	133.376	Stordalen132 - Stordalen22	3.426	-0.065	3.39	16.94	11

På bakgrunn av resultatene for kapasitiv effektfaktor, ble det undersøkt hvordan nettet påvirkes av en nedjustering av den induktive effektfaktoren. Nedjusteringen fører til effektfaktorer utover det retningslinjene i FIKS og ”Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet” tillater. I Tabell 16 viser resultatene at det er mulig å oppnå en aktiv effektproduksjon på 1.6 MW i region Vest med en induktiv effektfaktor på 0.8. Tabell 17 og Tabell 18 viser at det er mulig å oppnå samme mengde aktiv effekt i nettet i region Midt og Nord, men med en induktiv effektfaktor på 0.75.

Tabell 16 Resultater for nedjustering av induktiv effektfaktor i region Vest

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
0.9 induktiv	20	1.6	G1	24.417	G1 - Hesteneset22	1.600	-0.770	0.20	-24.44	9
			Hesteneset22	24.417	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.334	-0.799	96.93	-0.85	16
			Hostekneet22	23.303	Hostekneet22 - Stordalen22	0.050	-0.956	4.43	-22.92	4
			Stordalen22	23.548	Svingbus132 - Stordalen132	4.711	1.764	0.33	-156.07	2
			Stordalen132	133.357	Stordalen132 - Stordalen22	4.711	1.920	7.47	37.34	17
0.80 induktiv	20	1.6	G1	24.164	G1 - Hesteneset22	1.600	-1.200	0.26	-23.85	10
			Hesteneset22	24.165	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.334	-1.229	134.58	8.17	18
			Hostekneet22	23.163	Hostekneet22 - Stordalen22	0.012	-1.396	9.64	-10.83	6
			Stordalen22	23.531	Svingbus132 - Stordalen132	4.755	2.220	0.36	-155.91	2
			Stordalen132	133.353	Stordalen132 - Stordalen22	4.754	2.375	8.15	40.76	18

Tabell 17 Resultater for nedjustering av induktiv effektfaktor i region Midt

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVAR)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVAr)	Belastning (%)
0.9 induktivt	20	1.6	G1	24.577	G1 - Hesteneset22	1.600	-0.770	0.19	-24.77	9
			Hesteneset22	24.576	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.411	-0.783	103.10	0.32	16
			Hostekneet22	23.391	Hostekneet22 - Stordalen22	0.457	-0.897	4.89	-22.04	4
			Stordalen22	23.572	Svingbus132 - Stordalen132	2.953	1.414	0.14	-157.04	1
			Stordalen132	133.363	Stordalen132 - Stordalen22	2.953	1.571	3.23	16.14	11
0.80 induktivt	20	1.6	G1	24.327	G1 - Hesteneset22	1.600	-1.200	0.25	-24.18	10
			Hesteneset22	24.327	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.411	-1.214	139.81	9.13	19
			Hostekneet22	23.252	Hostekneet22 - Stordalen22	0.420	-1.336	9.65	-10.98	6
			Stordalen22	23.556	Svingbus132 - Stordalen132	2.995	1.867	0.16	-156.91	2
			Stordalen132	133.359	Stordalen132 - Stordalen22	2.995	2.024	3.77	12.48	12
0.75 induktivt	20	1.6	G1	24.199	G1 - Hesteneset22	1.600	-1.410	0.29	-23.87	11
			Hesteneset22	24.199	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.411	-1.424	163.92	14.85	20
			Hostekneet22	23.182	Hostekneet22 - Stordalen22	0.396	-1.552	12.73	-3.82	6
			Stordalen22	23.548	Svingbus132 - Stordalen132	3.023	2.092	0.18	-156.84	2
			Stordalen132	133.357	Stordalen132 - Stordalen22	3.022	2.249	4.10	20.48	12

Tabell 18 Resultater for nedjustering av induktiv effektfaktor i region Nord

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVAR)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVAr)	Belastning (%)
0.9 induktivt	20	1.6	G1	24.535	G1 - Hesteneset22	1.600	-0.770	0.20	-24.68	9
			Hesteneset22	24.534	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.391	-0.787	101.46	0.01	16
			Hostekneet22	23.368	Hostekneet22 - Stordalen22	0.348	-0.913	4.60	-22.65	4
			Stordalen22	23.566	Svingbus132 - Stordalen132	3.423	1.507	0.18	-156.82	2
			Stordalen132	133.361	Stordalen132 - Stordalen22	3.423	1.663	4.18	20.90	13
0.80 induktivt	20	1.6	G1	24.284	G1 - Hesteneset22	1.600	-1.200	0.25	-24.09	10
			Hesteneset22	24.284	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.391	-1.218	138.42	8.87	19
			Hostekneet22	23.228	Hostekneet22 - Stordalen22	0.311	-1.352	9.48	-11.32	6
			Stordalen22	23.549	Svingbus132 - Stordalen132	3.466	1.960	0.21	-156.69	2
			Stordalen132	133.357	Stordalen132 - Stordalen22	3.466	2.117	4.76	22.28	13
0.75 induktivt	20	1.6	G1	24.156	G1 - Hesteneset22	1.600	-1.410	0.29	-23.78	11
			Hesteneset22	24.156	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.391	-1.428	165.66	14.63	20
			Hostekneet22	23.158	Hostekneet22 - Stordalen22	0.287	-1.568	12.62	-4.05	6
			Stordalen22	23.541	Svingbus132 - Stordalen132	3.494	2.186	0.22	-156.61	2
			Stordalen132	133.355	Stordalen132 - Stordalen22	3.494	2.342	5.11	25.53	14

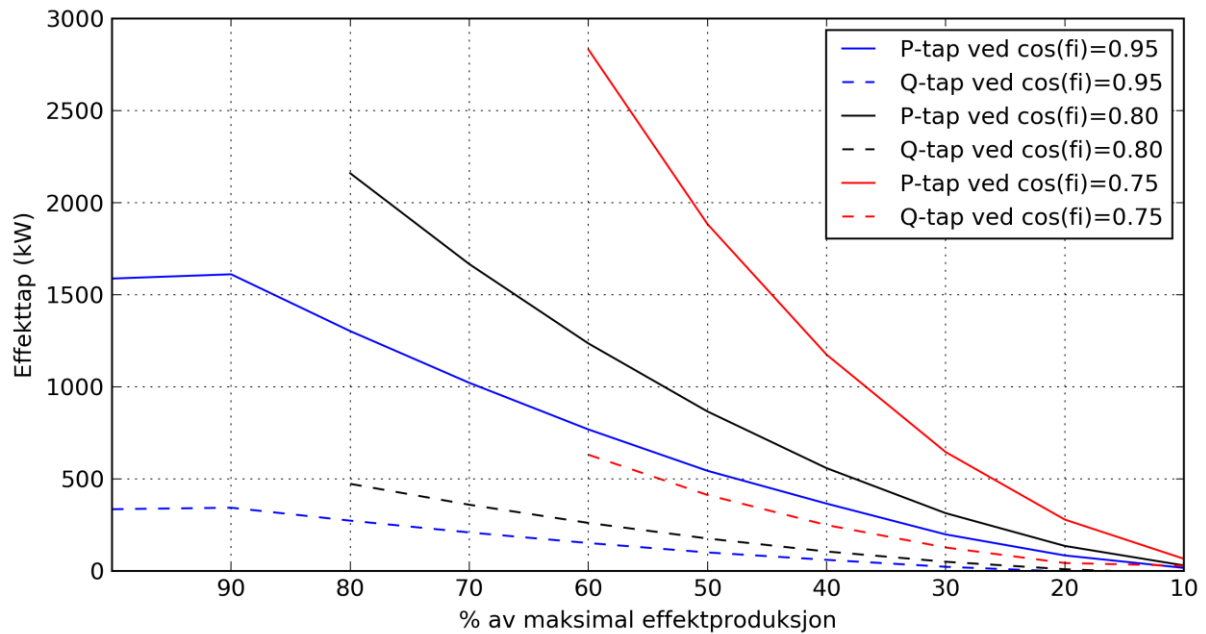
Til slutt ble det undersøkt hvor mye aktiv effektproduksjon det er mulig å integrere i nettet ved å la effektfaktoren være veldig lav og sluke mye reaktiv effekt fra nettet. Tabell 19 viser at det i alle regioner er teoretisk mulig å integrere 4 MW aktiv effektproduksjon fra småkraftgeneratoren uten å skape spenningsproblemer i nettet eller overbelastninger. Effektfaktoren i alle regioner er på 0.6.

Tabell 19 Resultater for integrering av maksimalt mulig aktiv effekt ved lav effektfaktor

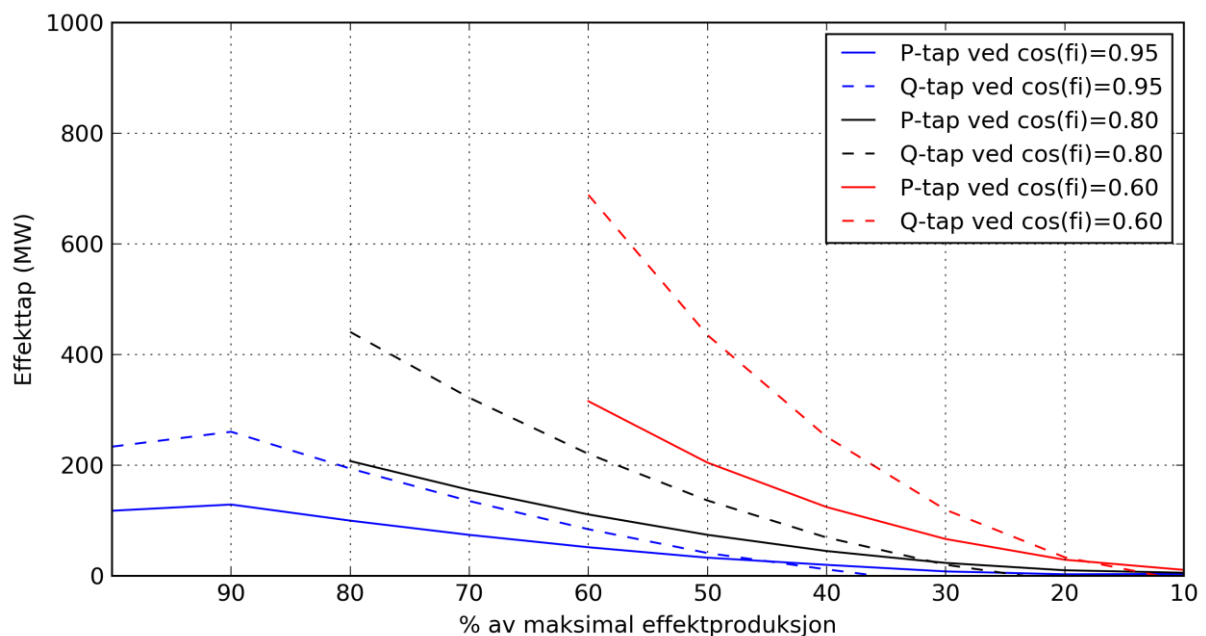
Region	Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVAR)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVAr)	Belastning (%)
Vest	0.6 induktivt	50	4	G1	23.341	G1 - Hesteneset22	4.000	-5.330	3.05	-18.21	35
				Hesteneset22	23.347	Hesteneset22 - Hostekneet22	3.731	-5.365	1882.43	411.42	69
				Hostekneet22	21.731	Hostekneet22 - Stordalen22	0.662	-5.935	204.26	434.73	25
				Stordalen22	23.354	Svingbus132 - Stordalen132	4.314	7.273	0.93	-152.92	4
				Stordalen132	133.309	Stordalen132 - Stordalen22	4.313	7.426	21.29	106.47	28
Midt	0.6 induktivt	50	4	G1	23.522	G1 - Hesteneset22	4.000	-5.330	3.00	-18.63	35
				Hesteneset22	23.528	Hesteneset22 - Hostekneet22	3.808	-5.349	1871.40	408.63	69
				Hostekneet22	21.830	Hostekneet22 - Stordalen22	1.086	-3.871	202.37	430.26	25
				Stordalen22	23.379	Svingbus132 - Stordalen132	2.535	6.909	0.71	-154.07	3
				Stordalen132	133.315	Stordalen132 - Stordalen22	2.534	7.063	16.26	81.30	25
Nord	0.6 induktivt	50	4	G1	23.474	G1 - Hesteneset22	4.000	-5.330	3.01	-18.52	35
				Hesteneset22	23.480	Hesteneset22 - Hostekneet22	3.788	-5.353	1874.26	409.36	69
				Hostekneet22	21.804	Hostekneet22 - Stordalen22	0.973	-5.888	202.66	430.96	25
				Stordalen22	23.372	Svingbus132 - Stordalen132	3.011	7.005	0.76	-153.80	3
				Stordalen132	133.314	Stordalen132 - Stordalen22	3.010	7.159	17.41	87.07	26

Det er imidlertid betydelig høyere tap i nettet ved så høyt konsum av reaktiv effekt, noe som gjør at det sannsynligvis ikke vil være lønnsomt for produksjonseier å drifte anlegget. Tapene for distribusjonslinjene i region Vest vises i Figur 11 og Figur 12. De blå og røde linjene viser de aktive og reaktive tapene ved effektfaktor lik henholdsvis 0.95 og 0.60. Den nederste svarte linjen viser tapene ved effektfaktorene 0.80 og 0.60 er det ikke mulig å produsere aktiv effekt på henholdsvis 90 % og 90, 80 og 70 % av generatorens maksimale aktive effektproduksjon og

samtidig holde ytelsen på ≤ 8 MVA. Derfor er det ikke vist verdier for 90 % av maksimal aktiv effektproduksjon for $\cos(\phi)$ lik 0.8. Det er heller ikke vist verdier for 90, 80, og 70 % av maksimal aktiv effektproduksjon for $\cos(\phi)$ lik 0.6. Ved 20 % produksjon er det ikke veldig store forskjeller på effektfaktorene 0.95 og 0.80 i noen av distribusjonslinjene. Tapene øker betydelig ved bruk av en effektfaktor på 0.60. Den røde grafen i Figur 11 og Figur 12 viser tydelig at det ikke vil være realistisk å la generatoren produsere 50 % av maksimal aktiv effektproduksjon ved effektfaktoren 0.60, selv om spenningene holder seg innenfor ± 10 % av nominell spenning. Ved en aktiv effektproduksjon på 20 % av maksimal aktiv effektproduksjon er det ikke store forskjeller i tap ved å bruke effektfaktor 0.80 i stedet for 0.95.



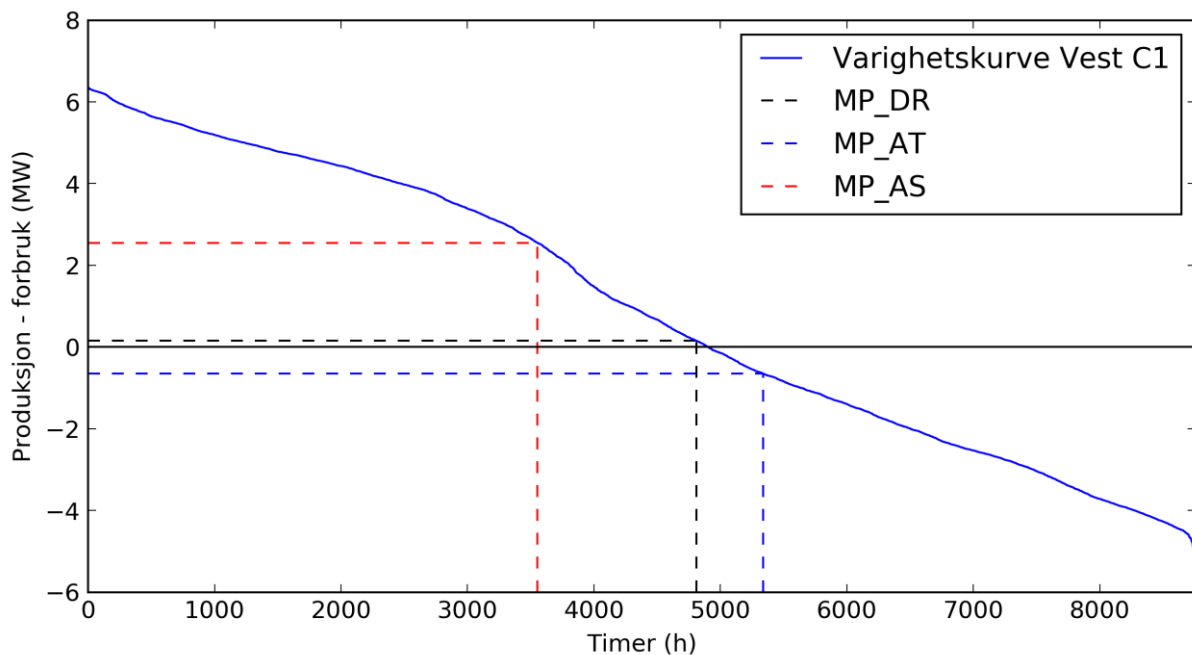
Figur 11 Aktive tap (P-tap) og reaktive tap (Q-tap) i linjen mellom Hesteneset22 og Hostekneet22



Figur 12 Aktive tap (P-tap) og reaktive tap (Q-tap) i linjen mellom Hostekneet22 og Stordalen22

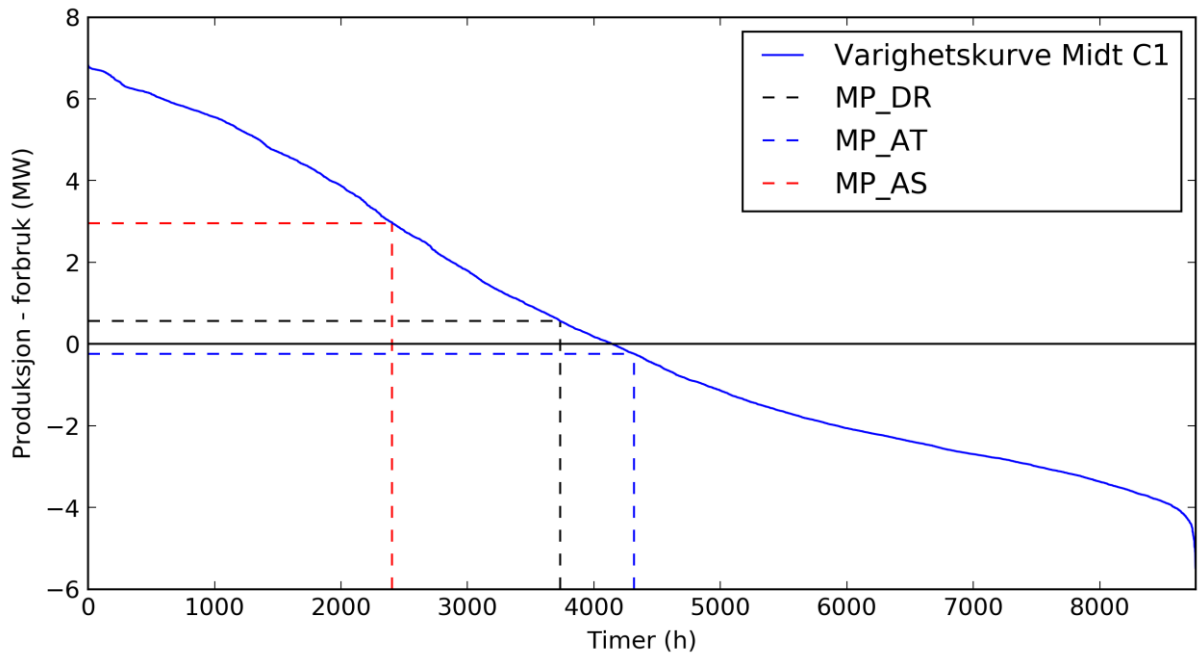
6.1.3 Muligheter for alternativ til nettutbygging

I Figur 13, Figur 14 og Figur 15 illustreres resultatene for henholdsvis region Vest, region Midt og region Nord. Figurene tydeliggjør hvor mange timer i året det er mulig med produksjon fra småkraftverket uten at det oppstår problemer med overspenninger i nettet. De svarte stiplede markeringene viser hvor mye aktiv effekt det er mulig å integrere med effektfaktorer som ligger innenfor retningslinjene til FIKS og ”Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW til distribusjonsnettet”. De blå stiplede markeringene viser hvor mye produksjon det er rimelig å integrere i nettet uten ekstreme aktive og reaktive tap. De rød stiplede markeringene viser hvor mye produksjon det er teoretisk mulig å integrere i nettet uten å forårsake for høye spenninger i samtlige knutepunkt. I denne siste situasjonen vil imidlertid tapene i nettet være såpass høye at det ikke kommer til å lønne seg for produsent å knytte småkraftverket til nettet.



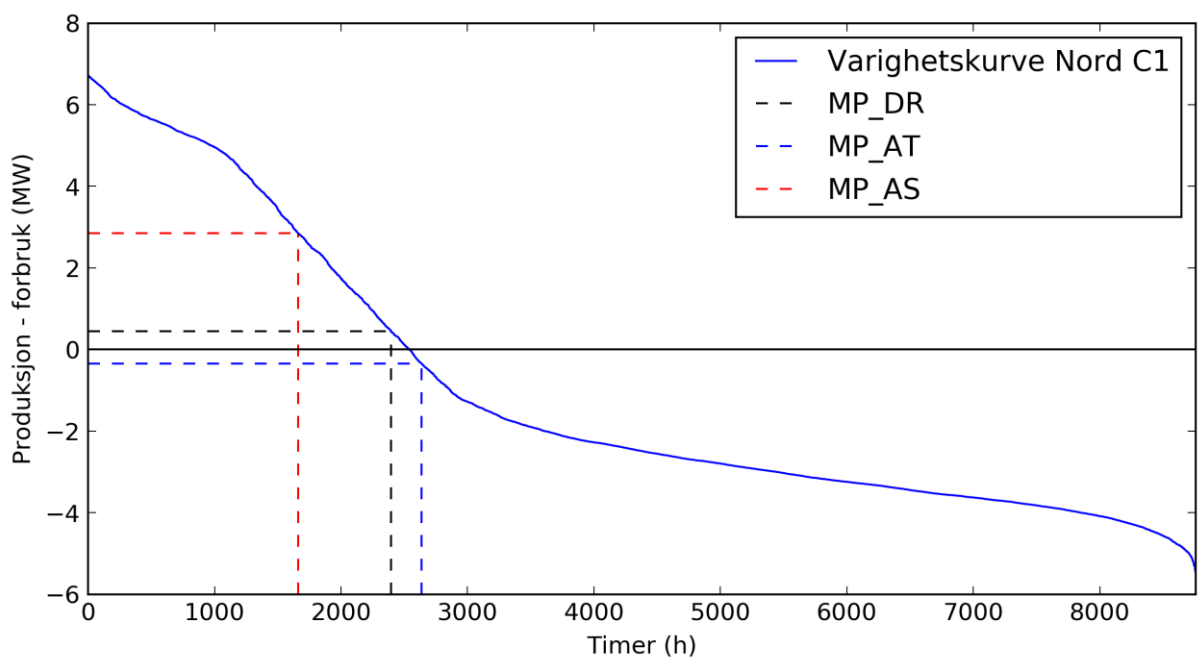
Figur 13 Maksimalproduksjon i region Vest. MP_DR, MP_AT og MP_AS er henholdsvis maksimal produksjon med dagens retningslinjer, maksimal produksjon med akseptable tap og maksimal produksjon med akseptabel spenning

For region Vest er det med effektfaktor 0.95 mulig for generatoren å levere 10 % av maksimal aktiv effekt i $8670 - 5338 = 3422$ timer i året, noe som tilsvarer 39 % av året. Hvis effektfaktoren er 0.8 vil det være mulig å levere 20 % av maksimal aktiv effekt i $8670 - 4810 = 3950$ timer i året, som tilsvarer 45 % av året. Det betyr ikke at produsenten ikke får produsere noe de resterende 55 % av året, men småkraftverket kun kan levere 20 % av maksimal aktiv effektproduksjon (1.6 MW) når småkraftverket har evne til å produsere mer. Med så lite produksjon i så stor del av året, vil det høyst sannsynlig ikke være lønnsomt å knytte generatoren til nettet. Den røde streken viser tilfellet med 4 MW produksjon. Produsenten kunne ha produsert i $8760 - 3553 = 5207$ timer, eller 59 %, av året.



Figur 14 Maksimalproduksjon i region Midt. MP_DR, MP_AT og MP_AS er henholdsvis maksimal produksjon med dagens retningslinjer, maksimal produksjon med akseptable tap og maksimal produksjon med akseptabel spenning

For region Midt vil det med en effektfaktor på 0.9 være mulig å levere 10 % av maksimal effekt i $8670 - 4317 = 4443$ timer i året, som tilsvarer 51 % av året. Med en effektfaktor på 0.75 vil det være mulig å integrere 20 % av maksimal aktiv effekt. Da kunne småkraftverket produsert kraft i 5027 timer, eller 57 % av året. Det vil høyst sannsynlig ikke være lønnsomt å introdusere generatoren i nettet. Også i region Midt er det teoretisk mulig å integrere 4 MW uten å skape for høye spenninger i nettet. Det vil i dette tilfellet, slik som i region Vest, medføre så store tap i nettet at det ikke vil være lønnsomt å drifte småkraftverket.

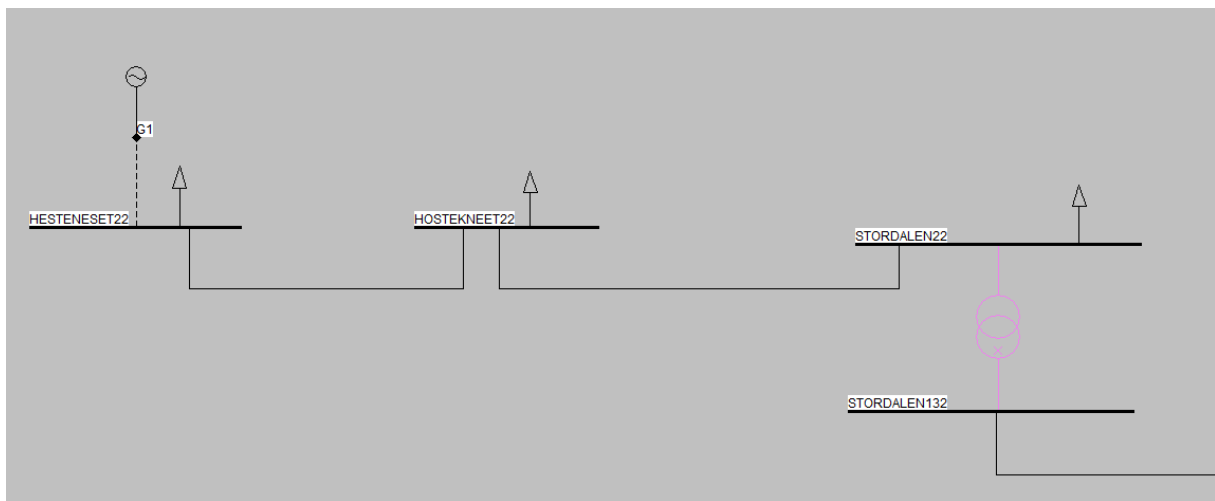


Figur 15 Maksimalproduksjon i region Nord. MP_DR, MP_AT og MP_AS er henholdsvis maksimal produksjon med dagens retningslinjer, maksimal produksjon med akseptable tap og maksimal produksjon med akseptabel spenning

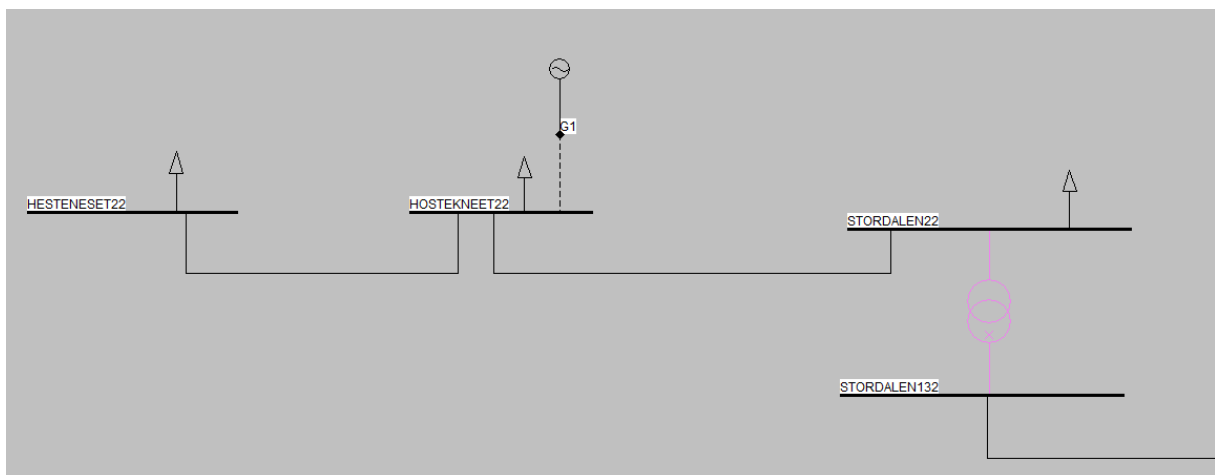
For region Nord vil det med en effektfaktor på 0.75 være mulig å levere 20 % av maksimal effekt i $8670 - 2396 = 6364$ timer i året, som tilsvarer 73 % av året. Selv om det er en relativt stor andel av året i forhold til de andre regionene, vil det sannsynligvis ikke være lønnsomt å introdusere generatoren i nettet, da det kun er snakk om at generatoren kun kan levere 20 % av maksimal aktiv effekt.

6.1.4 Lokalisering av last

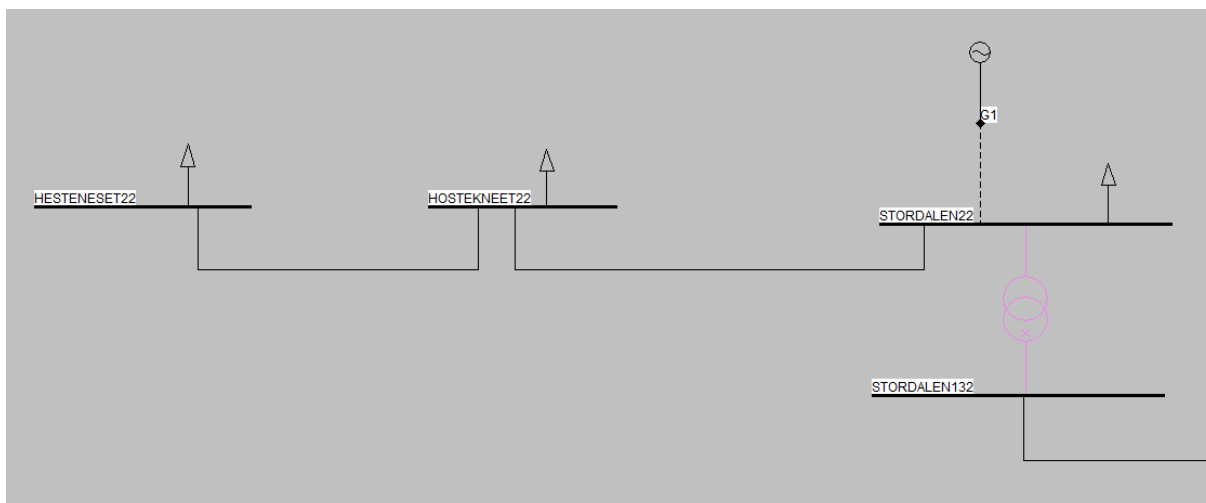
Det er tre samleskinner småkraftverket kan kobles til: Hesteneset22, Hostekneet22 og Stordalen22. Spenninger, effekttap og belastninger sammenlignes med nettsituasjonen hvor småkraftverket ikke er tilknyttet. I første omgang undersøkes lokalisering av last med antakelsen om at det er mulig å plassere og tilknytte småkraftverket ved hvilken som helst samleskinne langs distribusjonslinjen. Det er da en kabel på 0.3 km som knytter generatoren til de valgte samleskinnene i alle tilfeller. Nettstrukturene for disse tre tilfellene vises i Figur 16, Figur 17 og Figur 18.



Figur 16 Småkraftverket tilknyttet Hesteneset22



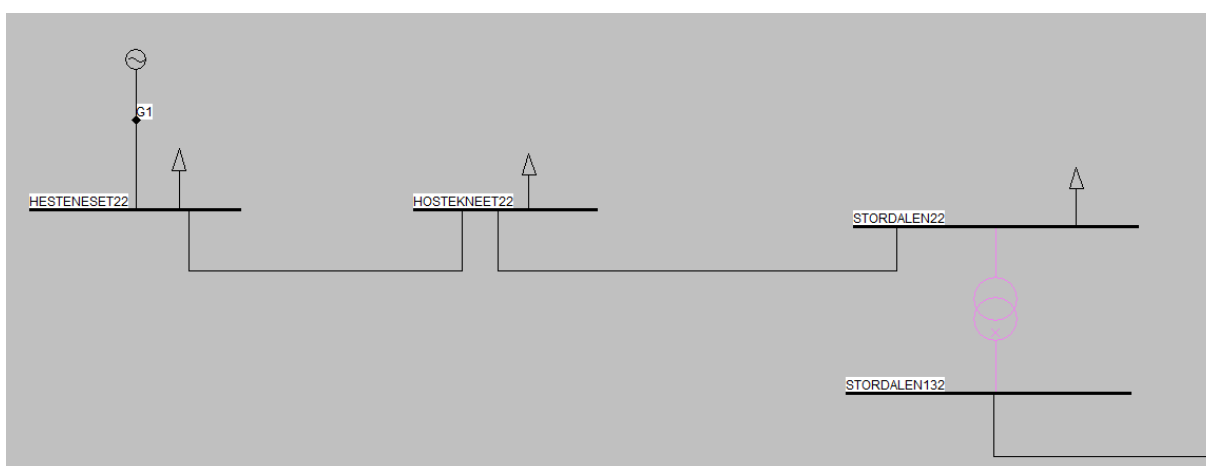
Figur 17 Småkraftverket er plassert ved og tilknyttet Hostekneet22.



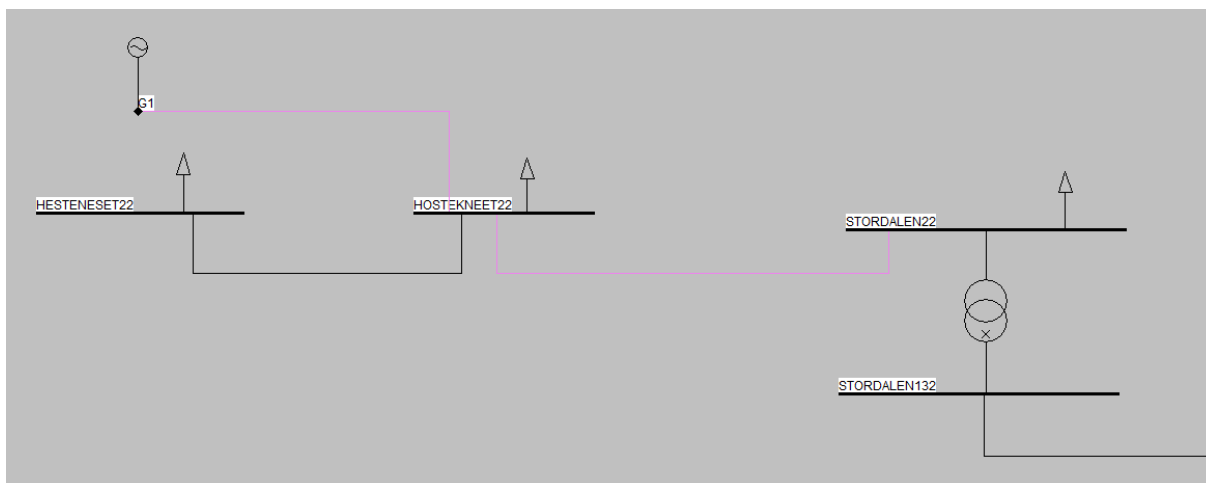
Figur 18 Småkraftverket er plassert ved og tilknyttet Stordalen22.

Resultatene vises i sin helhet i Tabell 51 i vedlegg D.1. Effekttapene for disse situasjonene vises som blå graf i alle figurene for effekttap. Det er kun ved tilknytning av småkraftverket ytterst på radialen at småkraftverket skaper store spenningsproblemer i nettet. Ved tilknytning av småkraftverket til de andre samleskinnene på distribusjonsradialen, vil spenningene holde seg innenfor $\pm 10\%$ av nominell spenning og belastningene holder seg under 100% .

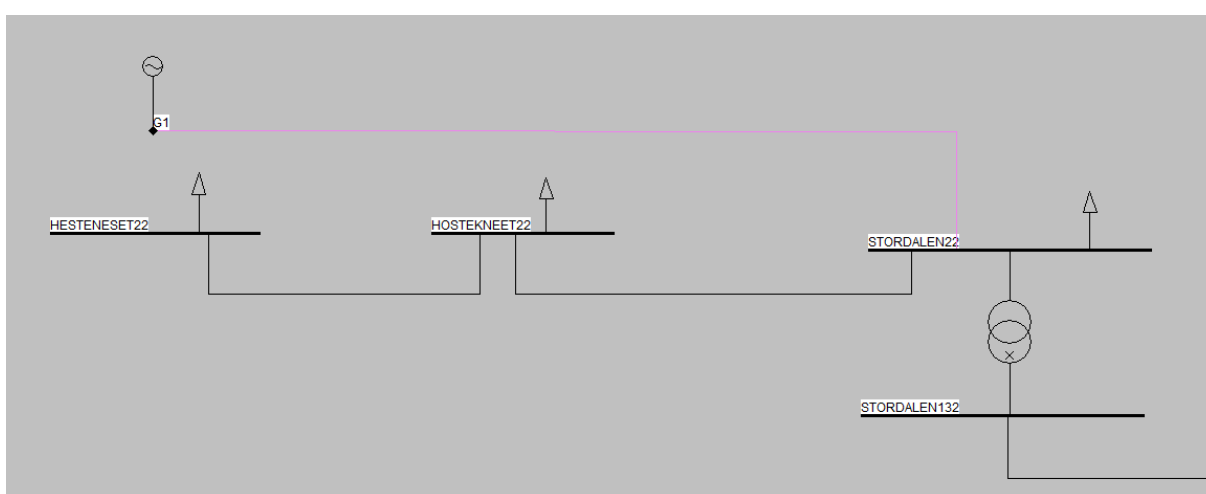
Videre plasseres småkraftverket ved Hesteneset22. Det legges en linje fra kraftverket til Hostekneet22 og Stordalen22 for å endre tilknytningen av småkraftverket. Linjen som legges vil være 14 km ved tilknytning ved Hostekneet22, og 32 km ved tilknytning ved Stordalen22. Linjen som legges har i første omgang et tverrsnitt likt de andre linjene i nettet: FEAL 1x25. Hvis småkraftverket skulle tilknyttes nettet med en luftlinje ville det imidlertid vært realistisk å anta at det ble valgt en luftlinje med høyere kapasitet. Dette vil bli noe dyrere, men er et mer langsiktig alternativ. Derfor ble forsøket gjentatt, men med luftlinjen FEAL 1x95 som har høyere tverrsnitt. For tilknytning ved Hesteneset22 undersøkes tilknytning med luftlinjene FEAL 1x25 og FEAL 1x95. I dette tilfellet har luftlinjene en lengde på 0.3 km. Nettstrukturene for disse tilfellene vises i Figur 19, Figur 20 og Figur 21.



Figur 19 Småkraftverket plassert ved og tilknyttet Hesteneset22 med en luftlinje



Figur 20 Småkraftverket plassert ved Hesteneset22, men tilknyttet Hostekneet22.



Figur 21 Småkraftverket plassert ved Hesteneset22, men tilknyttet Stordalen22.

Resultatene for kjøringen med luftlinjene FEAL 1x25 og FEAL 1x95 vises i sin helhet i Tabell 52 og Tabell 53 i vedlegg D.1. Effekttapene for de to luftlinjene vises som grønn og rød graf i alle figurene for effekttap. Det er ingen av lokaliseringene i dette tilfellet som gir akseptable spenninger. Ved tilknytning til Hostekneet22 er spenningen ved G1 redusert til en akseptabel verdi. Spenningen ved G1 er også akseptabel ved tilknytning til Stordalen22 med FEAL 1x95.

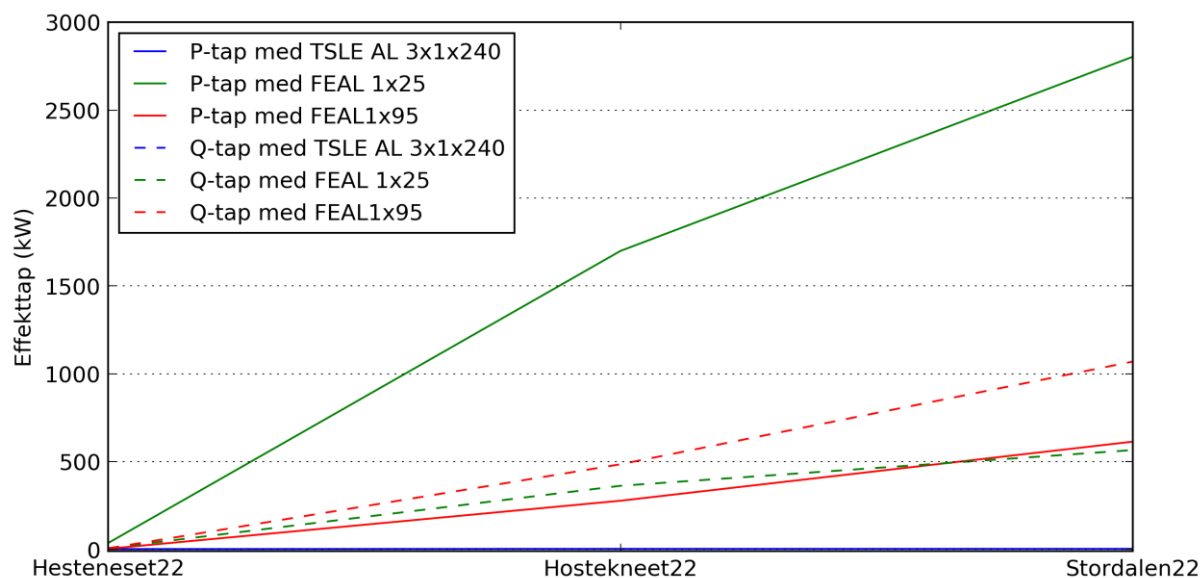
Tapene i ledningen som knytter småkraftverket til samleskinnene vises i Figur 22. Aktive effekttap vises som heltrukket linje og benevnes som P-tap. Reaktive effekttap vises som stiplet linje og benevnes som Q-tap. Dataene for de forskjellige plasseringene og tilknytningene oppsummeres i Tabell 20 og Tabell 21.

Tabell 20 Oversikt over lengde på tilknytningsledning

Tilknytning/Plassering	Hesteneset22	Hostekneet22	Stordalen22
Hesteneset22	0.3 km	-	-
Hostekneet22	14 km	0.3 km	-
Stordalen22	32 km	-	0.3 km

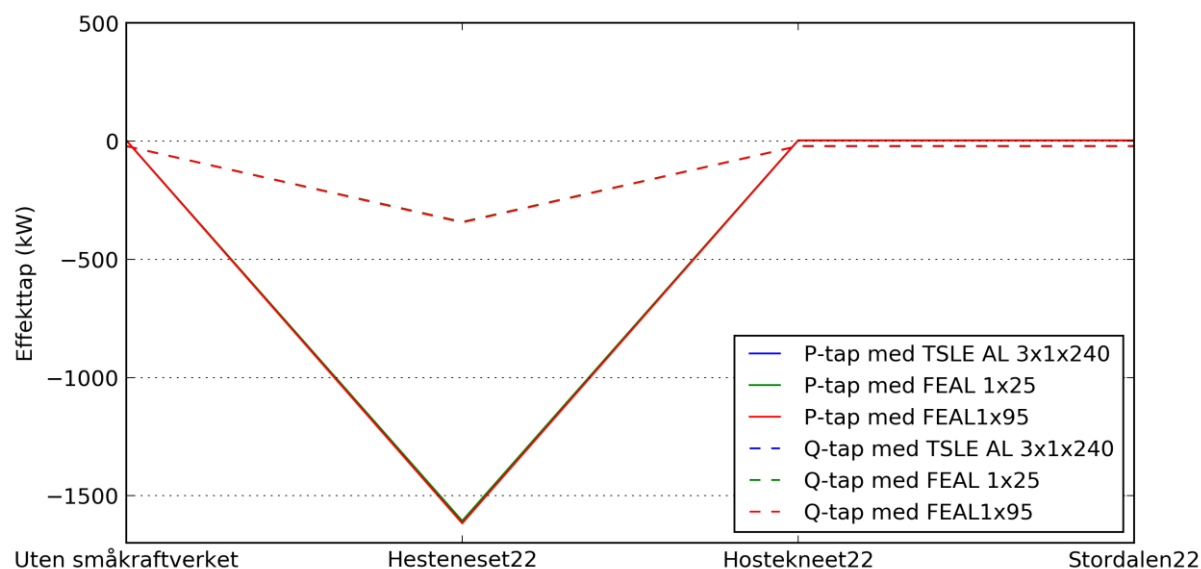
Tabell 21 Oversikt over type ledning bruk for tilknytning

Tilknytning/Plassering	Hesteneset22	Hostekneet22	Stordalen22
Hesteneset22	TSLE AL 3x1x240	-	-
Hostekneet22	FEAL 1x25 / FEAL 1x95	TSLE AL 3x1x240	-
Stordalen22	FEAL 1x25 / FEAL 1x95	-	TSLE AL 3x1x240

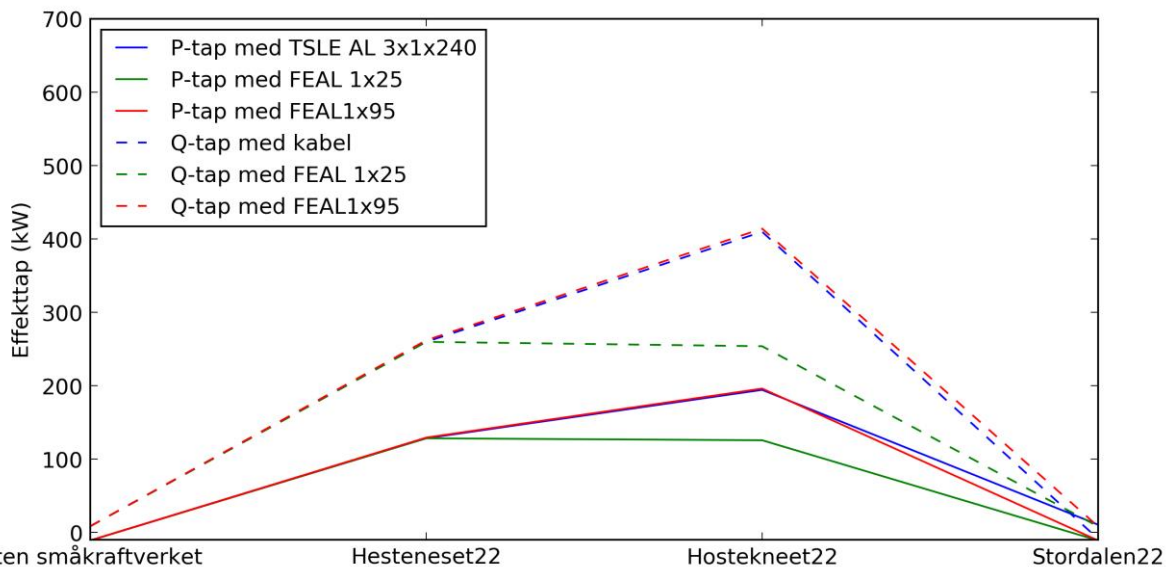


Figur 22 Aktive tap (P-tap) og reaktive tap (Q-tap) i tilknytningsledningen

Tapene i linjene Hesteneset22 – Hostekneet22 og Hostekneet22 – Stordalen22 vises i henholdsvis Figur 23 og Figur 24. Effektsluk fra nettet vises som negative tap, effekttilførsel til vises som positive tap.



Figur 23 Aktive tap (P-tap) og reaktive tap (Q-tap) i linjen Hostekneet22 – Hesteneset22



Figur 24 Aktive tap (P-tap) og reaktive tap (Q-tap) i linjen Hostekneet22 – Stordalen22

Den grønne grafen i Figur 24 er interessant. Når småkraftverket er lokalisert ved Hesteneset22, men tilknyttet Hostekneet22 er tapene lavere ved bruk av lavt tverrsnitt på ledningen som knytter småkraftverket til Hostekneet22. En mulig årsak til dette kan være at det går lavere strøm i Hostekneet22 – Stordalen22. Likevel medfører en tilknytning med FEAL 1x25 til veldig høye aktive effekttap i nettet (se Figur 22). Med høyt sluk av aktiv effekt, ville det vært naturlig å tenke at også Hostekneet22 – Stordalen22 vil ha høye tap. Dette resultatet vil ikke diskuteres nærmere i denne oppgaven, men kan være interessant å se på i videre forskning.

6.2 Case 2

Resultatene fra utføringen av punkt 1 oppsummeres i Tabell 22, og vises i sin helhet i Tabell 48 i vedlegg D.2.

Tabell 22 Resultater for case 2 – småkraftproduksjon tilknyttet via en generatortransformator

Situasjon	Geografi	Problem
Tunglast uten generator innkoblet	Vest, Midt, Nord	Ingen problemer
Lettlast uten generator innkoblet	Vest, Midt, Nord	Ingen problemer
Lettlast med generator innkoblet	Vest, Midt, Nord	Transformator T2 er overbelastet

I case 2 er det ikke noe problem med at spenningene går over eller under 10 % av nominell spenning. Utfordringen i dette tilfellet er heller at transformator T2 ikke tåler belastningen fra småkraftverket. G2 ikke kan produsere maksimal installert effekt, da belastningen er på 102 % (se Tabell 54 i vedlegg D.2).

6.2.1 Nedjustering av aktiv effekt

For å få belastningen akseptabel (< 100 %) ble produksjonen av aktiv effekt redusert slik som for case 1, for å se hvor mye produksjon som kan tillates i et slikt nett uten av transformator T2 overbelastes. Det er kun i tilfeller med 60 % av maksimal aktiv effektproduksjon, 4.8 MW, at både spenningen og belastningen holder seg innenfor de gitte grensene i region Vest (se Tabell 23).

For å redusere arbeidsmengden ble det gjort samme analyser for region Midt og Nord, men kun for produksjon på 60 %. Dette førte til problemer med overbelastning av transformator T2 i region Midt. Derfor ble forsøket gjentatt for 50 % av maksimalproduksjon i denne regionen.

Ved både 50 % og 60 % av maksimalproduksjon i region Midt vil transformator T2 ha 100 % belastning. NetBas gjør imidlertid forskjell på om verdien er mellom 99.5 og 99.9, og når den er mellom 100 og 100.4. Sistnevnte vil markeres i rødt i tabellene nedenfor. I region Midt vil verdien ved 50 % av maksimal produksjon ligge mellom 99.5 og 99.9, mens den ved 50 % av maksimal produksjon vil ligge mellom 100 og 100.4. Resultatet vises i Tabell 24.

Forsøket ble videre gjentatt for region Nord ved 60 % av maksimal produksjon. Resultatet ble også her at transformator T2 ble overbelastet. Dermed ble den aktive effektproduksjonen redusert til 50 % av maksimal produksjon. Resultatet vises i Tabell 25.

Tabell 23 Resultater fra nedjustering av produsert effekt fra G2 i region Vest

Prod % av max	Prod (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
70	5.6	G2	22.002	Fjellheim132 - Svingbus132	140.179	-20.059	256.72	1159.55	62
		Seterseter22	21.997	Seterseter22 - Fjellheim22	4.806	-2.022	54.12	207.09	14
		Fjellheim22	22.182	G2 - Seterseter22	5.600	-1.840	2.69	-16.20	33
		Fjellheim10	10.150	Fjellheim10 - Fjellheim132	141.580	-13.051	1401.59	7007.94	100
		Fjellheim132	133.439	Fjellheim22 - Fjellheim10	1.586	-3.023	5.73	58.65	17
60	4.8	G2	22.034	Fjellheim132 - Svingbus132	139.413	-19.640	253.76	1144.36	61
		Seterseter22	22.030	Seterseter22 - Fjellheim22	4.007	-1.761	38.01	138.77	12
		Fjellheim22	22.194	G2 - Seterseter22	4.800	-1.580	1.97	-17.29	28
		Fjellheim10	10.151	Fjellheim10 - Fjellheim132	140.799	-12.713	1385.42	6927.10	99
		Fjellheim132	133.442	Fjellheim22 - Fjellheim10	0.803	-2.693	3.88	19.40	14

Tabell 24 Resultater fra nedjustering av produsert effekt fra G2 i region Midt

Prod % av max	Prod (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
60	4.8	G2	22.084	Fjellheim132 - Svingbus132	140.511	-19.480	257.60	1164.06	62
		Seterseter22	22.079	Seterseter22 - Fjellheim22	4.231	-1.705	41.11	151.84	12
		Fjellheim22	22.225	G2 - Seterseter22	4.800	-1.580	1.96	-17.40	28
		Fjellheim10	13.153	Fjellheim10 - Fjellheim132	141.917	-12.448	1406.39	7031.94	100
		Fjellheim132	133.445	Fjellheim22 - Fjellheim10	1.922	-2.425	4.69	23.45	15
50	4	G2	22.116	Fjellheim132 - Svingbus132	139.744	-19.060	254.64	1148.82	62
		Seterseter22	22.112	Seterseter22 - Fjellheim22	3.432	-1.434	27.23	93.01	10
		Fjellheim22	22.236	G2 - Seterseter22	4.000	-1.310	1.36	-18.33	24
		Fjellheim10	10.154	Fjellheim10 - Fjellheim132	141.134	-12.109	1390.17	6950.87	100
		Fjellheim132	133.447	Fjellheim22 - Fjellheim10	1.136	-2.095	2.78	13.90	12

Tabell 25 Resultater fra nedjustering av produsert effekt fra G2 i region Nord

Prod % av max	Prod (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
60	4.8	G2	22.070	Fjellheim132 - Svingbus132	140.217	-19.522	256.57	1158.77	62
		Seterseter22	22.066	Seterseter22 - Fjellheim22	4.171	-1.720	40.26	148.26	12
		Fjellheim22	22.216	G2 - Seterseter22	4.800	-1.580	1.96	-17.37	28
		Fjellheim10	10.152	Fjellheim10 - Fjellheim132	141.618	-12.519	1400.75	7003.75	100
		Fjellheim132	133.444	Fjellheim22 - Fjellheim10	1.622	-2.497	4.35	21.73	15
50	4	G2	22.102	Fjellheim132 - Svingbus132	139.449	-19.104	253.61	1143.55	61
		Seterseter22	22.099	Seterseter22 - Fjellheim22	3.371	-1.449	26.54	90.10	10
		Fjellheim22	22.228	G2 - Seterseter22	4.000	-1.310	1.36	-18.30	24
		Fjellheim10	10.153	Fjellheim10 - Fjellheim132	140.834	-12.181	1384.56	6922.81	99
		Fjellheim132	133.446	Fjellheim22 - Fjellheim10	0.836	-2.168	2.64	13.22	11

6.2.2 Justering av effektfaktor

Videre ble det undersøkt om det er mulig å få høyere tillatt effektproduksjon i nettet ved å justere på generatorens effektfaktor. I første omgang ble det undersøkt hvordan de kapasitive grenseverdiene oppgitt i FIKS ($\cos\varphi = 0.86$) og ”Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet” ($\cos\varphi = 0.9$) ville påvirke nettet. Resultatene vises i Tabell 26, Tabell 27 og Tabell 28. Tabellene viser at det vil være mulig med 5.6, 4.8 og 4.8 MW produksjon i henholdsvis region Vest, region Midt og region Nord ved begge de kapasitive effektfaktorene.

For å integrere med aktiv effekt er det derfor en god løsning å la småkraftgeneratoren produsere reaktiv effekt heller enn å konsumere den.

Tabell 26 Resultater for endring av retning på Q i region Vest

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
0.90 kapasitivt	70	5.6	G2	23.125	Fjellheim132 - Svingbus132	140.195	-15.426	254.53	1148.25	61
			Seterseter22	23.110	Seterseter22 - Fjellheim22	4.806	2.530	53.40	202.61	14
			Fjellheim22	22.472	G2 - Seterseter22	5.600	2.710	2.72	-18.25	33
			Fjellheim10	10.169	Fjellheim10 - Fjellheim132	141.584	-8.478	1389.56	6947.81	100
			Fjellheim132	133.480	Fjellheim22 - Fjellheim10	1.587	1.534	2.33	11.67	11
0.86 kapasitivt	70	5.6	G2	23.268	Fjellheim132 - Svingbus132	140.189	-14.837	254.27	1145.88	61
			Seterseter22	23.251	Seterseter22 - Fjellheim22	4.806	3.140	58.95	225.95	17
			Fjellheim22	22.509	G2 - Seterseter22	5.600	3.320	2.94	-18.20	35
			Fjellheim10	10.172	Fjellheim10 - Fjellheim132	141.578	-7.896	1388.11	6940.53	100
			Fjellheim132	133.485	Fjellheim22 - Fjellheim10	1.581	2.120	3.34	16.70	13

Tabell 27 Resultater for endring av retning på Q i region Midt

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
0.90 kapasitivt	60	4.8	G2	23.045	Fjellheim132 - Svingbus132	140.523	-15.518	255.75	1154.48	62
			Seterseter22	23.032	Seterseter22 - Fjellheim22	4.231	2.197	41.44	152.00	12
			Fjellheim22	22.472	G2 - Seterseter22	4.800	2.320	2.01	-19.12	29
			Fjellheim10	10.169	Fjellheim10 - Fjellheim132	141.919	-8.537	1396.20	6980.99	100
			Fjellheim132	133.480	Fjellheim22 - Fjellheim10	1.922	1.477	2.81	14.07	12
0.86 kapasitivt	60	4.8	G2	23.170	Fjellheim132 - Svingbus132	140.519	-15.004	255.51	1153.29	62
			Seterseter22	23.155	Seterseter22 - Fjellheim22	4.231	2.727	45.72	169.97	13
			Fjellheim22	22.504	G2 - Seterseter22	4.800	2.850	2.18	-19.11	30
			Fjellheim10	10.171	Fjellheim10 - Fjellheim132	141.913	-8.030	1394.93	6974.64	100
			Fjellheim132	133.484	Fjellheim22 - Fjellheim10	1.917	1.989	3.65	18.23	14

Tabell 28 Resultater for endring av retning på Q i region Nord

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
0.90 kapasitivt	60	4.8	G2	23.033	Fjellheim132 - Svingbus132	140.229	-15.558	254.71	1149.17	62
			Seterseter22	23.019	Seterseter22 - Fjellheim22	4.171	2.182	40.44	147.80	12
			Fjellheim22	22.464	G2 - Seterseter22	4.800	2.320	2.01	-19.09	29
			Fjellheim10	10.169	Fjellheim10 - Fjellheim132	141.619	-8.606	1390.54	6952.71	100
			Fjellheim132	133.479	Fjellheim22 - Fjellheim10	1.622	1.405	2.21	11.04	11
0.86 kapasitivt	60	4.8	G2	23.157	Fjellheim132 - Svingbus132	140.225	-15.044	254.48	1147.97	61
			Seterseter22	23.143	Seterseter22 - Fjellheim22	4.171	2.712	44.71	165.71	13
			Fjellheim22	22.496	G2 - Seterseter22	4.800	2.850	2.18	-19.08	30
			Fjellheim10	10.171	Fjellheim10 - Fjellheim132	141.614	-8.098	1389.27	6946.36	100
			Fjellheim132	133.483	Fjellheim22 - Fjellheim10	1.617	1.917	3.01	15.04	12

På bakgrunn av resultatene for kapasitiv effektfaktor, ble det undersøkt hvordan nettet påvirkes av en ytterligere nedjustering av den kapasitive effektfaktoren, utover det retningslinjene i FIKS og ”Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet” tillater. Tabell 29, Tabell 30 og Tabell 31 viser resultatene. I region Vest er det mulig å oppnå en aktiv effektproduksjon på 6.3 med en kapasitiv effektfaktor på 0.79. I region Midt er det mulig å oppnå en aktiv effektproduksjon på 5.3 med en kapasitiv effektfaktor på 0.7, og i region Nord er det mulig å oppnå en aktiv effektproduksjon på 5.6 med en kapasitiv effektfaktor på 0.75.

Tabell 29 Resultater for nedjustering av kapasitiv effektfaktor i region Vest

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
0.86 kapasitivt	80	6.4	G2	23.412	Fjellheim132 - Svingbus132	140.952	-14.524	256.88	1160.28	62
			Seterseter22	23.393	Seterseter22 - Fjellheim22	5.605	3.619	78.64	309.17	17
			Fjellheim22	22.542	G2 - Seterseter22	6.400	3.800	3.80	-17.25	40
			Fjellheim10	10.174	Fjellheim10 - Fjellheim132	142.355	-7.512	1402.36	7011.81	100
			Fjellheim132	133.489	Fjellheim22 - Fjellheim10	2.360	2.516	5.67	28.34	17
0.75 kapasitivt	75	6.0	G2	23.733	Fjellheim132 - Svingbus132	140.547	-13.050	256.85	1159.87	62
			Seterseter22	23.711	Seterseter22 - Fjellheim22	5.204	5.109	91.50	363.23	18
			Fjellheim22	22.627	G2 - Seterseter22	6.000	5.290	4.27	-17.19	42
			Fjellheim10	10.179	Fjellheim10 - Fjellheim132	141.938	-6.094	1391.29	6956.45	100
			Fjellheim132	133.501	Fjellheim22 - Fjellheim10	1.947	3.952	9.17	45.87	21
0.79 kapasitivt	79	6.3	G2	23.656	Fjellheim132 - Svingbus132	140.841	13.477	256.07	1156.12	62
			Seterseter22	23.634	Seterseter22 - Fjellheim22	5.504	4.709	90.84	360.54	18
			Fjellheim22	22.606	G2 - Seterseter22	6.300	4.890	4.27	-17.04	42
			Fjellheim10	10.178	Fjellheim10 - Fjellheim132	142.239	-6.487	1397.94	6989.71	100
			Fjellheim132	133.498	Fjellheim22 - Fjellheim10	2.248	3.555	8.38	41.88	20

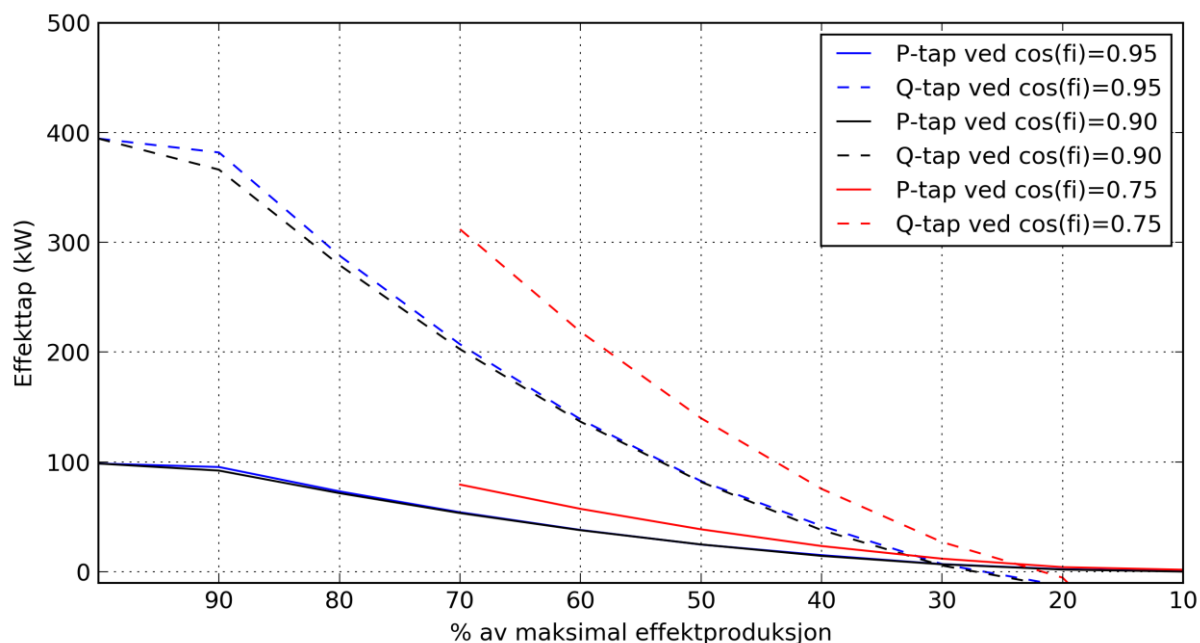
Tabell 30 Resultater for nedjustering av kapasitiv effektfaktor i region Midt

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
0.86 kapasitivt	70	5.6	G2	23.314	Fjellheim132 - Svingbus132	141.283	-14.694	258.14	1166.76	62
			Seterseter22	23.297	Seterseter22 - Fjellheim22	5.030	3.196	63.28	244.21	15
			Fjellheim22	22.538	G2 - Seterseter22	5.600	3.320	2.93	-18.31	35
			Fjellheim10	10.173	Fjellheim10 - Fjellheim132	142.693	-7.647	1409.25	7046.27	100
			Fjellheim132	133.488	Fjellheim22 - Fjellheim10	2.699	2.384	6.18	30.88	18
0.75 kapasitivt	65	5.2	G2	23.587	Fjellheim132 - Svingbus132	140.882	-13.420	256.20	1156.77	62
			Seterseter22	23.658	Seterseter22 - Fjellheim22	4.630	4.466	72.08	281.13	16
			Fjellheim22	22.610	G2 - Seterseter22	5.200	4.590	3.25	-18.37	37
			Fjellheim10	10.178	Fjellheim10 - Fjellheim132	142.281	-6.427	1398.63	6993.15	100
			Fjellheim132	133.499	Fjellheim22 - Fjellheim10	2.290	3.617	8.67	43.37	21
0.7 kapasitivt	66	5.3	G2	23.775	Fjellheim132 - Svingbus132	140.965	-12.676	256.22	1156.88	62
			Seterseter22	23.754	Seterseter22 - Fjellheim22	4.729	5.286	86.26	340.93	17
			Fjellheim22	22.658	G2 - Seterseter22	5.300	5.410	3.81	-17.93	40
			Fjellheim10	10.181	Fjellheim10 - Fjellheim132	142.363	-5.682	1398.75	6993.75	100
			Fjellheim132	133.505	Fjellheim22 - Fjellheim10	2.375	4.376	11.69	58.44	24

Tabell 31 Resultater for nedjustering av kapasitiv effektfaktor i region Nord

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
0.86 kapasitivt	70	5.6	G2	23.301	Fjellheim132 - Svingbus132	140.990	-14.731	257.10	1161.41	62
			Seterseter22	23.285	Seterseter22 - Fjellheim22	4.970	3.181	62.11	239.25	15
			Fjellheim22	22.530	G2 - Seterseter22	5.600	3.320	2.93	-18.28	35
			Fjellheim10	10.173	Fjellheim10 - Fjellheim132	142.394	-7.713	1409.57	7017.85	100
			Fjellheim132	133.487	Fjellheim22 - Fjellheim10	2.399	2.313	5.29	26.47	16
0.75 kapasitivt	65	5.2	G2	23.575	Fjellheim132 - Svingbus132	140.589	-13.458	255.16	1151.44	62
			Seterseter22	23.556	Seterseter22 - Fjellheim22	4.570	4.451	70.96	276.39	16
			Fjellheim22	22.602	G2 - Seterseter22	5.200	4.590	3.25	-18.34	37
			Fjellheim10	10.178	Fjellheim10 - Fjellheim132	141.982	-6.493	1392.95	6964.77	100
			Fjellheim132	133.498	Fjellheim22 - Fjellheim10	1.990	3.546	7.83	39.16	20
0.75 kapasitivt	70	5.6	G2	23.671	Fjellheim132 - Svingbus132	140.968	-13.201	256.42	1157.94	62
			Seterseter22	23.650	Seterseter22 - Fjellheim22	4.969	4.801	82.56	325.43	17
			Fjellheim22	22.625	G2 - Seterseter22	5.600	4.940	3.74	-17.83	39
			Fjellheim10	10.179	Fjellheim10 - Fjellheim132	142.368	-6.202	1399.87	6999.36	100
			Fjellheim132	133.501	Fjellheim22 - Fjellheim10	2.378	3.846	9.67	48.34	22

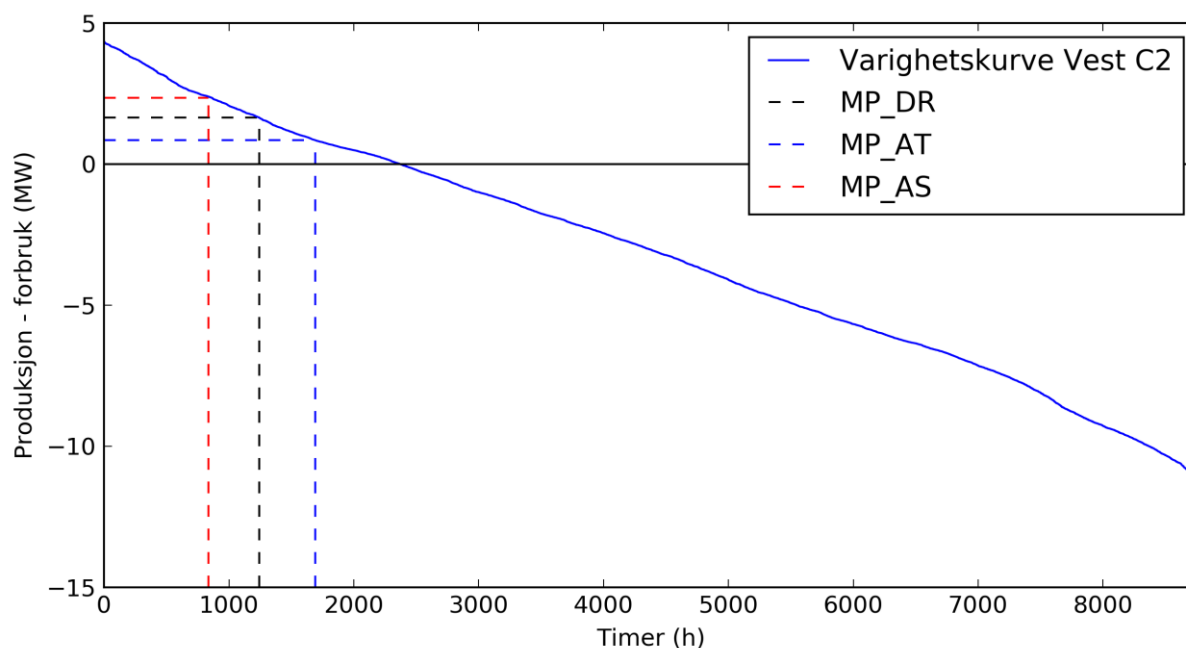
Det er noe høyere tap i nettet ved disse effektfaktorene. Tapene for region Vest vises i Figur 25 og viser at de aktive tapene i generatoren øker når generatoren øker sin aktive effektproduksjon. Denne masteroppgaven tar ikke for seg kostnader ved tap i nettet. Det vil være interessant å gjøre dette i videre forskning for å undersøke om en kapasitiv effektfaktor på 0.75 vil være praktisk og økonomisk mulig for denne nettstrukturen.



Figur 25 Aktive tap (P-tap) og reaktive tap (Q-tap) i linjen mellom Seter seter22 og Fjellheim22

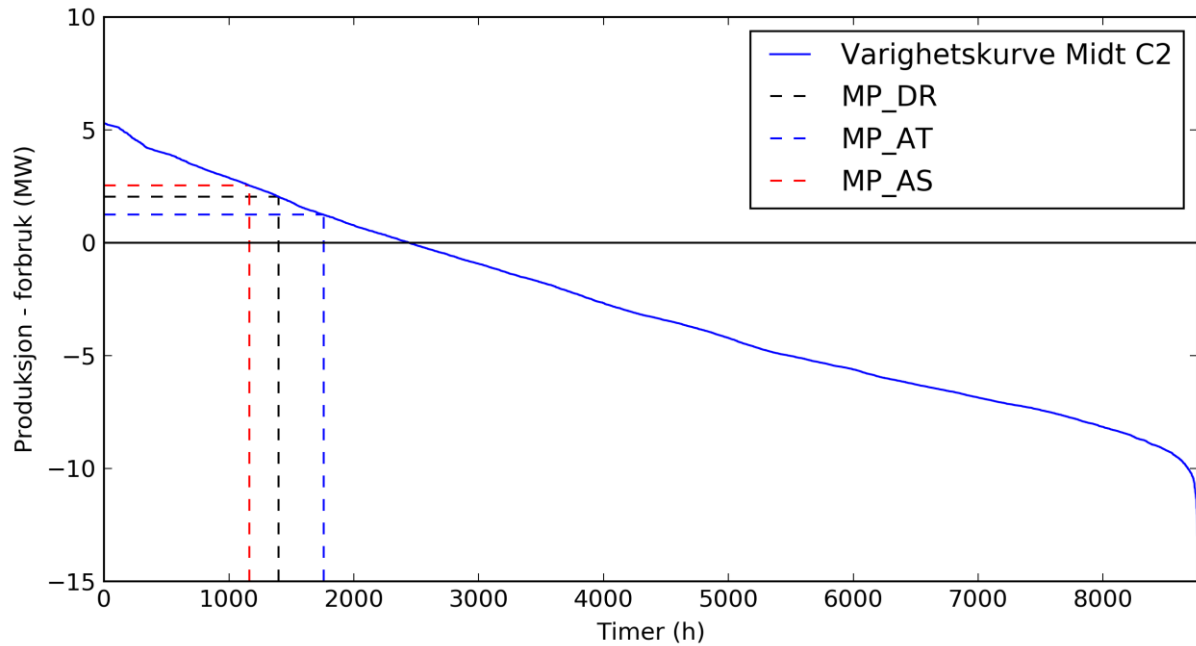
6.2.3 Muligheter for alternativ til nettutbygging

I Figur 26, Figur 27 og Figur 28 illustreres resultatene for henholdsvis region Vest, region Midt og region Nord. Figurene tydeliggjør hvor mange timer i året det er mulig med produksjon fra småkraftverket uten at det oppstår problemer med overspenninger i nettet. De svarte stiplede markeringene viser hvor mye aktiv effekt det er mulig å integrere med induktiv effektfaktor som ligger innenfor retningslinjene i FIKS og ”Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW til distribusjonsnettet”. De blå stiplede markeringene viser hvor mye produksjon det er mulig å integrere med kapasitiv effektfaktor innenfor de samme retningslinjene. De røde stiplede markeringene viser hvor mye produksjon det er teoretisk mulig å integrere i nettet uten å forårsake for høye spenninger i samtlige knutepunkt. I denne siste situasjonen vil imidlertid tapene i nettet være såpass høye at det ikke kommer til å lønne seg for produsent å knytte småkraftverket til nettet.



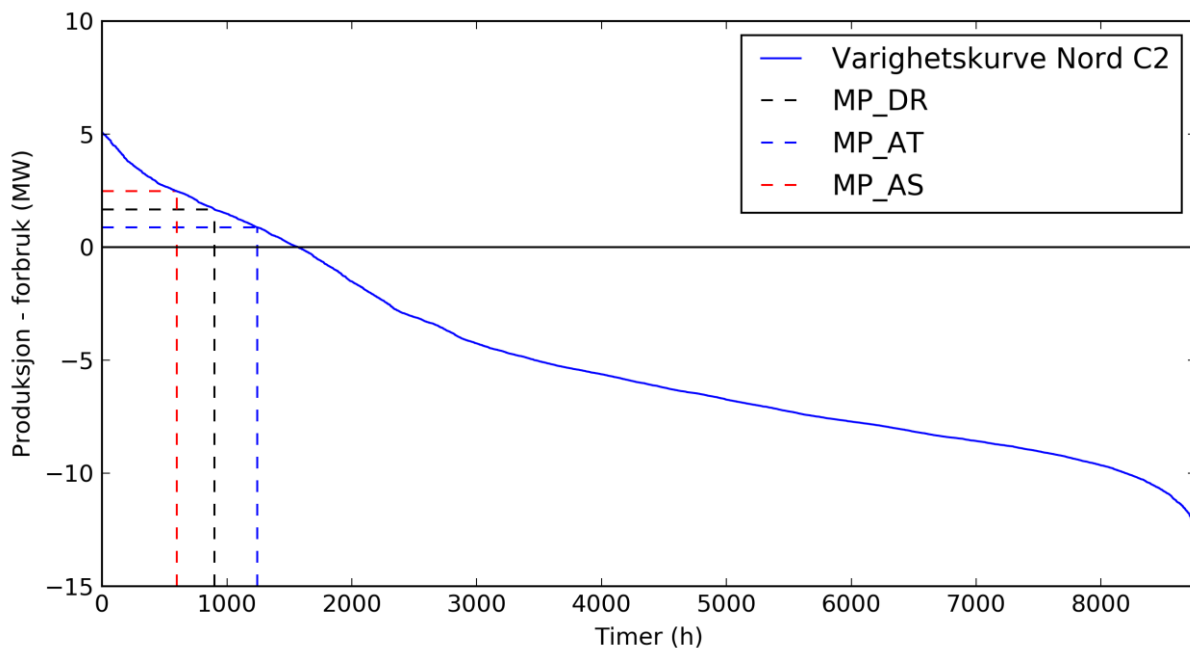
Figur 26 Maksimalproduksjon i region Vest. MP_DR, MP_AT og MP_AS er henholdsvis maksimal produksjon med dagens retningslinjer, maksimal produksjon med akseptable tap og maksimal produksjon med akseptabel spenning

For region Vest er det med en induktiv effektfaktor på 0.95 mulig for generatoren å levere 60 % av maksimal aktiv effekt i $8670 - 1691 = 7069$ timer i året, noe som tilsvarer 81 % av året. Hvis effektfaktoren er kapasitiv og har verdien 0.9 eller 0.86 vil det være mulig å levere 70 % av maksimal aktiv effekt i $8670 - 1241 = 7519$ timer i året, som tilsvarer 86 % av året. Dette er en høy effektproduksjon i store deler av året i forhold til case 1. De resterende 14 % av året får produsenten produsere 70 % av den maksimale effektproduksjonen småkraftverket er i stand til å produsere. Med så mye produksjon i så stor del av året, vil det kunne være muligheter for å introdusere småkraftgeneratoren i nettet. Den røde streken viser tilfellet med 6.3 MW produksjon, noe som tilsvarer 79 % av maksimal aktiv effektproduksjon. Produsenten kunne ha produsert i $8760 - 836 = 7924$ timer, eller 90 %, av året.



Figur 27 Maksimalproduksjon i region Midt. MP_DR, MP_AT og MP_AS er henholdsvis maksimal produksjon med dagens retningslinjer, maksimal produksjon med akseptable tap og maksimal produksjon med akseptabel spenning

For region Midt er det med en induktiv effektfaktor på 0.95 mulig for generatoren å levere 50 % av maksimal aktiv effekt i $8670 - 1759 = 7001$ timer i året, noe som tilsvarer 80 % av året. Hvis effektfaktoren er kapasitiv og har verdien 0.9 eller 0.86 vil det være mulig å levere 60 % av maksimal aktiv effekt i $8670 - 1397 = 7363$ timer i året, som tilsvarer 84 % av året. Dette er en høy effektproduksjon i store deler av året i forhold til case 1 for samme region. De resterende 16 % av året får produsenten produsere 60 % av den maksimale effektproduksjonen småkraftverket er i stand til å produsere. Med så mye produksjon i så stor del av året, vil det kunne være muligheter for å introdusere småkraftgeneratoren i nettet. Den røde streken viser tilfellet med 5.3 MW produksjon, noe som tilsvarer 66 % av maksimal aktiv effektproduksjon. Produsenten kunne ha produsert i $8760 - 1163 = 7597$ timer, eller 87 %, av året.

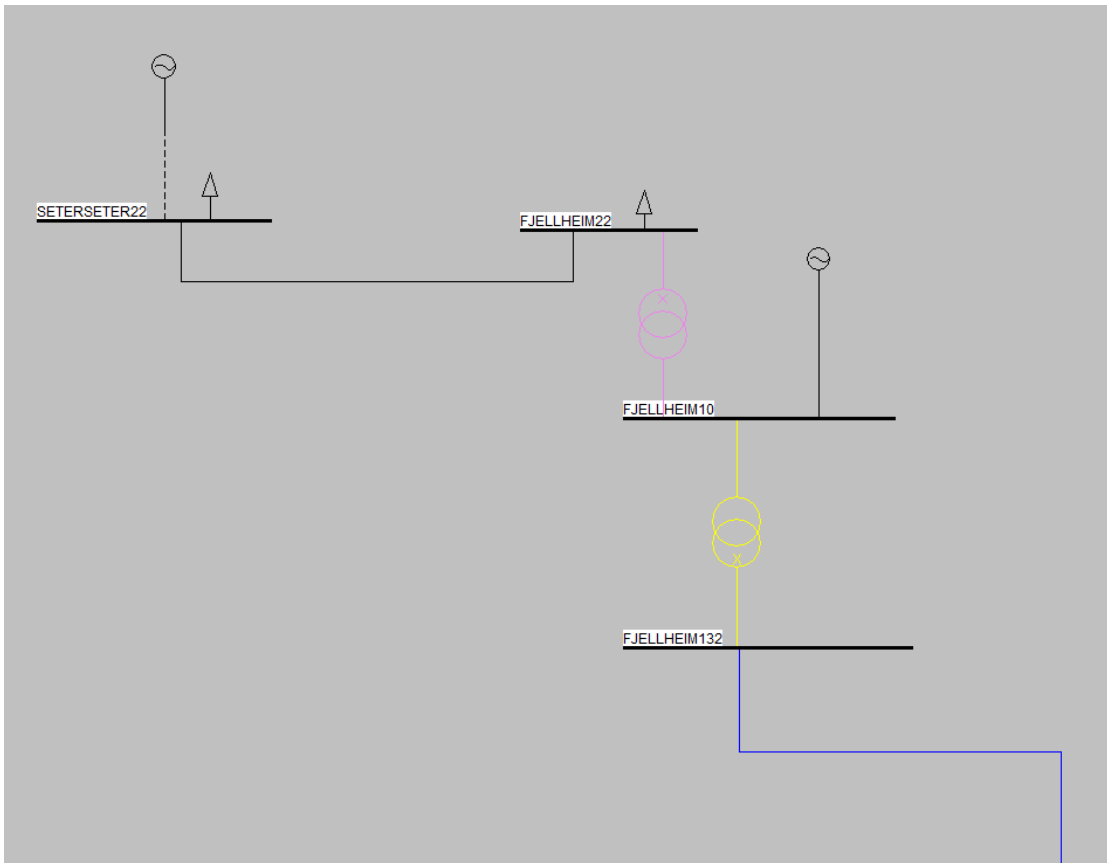


Figur 28 Maksimalproduksjon i region Nord. MP_DR, MP_AT og MP_AS er henholdsvis maksimal produksjon med dagens retningslinjer, maksimal produksjon med akseptable tap og maksimal produksjon med akseptabel spenning

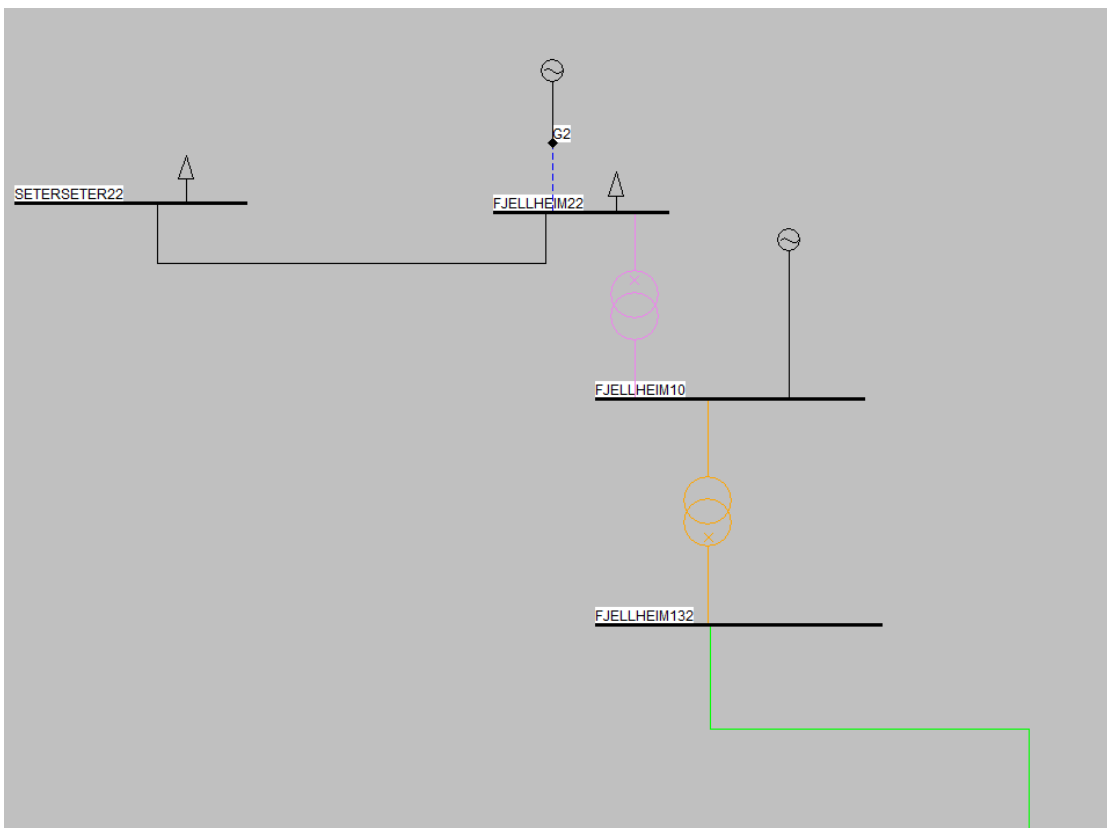
For region Nord er det med en induktiv effektfaktor på 0.95 mulig for generatoren å levere 50 % av maksimal aktiv effekt i $8670 - 1244 = 7516$ timer i året, noe som tilsvarer 86 % av året. Hvis effektfaktoren er kapasitiv og har verdien 0.9 eller 0.86 vil det være mulig å levere 60 % av maksimal aktiv effekt i $8670 - 901 = 7859$ timer i året, som tilsvarer 90 % av året. Dette er en høy effektproduksjon i store deler av året i forhold til case 1 for samme region. De resterende 10 % av året får produsenten produsere 60 % av den maksimale effektproduksjonen småkraftverket er i stand til å produsere. Med så mye produksjon i så stor del av året, vil det kunne være muligheter for å introdusere småkraftgeneratoren i nettet. Den røde streken viser tilfellet med 5.6 MW produksjon, noe som tilsvarer 70 % av maksimal aktiv effektproduksjon. Produsenten kunne ha produsert i $8760 - 600 = 8160$ timer, eller 93 %, av året.

6.2.4 Lokalisering av last

Det er to samleskinner småkraftverket kan kobles til: Seter seter22 og Fjellheim22. Spenninger, effekttap og belastninger sammenlignes med de samme verdiene i nettet når småkraftverket ikke er tilknyttet. I første omgang undersøkes lokalisering av last med antakelsen om at det er mulig å plassere og tilknytte småkraftverket ved hvilken som helst samleskinne langs distribusjonslinjen. Det er da en kabel på 0.3 km som knytter generatoren til de valgte samleskinnene i alle tilfeller. Nettstrukturene for disse tilfellene vises i Figur 29 og Figur 30.



Figur 29 Småkraftverket plassert ved og tilknyttet Seterset22 med kabel



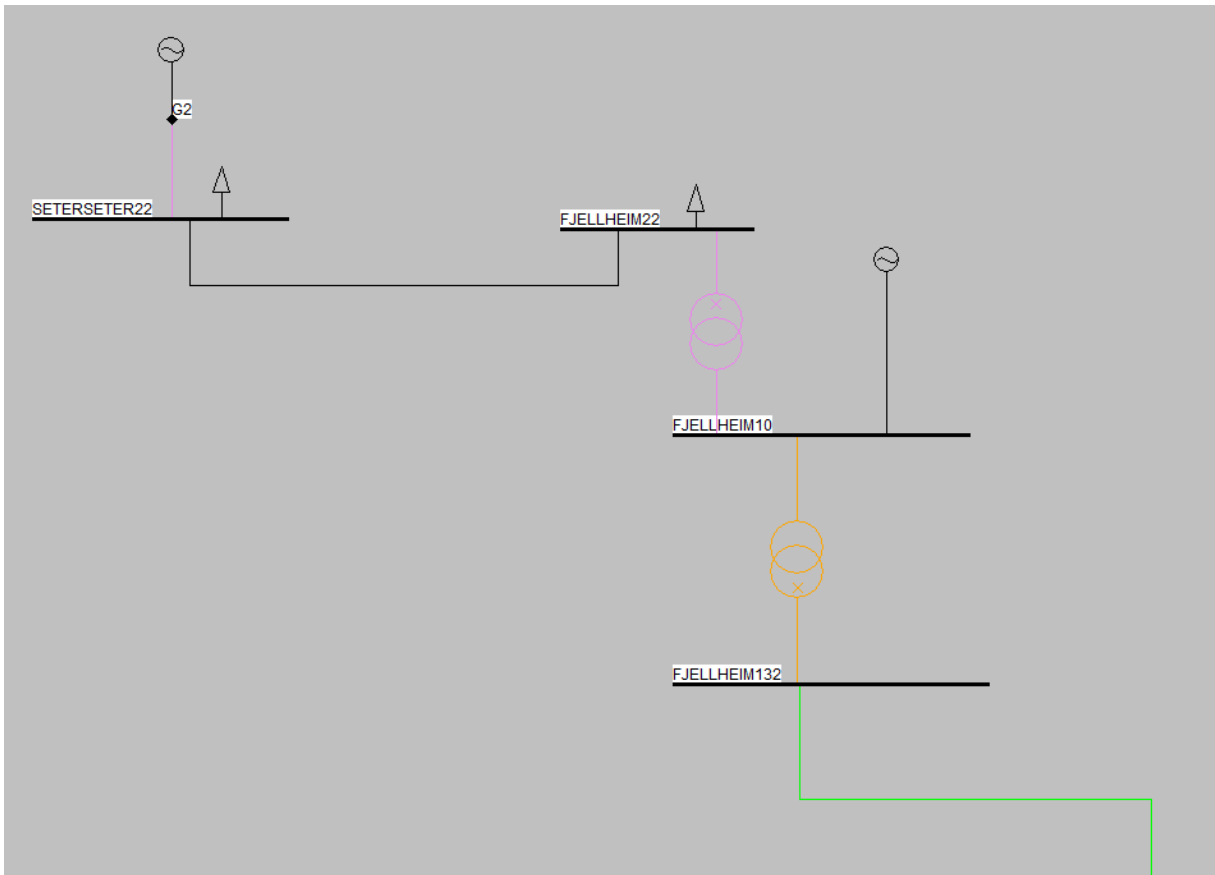
Figur 30 Småkraftverket lokalisert ved og tilknyttet Fjellheim22 med kabel

Resultatene for region Vest vises i Tabell 32. Belastningen på transformatoren som kobler det større kraftverket til regionalnettet vil være overbelastet ved begge plasseringene av småkraftverket.

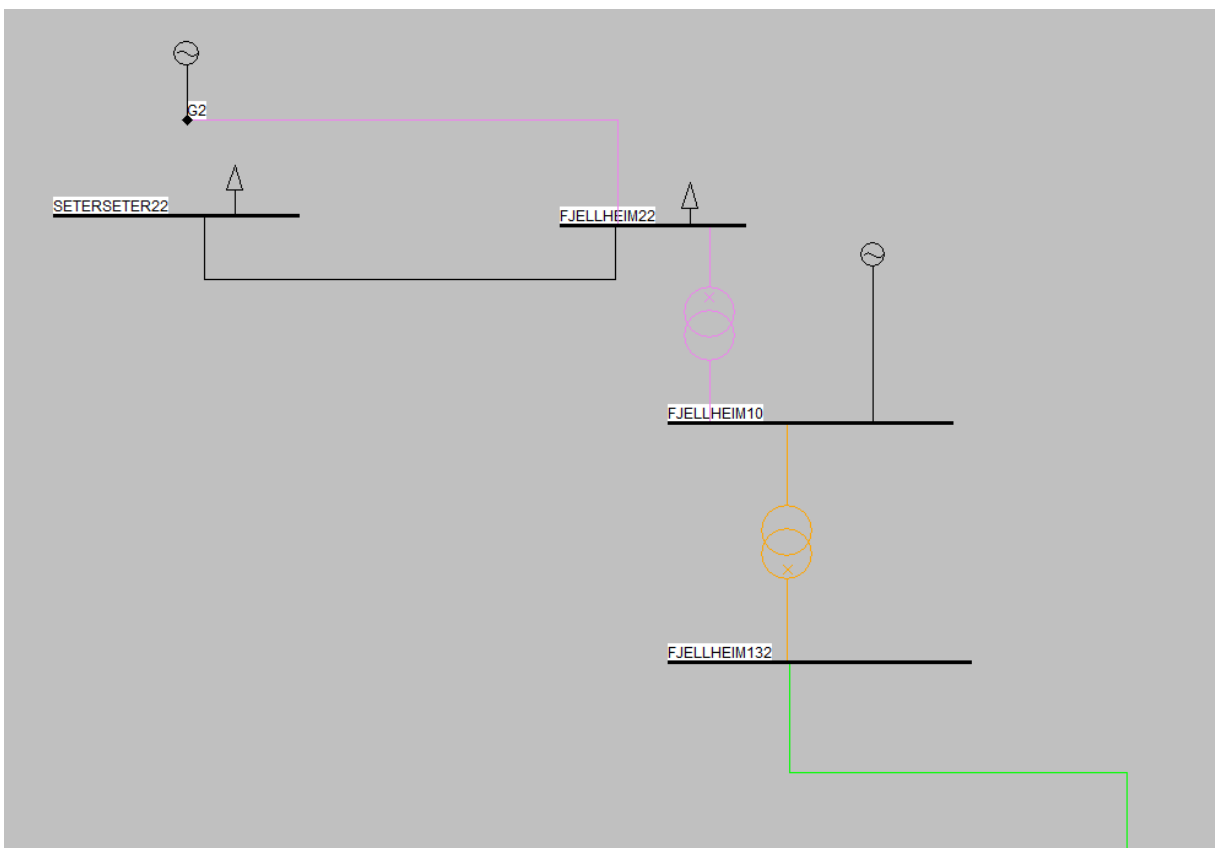
Tabell 32 Resultater fra lokalisering del 1 av småkraftverket i region Vest

Lokalisering	Knutepunkt	Spenning	Fra knutepunkt til knutepunkt	Effektflyt P	Effektflyt Q	Effekttap P	Effekttap Q	Belastning
Ingen	Seterseter22	22.175	Fjellheim132 - Svingbus132	134.743	-17.466	236.30	1054.73	59
	Fjellheim22	22.245	Fjellheim22 - Seterseter22	0.793	0.181	1.30	-16.95	2
	Fjellheim10	10.155	Fjellheim10 - Fjellheim132	136.033	-11.015	1290.07	6450.35	96
	Fjellheim132	133.453	Fjellheim22 - Fjellheim10	3.967	1.015	-8.13	-40.64	20
Seterseter22	G2	21.930	Fjellheim132 - Svingbus132	141.697	-20.697	262.70	1190.21	62
	Seterseter22	21.924	Fjellheim22 - Seterseter22	6.404	-2.555	-95.32	-381.76	18
	Fjellheim22	22.155	G2 - Seterseter22	7.200	-2.370	4.48	-13.49	43
	Fjellheim10	10.148	Fjellheim10 - Fjellheim132	143.131	-13.789	1434.20	7171.01	101
Fjellheim22	Fjellheim132	133.434	Fjellheim22 - Fjellheim10	3.143	-3.730	11.73	58.65	24
	G2	22.188	Fjellheim132 - Svingbus132	141.792	-20.558	262.81	1190.80	62
	Seterseter22	22.112	Fjellheim22 - Seterseter22	0.793	0.182	1.31	-16.79	2
	Fjellheim22	22.182	G2 - Fjellheim22	7.200	-2.370	4.37	-14.11	42
Fjellheim10	Fjellheim10	10.150	Fjellheim10 - Fjellheim132	143.226	-13.384	1434.83	7174.16	101
	Fjellheim132	133.437	Fjellheim22 - Fjellheim10	3.237	-3.331	10.61	53.05	23

Videre plasseres småkraftverket ved Seterseter22. Derfor må det legges en linje fra kraftverket til Fjellheim22 for å endre tilknytningen av småkraftverket. Linjen som legges vil være 12.696 km. Linjen som legges har i første omgang et tverrsnitt likt de andre linjene i nettet: FEAL 1x25. I praksis er det mulig at det vil søkes å sikre langsiktighet i nettplanleggingen, og dermed benytte luftlinjer med høyere tverrsnitt. Derfor undersøkes også bruk av FEAL 1x95. For tilknytning ved Seterseter22 undersøkes tilfellet ved tilknytning med luftlinjene FEAL 1x25 og FEAL 1x95. Nettstrukturene for disse tilfellene vises i Figur 31 og Figur 32.



Figur 31 Småkraftverket lokalisert ved og tilknyttet Seterseter22 med en luftlinje



Figur 32 Småkraftverket lokalisert ved Seterseter22, men tilknyttet Fjellheim22 med en luftlinje

Resultatene for kjøringen med luftlinjene FEAL 1x25 og FEAL 1x95 vises i henholdsvis Tabell 33 og Tabell 34. Det er igjen ingen av lokaliseringene i som har akseptable belastninger for transformatoren mellom Fjellheim12 og Fjellheim132. Det er tydelig at lokaliseringen av småkraftverket ikke har betydning for tilknytningsmuligheten i den studerte nettstrukturen. Den begrensende faktoren i nettet er selve tilknytningen til regionalnettet. Uavhengig av hvor småkraftverket er lokalisert, vil det bli tilført mer aktiv og reaktiv effekt enn det transformatoren klarer å håndtere.

Tabell 33 Resultater fra lokalisering del 2 av småkraftverket i region Vest. Luftlinje brukt er FEAL 1x25.

Lokalisering	Knutepunkt	Spenning	Fra knutepunkt til knutepunkt	Effektflyt P	Effektflyt Q	Effekttap P	Effekttap Q	Belastning
Seterseter22	G2	22.070	Fjellheim132 - Svingbus132	141.643	-20.977	262.51	1189.25	62
	Seterseter22	21.914	Fjellheim22 - Seterseter22	6.348	-2.582	-94.24	-377.17	18
	Fjellheim22	22.153	G2 - Seterseter22	7.200	-2.370	60.90	13.56	84
	Fjellheim10	10.148	Fjellheim10 - Fjellheim132	143.076	-13.811	1433.18	7165.91	101
	Fjellheim132	133.433	Fjellheim22 - Fjellheim10	3.088	-3.752	11.65	58.23	24
Fjellheim22	G2	27.243	Fjellheim132 - Svingbus132	140.141	-20.765	256.98	1160.87	62
	Seterseter22	22.068	Fjellheim22 - Seterseter22	0.793	0.182	1.31	-16.68	2
	Fjellheim22	22.137	G2 - Fjellheim22	7.200	-2.370	1689.59	365.13	68
	Fjellheim10	10.147	Fjellheim10 - Fjellheim132	141.544	-13.750	1402.99	7014.97	100
Fjellheim132	133.443	Fjellheim22 - Fjellheim10	1.552	-3.710	7.99	39.94	20	

Tabell 34 Resultater fra lokalisering del 2 av småkraftverket i region Vest. Luftlinje brukt er FEAL 1x95.

Lokalisering	Knutepunkt	Spenning	Fra knutepunkt til knutepunkt	Effektflyt P	Effektflyt Q	Effekttap P	Effekttap Q	Belastning
Seterseter22	G2	21.924	Fjellheim132 - Svingbus132	141.694	-20.987	262.70	1190.24	62
	Seterseter22	21.917	Fjellheim22 - Seterseter22	6.402	-2.580	-95.58	-382.88	18
	Fjellheim22	22.153	G2 - Seterseter22	7.200	-2.370	6.85	12.12	37
	Fjellheim10	10.148	Fjellheim10 - Fjellheim132	143.129	-13.816	1434.23	7171.16	101
	Fjellheim132	133.433	Fjellheim22 - Fjellheim10	3.140	-3.757	11.82	59.11	24
Fjellheim22	G2	22.392	Fjellheim132 - Svingbus132	141.521	-21.048	262.11	1187.20	62
	Seterseter22	22.076	Fjellheim22 - Seterseter22	0.793	0.182	1.31	-16.70	2
	Fjellheim22	22.146	G2 - Fjellheim22	7.200	-2.370	277.65	489.65	36
	Fjellheim10	10.147	Fjellheim10 - Fjellheim132	142.952	-13.893	1431.00	7155.01	101
Fjellheim132	133.433	Fjellheim22 - Fjellheim10	2.964	-3.835	11.59	57.95	24	

6.3 Case 3

Resultatene fra utføringen av punkt 1 oppsummeres i Tabell 35, og vises i sin helhet i Tabell 55 i vedlegg D.3.

Tabell 35 Resultater for case 3 – småkraftproduksjon tilknyttet via en sjøkabel.

Situasjon	Geografi	Problem
Tunglast uten generator innkoblet	Vest, Midt, Nord	Ingen problemer
Lettlast uten generator innkoblet	Vest, Midt, Nord	Ingen problemer
Lettlast med generator innkoblet	Vest, Midt, Nord	Spenningen over 10 % av nominell spenning

For å få spenningene innenfor 10 % av nominell spenning i alle knutepunkt, vil det altså si at generatoren G3 ikke kan produsere maksimal installert effekt, da spenningen på Østfoss22 ligger over marginen i dette tilfellet.

6.3.1 Nedjustering av aktiv effekt

I alle regioner er det mulig med 5.6 MW produksjon når både spenningen og belastningen holder seg innenfor de gitte grensene. Etter å ha kjørt nedjustering av aktiv effektproduksjon for region Vest, er det tydelig at det ikke er mulig å integrere mer enn 5.6 MW aktiv effektproduksjon i dette nettet med effektfaktor på 0.95 induktivt. For å redusere arbeidsmengden ble derfor forsøket først gjentatt for region Midt og region Nord for 70 % av generatorens maksimale produksjon av aktiv effekt. Da dette ikke medførte problemer i nettet ble forsøket gjentatt for 80 % av maksimalproduksjon. For region Midt og Nord viser

resultatene det samme som for region Nord. Det er mulig å integrere minst 5.6 MW, men ikke så mye som 6.4 MW. Ved alle tilfeller er effektfaktoren lik 0.95. Tabell 36, Tabell 37 og Tabell 38 viser resultatene for henholdsvis region Vest, region Midt og region Nord. Spenningene som overskrider 10 % avvik fra nominell spenning markert i rødt.

Tabell 36 Resultater fra nedjustering av produsert effekt fra G3 i region Vest

Prod % av max	Prod (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
80	6.4	Østfoss22	24.262	Fjosnes132 - Svingbus132	4.563	-2.335	0.33	-156.06	2
		Kabelnes22	22.605	Kabelnes22 - Fjosnes22	4.711	-2.505	139.34	-212.39	57
		Fjosnes22	22.177	Østfoss22 - Kabelnes22	6.400	-2.100	530.42	115.37	68
		Fjosnes132	133.369	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.572	-2.293	8.58	42.90	17
70	5.6	Østfoss22	24.015	Fjosnes132 - Svingbus132	3.917	-2.025	0.25	-156.51	2
		Kabelnes22	22.549	Kabelnes22 - Fjosnes22	4.027	-2.218	103.53	-225.22	49
		Fjosnes22	22.184	Østfoss22 - Kabelnes22	5.600	-1.840	414.58	88.87	60
		Fjosnes132	133.370	Fjosnes22 - Fjosnes132	3.924	-1.993	6.35	31.75	15

Tabell 37 Resultater fra nedjustering av produsert effekt fra G3 i region Midt

Prod % av max	Prod (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
80	6.4	Østfoss22	24.265	Fjosnes132 - Svingbus132	4.587	-2.330	0.33	-156.05	2
		Kabelnes22	22.609	Kabelnes22 - Fjosnes22	4.736	-2.499	140.31	-212.07	57
		Fjosnes22	22.178	Østfoss22 - Kabelnes22	6.400	-2.100	530.29	115.34	68
		Fjosnes132	133.369	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.595	-2.287	8.64	43.21	17
70	5.6	Østfoss22	24.018	Fjosnes132 - Svingbus132	3.941	-2.019	0.25	-156.50	2
		Kabelnes22	22.552	Kabelnes22 - Fjosnes22	4.052	-2.212	104.36	-224.95	49
		Fjosnes22	22.184	Østfoss22 - Kabelnes22	5.600	-1.840	414.47	88.84	60
		Fjosnes132	133.371	Fjosnes22 - Fjosnes132	3.947	-1.987	6.40	32.01	15

Tabell 38 Resultater fra nedjustering av produsert effekt fra G3 i region Nord

Prod % av max	Prod (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
80	6.4	Østfoss22	24.531	Fjosnes132 - Svingbus132	5.123	-2.405	0.41	-155.68	2
		Kabelnes22	22.670	Kabelnes22 - Fjosnes22	5.302	-2.555	169.20	-201.98	62
		Fjosnes22	22.179	Østfoss22 - Kabelnes22	7.200	-2.100	643.32	141.19	75
		Fjosnes132	133.369	Fjosnes22 - Fjosnes132	5.133	-2.353	10.46	52.29	19
70	5.6	Østfoss22	24.003	Fjosnes132 - Svingbus132	3.824	-2.047	0.24	-156.55	2
		Kabelnes22	22.535	Kabelnes22 - Fjosnes22	3.931	-2.243	100.29	-226.26	48
		Fjosnes22	22.182	Østfoss22 - Kabelnes22	5.600	-1.840	415.02	88.97	60
		Fjosnes132	133.370	Fjosnes22 - Fjosnes132	3.830	-2.016	6.14	30.72	14

6.3.2 Justering av effektfaktor

Videre ble det undersøkt om det er mulig å få høyere tillatt effektproduksjon i nettet ved å justere på generatorens effektfaktor. I første omgang ble det undersøkt hvordan de kapasitive grenseverdiene oppgitt i FIKS ($\cos\varphi = 0.86$) og ”Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet” ($\cos\varphi = 0.9$) ville påvirke nettet. Resultatene vises i Tabell 39, Tabell 40 og Tabell 41. Med en induktiv effektfaktor på 0.95 var spenningen ved Østfoss22 på 24.262, 24.265 og 24.531 for henholdsvis region Vest, region Midt og region Nord. Tabellene nedenfor viser at spenningen ved Østfoss22 blir høyere ved akke kapasitive effektfaktorer. Dermed er det ikke en løsning å la småkraftgeneratoren produsere reaktiv effekt heller enn å konsumere den.

Tabell 39 Resultater fra justering av effektfaktor på G3 i region Vest

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVAr)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVAr)	Belastning (%)
0.90 kapasitivt	80	6.4	Østfoss22	24.915	Fjosnes132 - Svingbus132	4.124	2.766	0.32	-156.17	2
			Kabelnes22	22.954	Kabelnes22 - Fjosnes22	4.256	2.582	123.99	-224.56	54
			Fjosnes22	22.366	Østfoss22 - Kabelnes22	6.400	3.100	561.06	112.12	70
			Fjosnes132	133.413	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.132	2.807	8.05	40.24	16
0.86 kapasitivt	80	6.4	Østfoss22	24.960	Fjosnes132 - Svingbus132	4.087	3.144	0.35	-156.04	2
			Kabelnes22	22.980	Kabelnes22 - Fjosnes22	4.230	2.966	133.47	-221.49	56
			Fjosnes22	22.380	Østfoss22 - Kabelnes22	6.400	3.490	587.47	128.17	72
			Fjosnes132	133.416	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.096	3.188	8.68	43.39	17

Tabell 40 Resultater fra justering av effektfaktor på G3 i region Midt

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVAr)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVAr)	Belastning (%)
0.90 kapasitivt	80	6.4	Østfoss22	24.971	Fjosnes132 - Svingbus132	4.552	2.865	0.38	-155.89	2
			Kabelnes22	23.015	Kabelnes22 - Fjosnes22	4.707	2.695	145.94	-217.14	58
			Fjosnes22	22.373	Østfoss22 - Kabelnes22	6.400	3.100	558.54	121.51	70
			Fjosnes132	133.414	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.562	2.912	9.44	47.20	18
0.86 kapasitivt	80	6.4	Østfoss22	25.016	Fjosnes132 - Svingbus132	4.515	3.243	0.40	-155.76	2
			Kabelnes22	23.041	Kabelnes22 - Fjosnes22	4.681	3.079	155.64	-213.99	60
			Fjosnes22	22.387	Østfoss22 - Kabelnes22	6.400	3.490	584.84	127.53	72
			Fjosnes132	133.418	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.526	3.293	10.08	50.42	18

Tabell 41 Resultater fra justering av effektfaktor på G3 i region Nord

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVAr)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVAr)	Belastning (%)
0.90 kapasitivt	80	6.4	Østfoss22	24.956	Fjosnes132 - Svingbus132	4.438	2.839	0.36	-155.96	2
			Kabelnes22	22.999	Kabelnes22 - Fjosnes22	4.586	2.665	139.87	-219.20	57
			Fjosnes22	22.371	Østfoss22 - Kabelnes22	6.400	3.100	559.21	121.68	70
			Fjosnes132	133.414	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.447	2.884	9.05	45.27	17
0.86 kapasitivt	80	6.4	Østfoss22	25.001	Fjosnes132 - Svingbus132	4.401	3.216	0.39	-155.83	2
			Kabelnes22	23.052	Kabelnes22 - Fjosnes22	4.560	3.049	149.51	-216.07	59
			Fjosnes22	22.385	Østfoss22 - Kabelnes22	6.400	3.490	585.54	127.70	72
			Fjosnes132	133.417	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.411	3.265	9.69	48.47	18

På bakgrunn av resultatene for kapasitiv effektfaktor, ble det undersøkt hvordan nettet påvirkes av en nedjustering av den induktive effektfaktoren, utover det retningslinjene i FIKS og ”Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet” tillater. I Tabell 42, Tabell 43 og Tabell 44 viser resultatene at det er mulig å oppnå en aktiv effektproduksjon på 6.4 MW i region Vest med en induktiv effektfaktor på 0.9. Videre viser tabellene under at det er mulig å integrere 7 MW aktiv effekt i region Vest med en induktiv effektfaktor på 0.88. I region Midt og region Nord er det mulig å integrere 6.9 MW aktiv effektproduksjon med samme effektfaktor. Dette er de høyeste aktive effektproduksjonene som er mulig for de tre regionene i case 3 uten å overskride 24.2 kV på noen knutepunkt.

Tabell 42 Resultater for nedjustering av induktiv effektfaktor i region Vest

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVAr)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVAr)	Belastning (%)
0.9 induktivt	80	6.4	Østfoss22	24.045	Fjosnes132 - Svingbus132	4.054	-3.469	0.36	-155.91	2
			Kabelnes22	22.454	Kabelnes22 - Fjosnes22	4.215	-3.268	152.22	-205.21	60
			Fjosnes22	22.131	Østfoss22 - Kabelnes22	6.400	-3.100	601.88	131.87	73
			Fjosnes132	133.358	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.063	-3.422	9.30	46.48	18
0.90 induktivt	90	7.2	Østfoss22	24.264	Fjosnes132 - Svingbus132	4.659	-3.923	0.47	-155.35	3
			Kabelnes22	22.495	Kabelnes22 - Fjosnes22	4.869	-4.051	197.56	-188.56	68
			Fjosnes22	22.118	Østfoss22 - Kabelnes22	7.200	-3.490	748.30	165.41	81
			Fjosnes132	133.355	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.671	-3.863	12.12	60.58	20
1	90	7.2	Østfoss22	24.797	Fjosnes132 - Svingbus132	4.903	-0.371	0.31	-156.20	2
			Kabelnes22	22.803	Kabelnes22 - Fjosnes22	5.037	-0.522	125.63	-220.81	53
			Fjosnes22	22.255	Østfoss22 - Kabelnes22	7.200	0.000	580.36	126.63	71
			Fjosnes132	133.387	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.911	-0.302	7.89	39.43	16
0.9 induktivt	87.5	7	Østfoss22	24.210	Fjosnes132 - Svingbus132	4.510	-3.806	0.44	-155.50	3
			Kabelnes22	22.486	Kabelnes22 - Fjosnes22	4.797	-3.942	185.64	-192.95	66
			Fjosnes22	22.121	Østfoss22 - Kabelnes22	7.000	-3.390	710.20	156.68	79
			Fjosnes132	133.356	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.521	-3.749	11.37	56.87	19
0.88 induktivt	87.5	7	Østfoss22	24.144	Fjosnes132 - Svingbus132	4.457	-4.216	0.47	-155.31	3
			Kabelnes22	22.448	Kabelnes22 - Fjosnes22	4.670	-4.341	200.75	-186.65	68
			Fjosnes22	22.106	Østfoss22 - Kabelnes22	7.000	-3.780	747.09	165.18	81
			Fjosnes132	133.352	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.469	-4.154	12.29	61.46	20

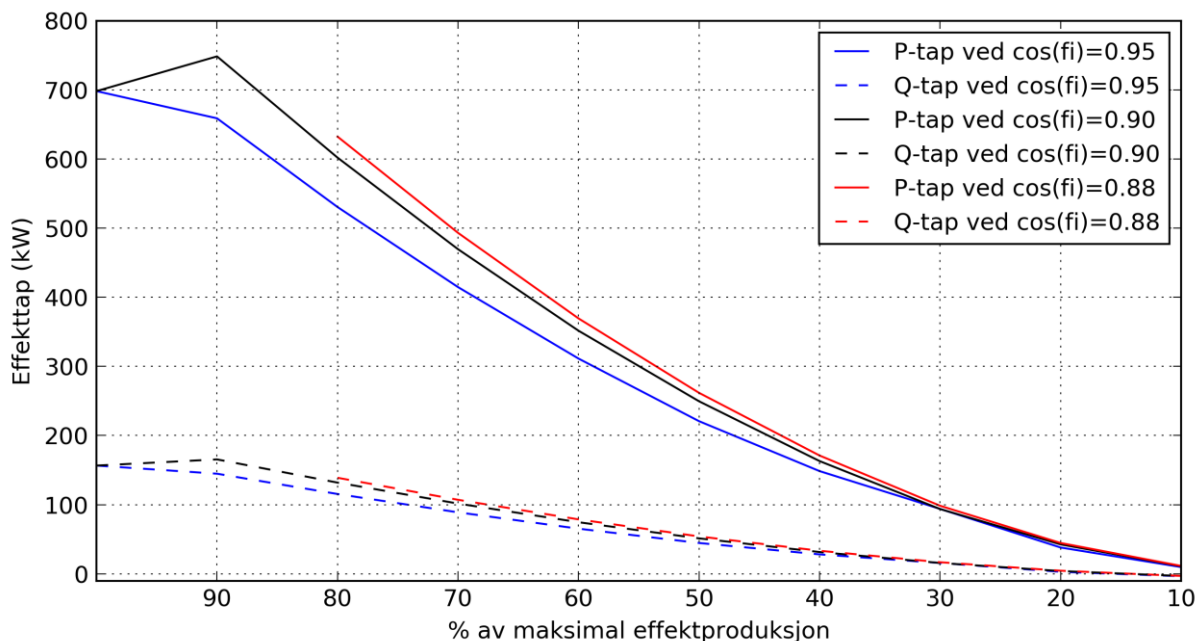
Tabell 43 Resultater for nedjustering av induktiv effektfaktor i region Midt

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
0.9 induktivt	80	6.4	Østfoss22	24.104	Fjosnes132 - Svingbus132	4.489	-3.366	0.40	-155.72	2
			Kabelnes22	22.517	Kabelnes22 - Fjosnes22	4.667	-3.515	167.70	-200.24	62
			Fjosnes22	22.138	Østfoss22 - Kabelnes22	6.400	-3.100	598.95	131.17	72
			Fjosnes132	133.360	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.499	-3.314	10.28	51.40	19
0.90 induktivt	90	7.2	Østfoss22	24.322	Fjosnes132 - Svingbus132	5.093	-3.821	0.51	-155.12	3
			Kabelnes22	22.558	Kabelnes22 - Fjosnes22	5.321	-3.938	215.25	-182.75	71
			Fjosnes22	22.125	Østfoss22 - Kabelnes22	7.200	-3.490	744.72	164.55	81
			Fjosnes132	133.357	Fjosnes22 - Fjosnes132	5.106	-3.755	13.24	66.20	21
0.9 induktivt	87.5	7	Østfoss22	24.268	Fjosnes132 - Svingbus132	4.944	-3.704	0.48	-155.28	3
			Kabelnes22	22.548	Kabelnes22 - Fjosnes22	5.159	-3.829	202.78	-187.34	69
			Fjosnes22	22.129	Østfoss22 - Kabelnes22	7.000	-3.390	706.79	155.86	79
			Fjosnes132	133.357	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.956	-3.642	12.46	62.32	20
0.88 induktivt	87.5	7	Østfoss22	24.203	Fjosnes132 - Svingbus132	4.892	-4.113	0.52	-155.10	3
			Kabelnes22	22.510	Kabelnes22 - Fjosnes22	5.123	-4.228	217.26	-181.28	71
			Fjosnes22	22.113	Østfoss22 - Kabelnes22	7.000	-3.780	743.48	164.31	81
			Fjosnes132	133.354	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.905	-4.047	13.34	66.71	21
0.88 induktivt	86	6.9	Østfoss22	24.177	Fjosnes132 - Svingbus132	4.819	-4.044	0.50	-155.18	3
			Kabelnes22	22.506	Kabelnes22 - Fjosnes22	5.043	-4.163	210.58	-183.77	70
			Fjosnes22	22.115	Østfoss22 - Kabelnes22	6.900	-3.720	723.36	159.70	80
			Fjosnes132	133.354	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.832	-3.979	12.93	64.63	21

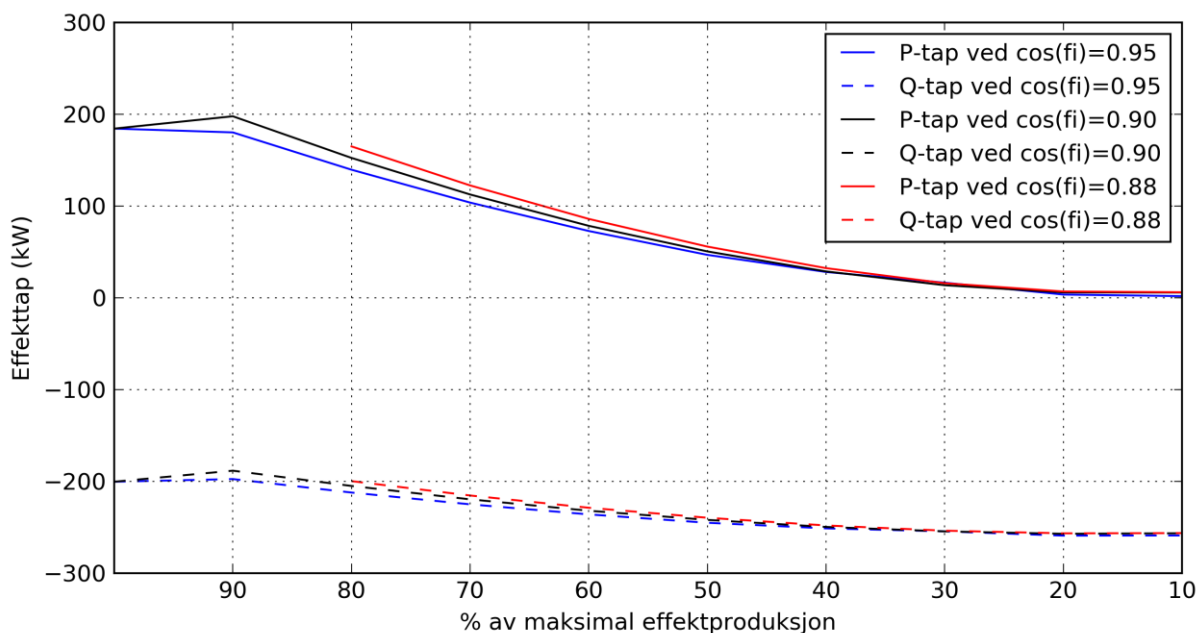
Tabell 44 Resultater for nedjustering av induktiv effektfaktor i region Nord

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
0.9 induktivt	80	6.4	Østfoss22	24.088	Fjosnes132 - Svingbus132	4.373	-3.393	0.39	-155.77	2
			Kabelnes22	22.500	Kabelnes22 - Fjosnes22	4.546	-3.545	163.35	-201.65	62
			Fjosnes22	22.136	Østfoss22 - Kabelnes22	6.400	-3.100	599.73	131.35	73
			Fjosnes132	133.359	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.383	-3.343	10.00	50.02	18
0.90 induktivt	90	7.2	Østfoss22	24.306	Fjosnes132 - Svingbus132	4.977	-3.849	0.50	-155.18	3
			Kabelnes22	22.541	Kabelnes22 - Fjosnes22	5.200	-3.968	210.31	-184.38	70
			Fjosnes22	22.123	Østfoss22 - Kabelnes22	7.200	-3.490	745.68	164.78	81
			Fjosnes132	133.356	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.990	-3.784	12.93	64.63	21
0.9 induktivt	87.5	7	Østfoss22	24.253	Fjosnes132 - Svingbus132	4.828	-3.732	0.47	-155.34	3
			Kabelnes22	22.531	Kabelnes22 - Fjosnes22	5.038	-3.860	197.99	-188.92	68
			Fjosnes22	22.127	Østfoss22 - Kabelnes22	7.000	-3.390	707.70	156.08	79
			Fjosnes132	133.357	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.840	-3.671	12.16	60.80	20
0.88 induktivt	87.5	7	Østfoss22	24.187	Fjosnes132 - Svingbus132	4.776	-4.141	0.50	-155.16	3
			Kabelnes22	22.493	Kabelnes22 - Fjosnes22	5.001	-4.258	212.63	-182.80	70
			Fjosnes22	22.111	Østfoss22 - Kabelnes22	7.000	-3.780	744.44	164.54	81
			Fjosnes132	133.353	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.789	-4.075	13.05	65.24	21
0.88 induktivt	86	6.9	Østfoss22	24.177	Fjosnes132 - Svingbus132	4.819	-4.044	0.50	-155.18	3
			Kabelnes22	22.506	Kabelnes22 - Fjosnes22	5.043	-4.163	210.58	-183.77	70
			Fjosnes22	22.115	Østfoss22 - Kabelnes22	6.900	-3.720	723.36	159.70	80
			Fjosnes132	133.354	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.832	-3.979	12.93	64.63	21

Effektfaktoren i alle regioner er på 0.88 for å kunne integrere 7, 6.9 og 6.9 MW aktiv produksjon i henholdsvis region Vest, region Midt og region Nord. Det er imidlertid noe høyere tap i nettet ved disse effektfaktorene, noe som gjør at det ikke vil være lønnsomt for produksjonseier å drifte anlegget. Tapene for region Vest vises i Figur 33 og Figur 34. Figurene viser at det ikke er store forskjeller i effekttap ved de forskjellige effektfaktorene. Denne masteroppgaven tar ikke for seg kostnader ved tap i nettet. Det vil være interessant å gjøre dette i videre forskning for å undersøke om en kapasitiv effektfaktor på 0.88 vil være praktisk og økonomisk mulig for denne nettstrukturen.



Figur 33 Utvikling av aktive og reaktive tap i linjen mellom Østfoss22 og Kabelnes22

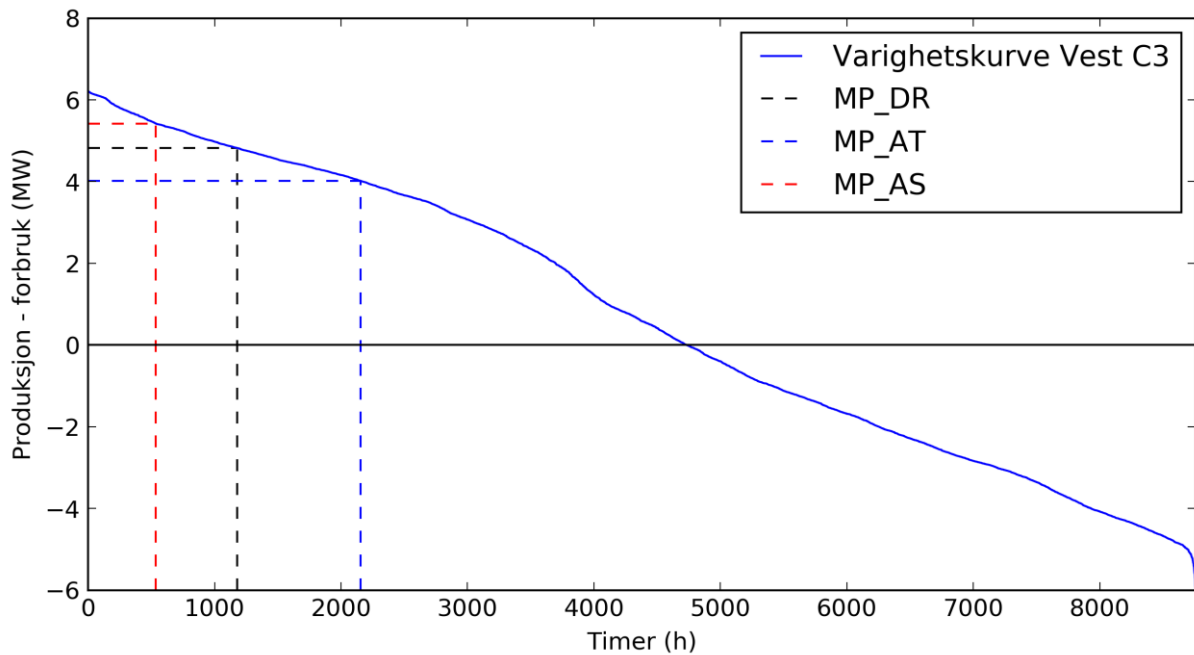


Figur 34 Utvikling av aktive og reaktive tap i sjøkabelen mellom Kabelnes22 og Fjosnes22

6.3.4 Muligheter for alternativ til nettutbygging

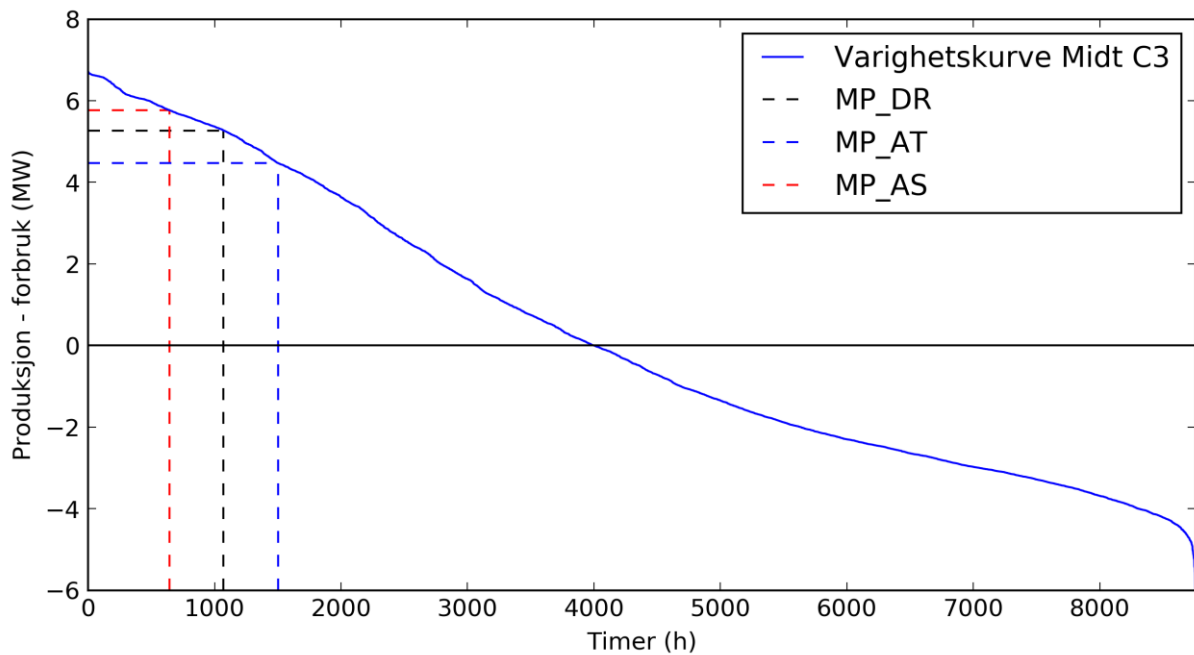
I Figur 35, Figur 36 og Figur 37 illustreres resultatene for henholdsvis region Vest, region Midt og region Nord. Figurene tydeliggjør hvor mange timer i året det er mulig med produksjon fra småkraftverket uten at det oppstår problemer med overspenninger i nettet. De svarte stiplede markeringene viser hvor mye aktiv effekt det er mulig å integrere med effektfaktorer som ligger innenfor retningslinjene til FIKS og "Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW til distribusjonsnettet". De blå stiplede markeringene viser hvor mye produksjon det er rimelig å integrere i nettet uten ekstreme aktive og reaktive tap. De røde stiplede markeringene viser hvor mye produksjon det er teoretisk mulig å integrere i nettet uten å forårsake for høye spenninger

i samtlige knutepunkt. I denne siste situasjonen vil imidlertid tapene i nettet være såpass høye at det ikke kommer til å lønne seg for produsent å knytte småkraftverket til nettet.



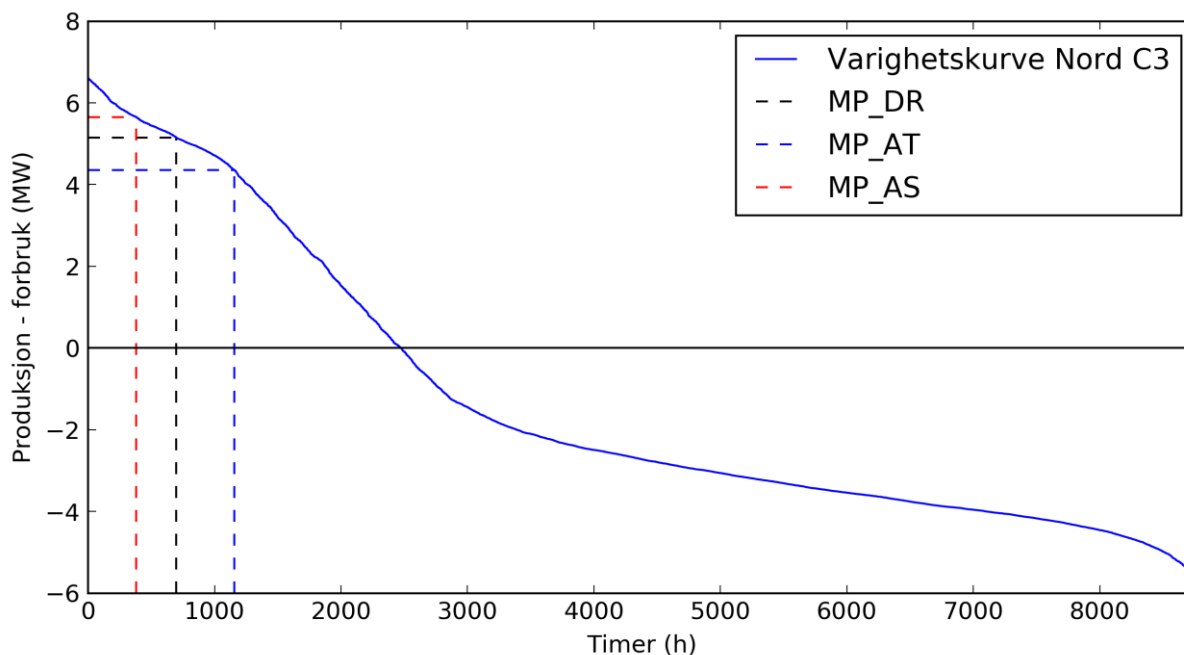
Figur 35 Maksimalproduksjon i region Vest. MP_DR, MP_AT og MP_AS er henholdsvis maksimal produksjon med dagens retningslinjer, maksimal produksjon med akseptable tap og maksimal produksjon med akseptabel spenning

For region Vest er det med effektfaktor 0.95 mulig for generatoren å levere 70 % av maksimal aktiv effekt i $8670 - 2153 = 6607$ timer i året, noe som tilsvarer 75 % av året. Hvis effektfaktoren er 0.9 induktivt vil det være mulig å levere 80 % av maksimal aktiv effekt i $8670 - 1179 = 7581$ timer i året, som tilsvarer 87 % av året. Dette er en høy effektproduksjon i store deler av året i forhold til case 1. De resterende 13 % av året får produsenten produsere 80 % av den maksimale effektproduksjonen småkraftverket er i stand til å produsere. Med så mye produksjon i så stor del av året, vil det kunne være muligheter for å introdusere småkraftgeneratoren i nettet. Den røde streken viser tilfellet med 7 MW produksjon, noe som tilsvarer 88 % av maksimal aktiv effektproduksjon. Produsenten kunne ha produsert i $8760 - 535 = 8225$ timer, eller 94 %, av året.



Figur 36 Maksimalproduksjon i region Midt. MP_DR, MP_AT og MP_AS er henholdsvis maksimal produksjon med dagens retningslinjer, maksimal produksjon med akseptable tap og maksimal produksjon med akseptabel spenning

For region Vest er det med effektfaktor 0.95 mulig for generatoren å levere 70 % av maksimal aktiv effekt i $8670 - 1503 = 7257$ timer i året, noe som tilsvarer 83 % av året. Hvis effektfaktoren er 0.9 induktivt vil det være mulig å levere 80 % av maksimal aktiv effekt i $8670 - 1070 = 7690$ timer i året, som tilsvarer 88 % av året. Dette er en høy effektproduksjon i store deler av året i forhold til case 1. De resterende 12 % av året får produsenten produsere 80 % av den maksimale effektproduksjonen småkraftverket er i stand til å produsere. Med så mye produksjon i så stor del av året, vil det kunne være muligheter for å introdusere småkraftgeneratoren i nettet. Den røde streken viser tilfellet med 6.9 MW produksjon, noe som tilsvarer 86 % av maksimal aktiv effektproduksjon. Produsenten kunne ha produsert i $8760 - 643 = 8117$ timer, eller 93 %, av året.

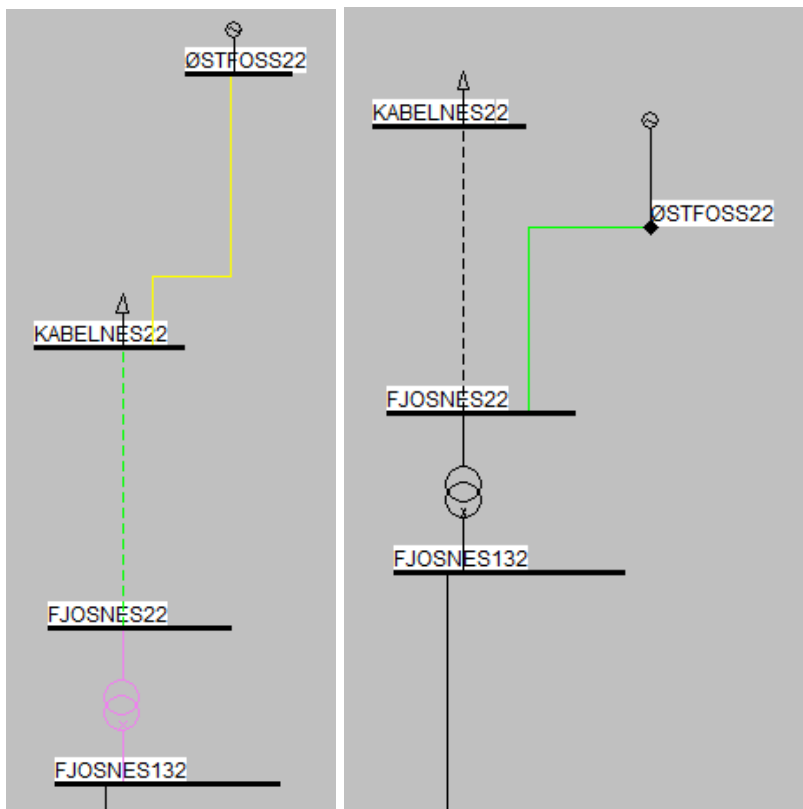


Figur 37 Maksimalproduksjon i region Nord. MP_DR, MP_AT og MP_AS er henholdsvis maksimal produksjon med dagens retningslinjer, maksimal produksjon med akseptable tap og maksimal produksjon med akseptabel spenning

For region Vest er det med effektfaktor 0.95 mulig for generatoren å levere 70 % av maksimal aktiv effekt i $8670 - 1157 = 7603$ timer i året, noe som tilsvarer 87 % av året. Hvis effektfaktoren er 0.9 induktivt vil det være mulig å levere 80 % av maksimal aktiv effekt i $8670 - 697 = 8063$ timer i året, som tilsvarer 92 % av året. Dette er en høy effektproduksjon i store deler av året i forhold til case 1. De resterende 8 % av året får produsenten produsere 80 % av den maksimale effektproduksjonen småkraftverket er i stand til å produsere. Med så mye produksjon i så stor del av året, vil det kunne være muligheter for å introdusere småkraftgeneratoren i nettet. Den røde streken viser tilfellet med 6.9 MW produksjon, noe som tilsvarer 86 % av maksimal aktiv effektproduksjon. Produsenten kunne ha produsert i $8760 - 380 = 8380$ timer, eller 96 %, av året.

6.3.3 Lokalisering av last

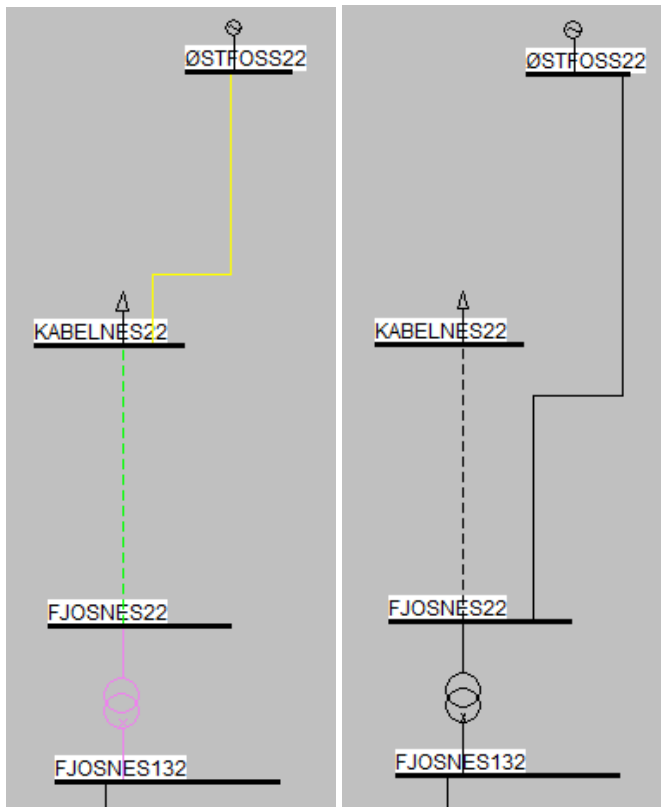
Det er to samleskinner småkraftverket kan kobles til: Kabelnes22 og Fjosnes22. Spenninger, effekttap og belastninger sammenlignes med de samme verdiene i nettet når småkraftverket ikke er tilknyttet. I første omgang undersøkes lokalisering av last med antakelsen om at det er mulig å plassere og tilknytte småkraftverket ved hvilken som helst samleskinne langs distribusjonslinjen. Det er da en luftlinje (FEAL 1x25) på 4 km som knytter generatoren til de valgte samleskinnene i begge tilfeller. Nettstrukturene for disse tilfellene vises i Figur 38.



Figur 38 Til venstre vises situasjonen hvor småkraftverket er lokalisert ved og tilknyttet Kabelnes22. Til høyre vises situasjonen hvor småkraftverket er lokalisert ved og tilknyttet Fjosnes22.

Resultatene for region Vest vises i Tabell 58 i vedlegg D.3. Effekttapene for disse situasjonene vises som blå graf i alle figurene for effekttap. Det er kun ved tilknytning av småkraftverket ytterst på radialen at småkraftverket skaper spenningsproblemer i nettet. Ved tilknytning av småkraftverket til de andre samleskinnene på distribusjonsradialen, vil spenningene holde seg innenfor $\pm 10\%$ av nominell spenning og belastningene holder seg under 100% .

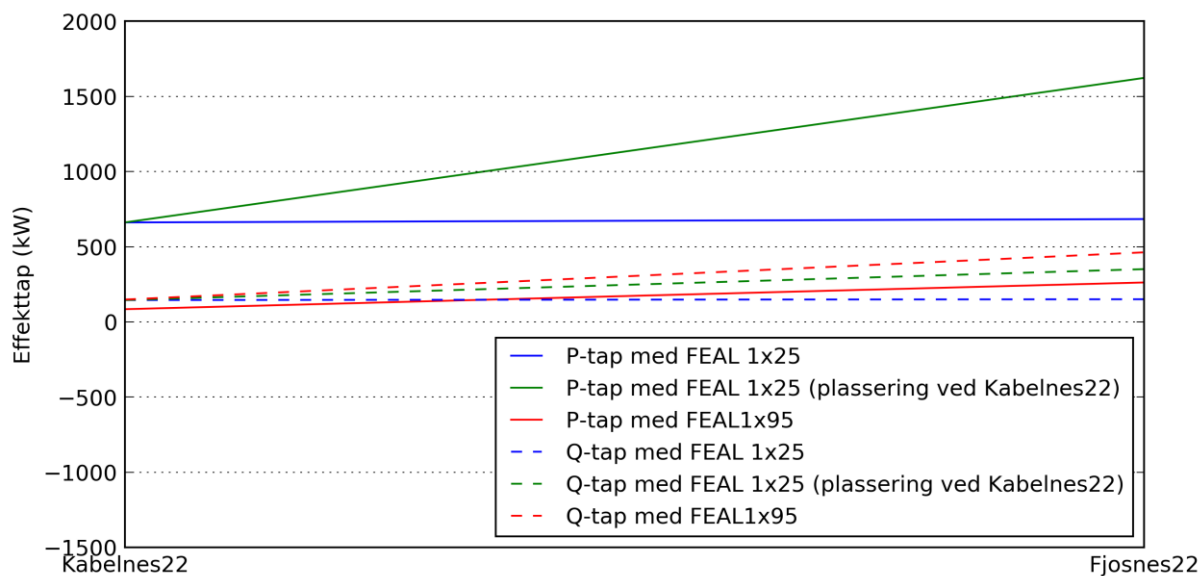
Videre plasseres småkraftverket ved Kabelnes22. Det legges en linje fra kraftverket til Fjosnes22 for å endre tilknytningen av småkraftverket. Linjen som legges vil være 12 km ved tilknytning ved Fjosnes22. Linjen som legges har i første omgang et tverrsnitt likt de andre linjene i nettet: FEAL 1x25. Effekttapene fra disse situasjonene vises som grønn graf i alle figurene for effekttap. Hvis småkraftverket skulle tilknyttes nettet med en luftlinje ville det imidlertid vært realistisk å anta at det ble valgt en luftlinje med høyere kapasitet. Dette vil bli noe dyrere, men er et mer langsiktig alternativ. Derfor ble forsøket gjentatt, men med luftlinjen FEAL 1x95 som har høyere tverrsnitt. Effekttapene for disse situasjonene vises som rød graf i figurene for effekttap. For tilknytning ved Fjosnes22 undersøkes tilknytning med luftlinjene FEAL 1x25 og FEAL 1x95. I dette tilfellet har luftlinjene en lengde på 0.3 km. Nettstrukturene for disse tilfellene vises i



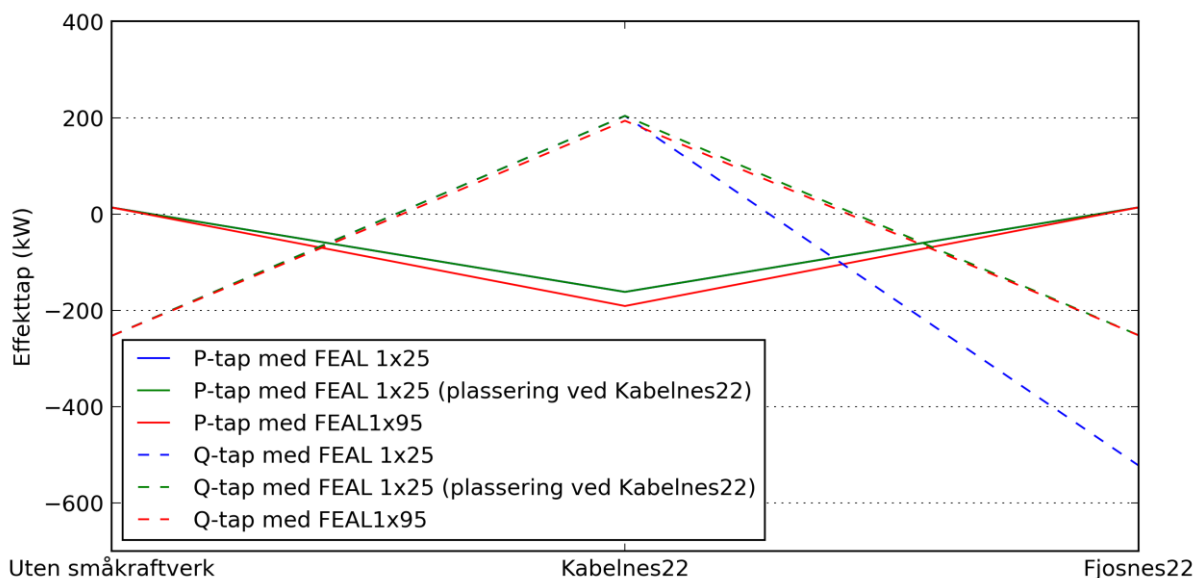
Figur 39 Til venstre vises situasjonen hvor småkraftverket er tilknyttet Kabelnes22. Til høyre vises situasjonen hvor småkraftverket er lokalisert ved Kabelnes22, men tilknyttet Fjosnes22.

Resultatene for kjøringen med luftlinjene FEAL 1x25 og FEAL 1x95 vises i henholdsvis Tabell 59 og Tabell 60 i vedlegg D.3. Effekttapene for disse situasjonene vises som grønn graf i alle figurene for effekttap. Det kun når småkraftverket er tilknyttet Kabelnes22 med luftlinjen FEAL 1x25 hvor spenningene blir for høye.

Tapene i ledningen som knytter småkraftverket til samleskinnene vises i Figur 40. Denne figuren viser at det er lavest tap ved å tilknytte småkraftverket med en luftlinje med høyt tverrsnitt, selv når linjen trekkes 12 km fra småkraftverket til Fjosnes22. Aktive effekttap vises som heltrukket linje og benevnes som P-tap. Reaktive effekttap vises som stiplet linje og benevnes som Q-tap. Figur 41 viser tapene i sjøkabelen Fjosnes22 – Kabelnes22. Figuren viser at de aktive tapene i sjøkabelen reduseres betydelig ved å plassere og/eller tilknytte kraftverket til Fjosnes22 som ligger nærmere regionalnettet.



Figur 40 Aktive tap (P-tap) og reaktive tap (Q-tap) i tilknytningsledningen



Figur 41 Aktive tap (P-tap) og reaktive tap (Q-tap) i sjøkabelen mellom Fjosnes22 og Kabelnes22

6.4 Oppsummering av analyse

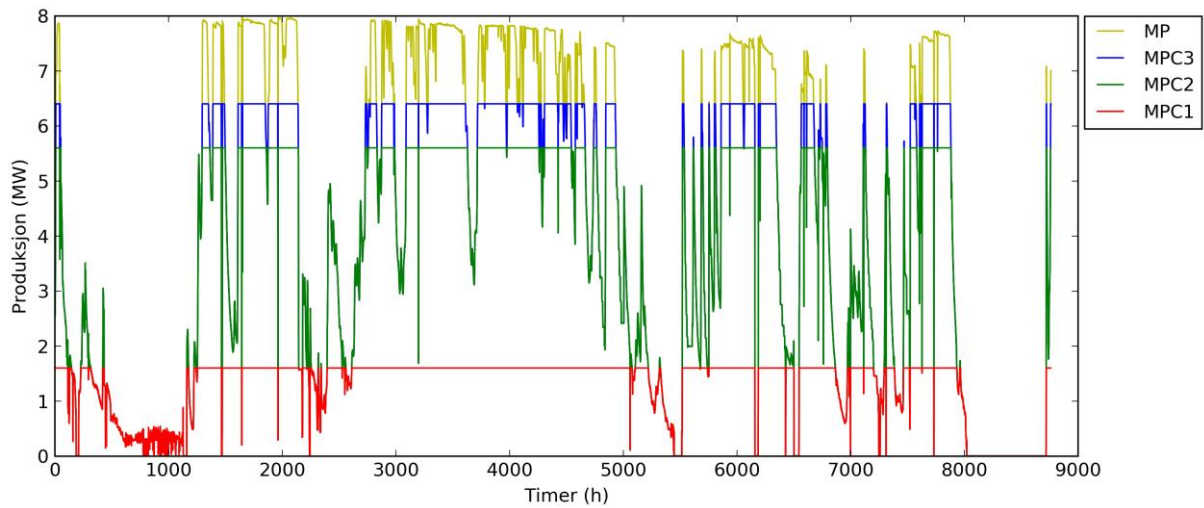
For case 1 er utfordringen ved å integrere småkraftverket for høye spenninger ved knutepunktene hvor småkraftverket er tilkoblet. Den høyest mulige aktive effektproduksjonen uten å skape for høye spenninger 4 MW, noe som tilsvarer 50 % av den maksimale aktive effektproduksjonen småkraftverket kan produsere. Dette tilfellet vil gi så store tap i nettet at det ikke vil være økonomisk lønnsomt for nettselskapet å integrere småkraftverket i nettet. Uten for høye tap er det mulig med 1.6 MW aktiv effektproduksjon i nettet, men dette vil igjen være for lite lønnsomt for at produksjonseier vil tjene på å drifte småkraftverket. Dermed vil det ikke være en løsning i case 1 å hverken redusere mengde aktiv effekt småkraftverket kan produsere eller å justere på effektfaktoren for å integrere mer aktiv effektproduksjon i nettet. Hvis det er mulig å plassere småkraftverket nærmere regionalnettransformatoren, er dette den mest optimale løsningen for case 1. Hvis dette ikke er mulig, kan det være et alternativ å knytte

småkraftverket til en samleskinne nærmere regionalnettransformatoren med en luftlinje med høyt tverrsnitt. Dette vil være dyrere og medføre noe tap i linjen som knytter småkraftverket til nettet. Det er likevel mulig at dette kan være et godt alternativ til oppgradering av hele den studerte distribusjonsradialen.

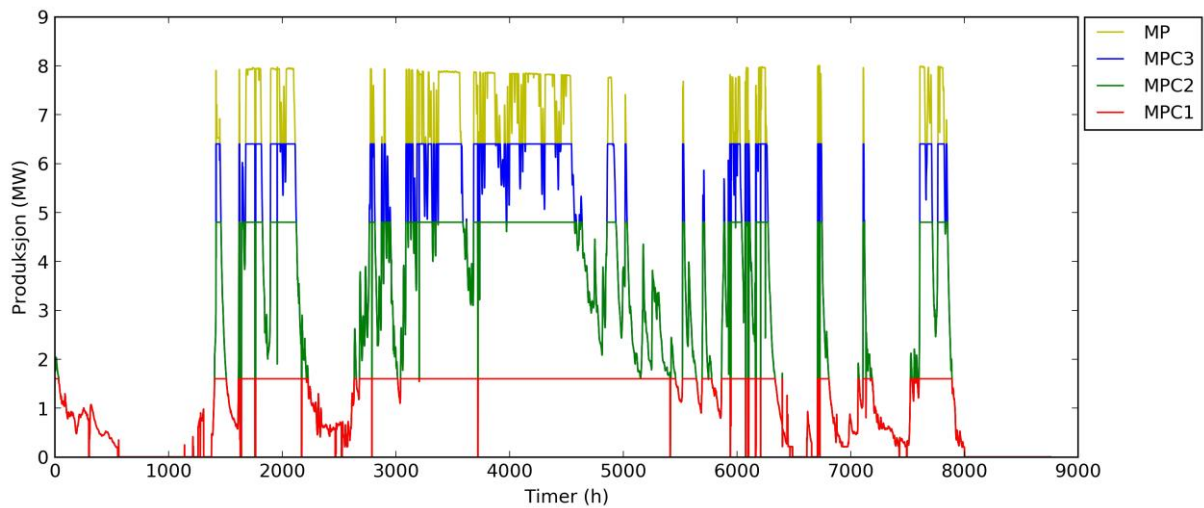
Utfordringen ved å integrere småkraftverket i case 2 er at det oppstår for høy belastning på transformatoren som knytter distribusjonslinjen til regionalnettet. Dette viser seg å være en utfordring som ikke kan løses ved å endre lokaliseringen til småkraftverket. Den høyest mulige aktive effektproduksjonen småkraftverket kan produsere uten å belaste denne transformatoren for mye er 6.3 MW, 5.3 MW og 5.6 MW i henholdsvis region Vest, region Midt og region Nord. Dette vil skape store tap i nettet og vil derfor ikke være økonomisk lønnsomt for nettselskapet å integrere. Ved en kapasitiv effektfaktor innenfor retningslinjene til FIKS og «Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonseenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet» vil det være mulig å integrere 5.6 MW i region Vest og 4.8 MW i region Midt og region Nord. Dette vil heller ikke skape for høye tap i nettet eller for høy belastning på transformator. I dette tilfellet vil det for region Vest, Region Midt og region Nord være henholdsvis 14 %, 13 % og 10 % av året småkraftverket ikke kan produsere maksimal aktiv effekt gitt tilsiget. Småkraftverket kan allikevel produsere 70 % av maksimal aktiv effekt i region Vest og 60 % av maksimal aktiv effekt i region Midt og region Nord. Det er en mulighet for at dette kan være akseptabelt økonomisk for eier av småkraftverket. Dermed er det en mulighet for at det er en løsning å justere på effektfaktoren i et nett som er modellert i case 2.

I case 3 er utfordringen ved tilknytning av småkraftverket for høye spenninger ved knutepunktet småkraftverket er tilknyttet. Den høyest mulige aktive effektproduksjonen uten å skape for høye spenninger 7 MW i region Vest og 6.9 MW i region Midt og region Nord. Dette tilfellet vil gi store tap i nettet og det kan hende at det ikke vil være økonomisk lønnsomt for nettselskapet å integrere småkraftverket i nettet. Uten for høye tap er det mulig med 6.4 MW aktiv effektproduksjon, 80 % av maksimal aktiv effektproduksjon for småkraftgeneratoren, med en induktiv effektfaktor på 0.9. I dette tilfellet vil det for region Vest, Region Midt og region Nord være henholdsvis 13 %, 12 % og 8 % av året småkraftverket ikke kan produsere maksimal aktiv effekt gitt tilsiget. Det er en mulighet for at dette kan være akseptabelt økonomisk for eier av småkraftverket. Resultater fra endring i lokalisering av småkraftverket, viser at spenningene blir akseptable ved enten å plassere småkraftverket nærmere regionalnettransformatoren eller å bruke en luftlinje med høyt tverrsnitt når småkraftverket skal tilkobles. Et alternativ til oppgradering av nettet i case 3 kan være å justere på effektfaktoren, plassere småkraftverket nærmere regionalnettransformatoren eller å knytte småkraftverket til nettet med en luftlinje med høyt tverrsnitt.

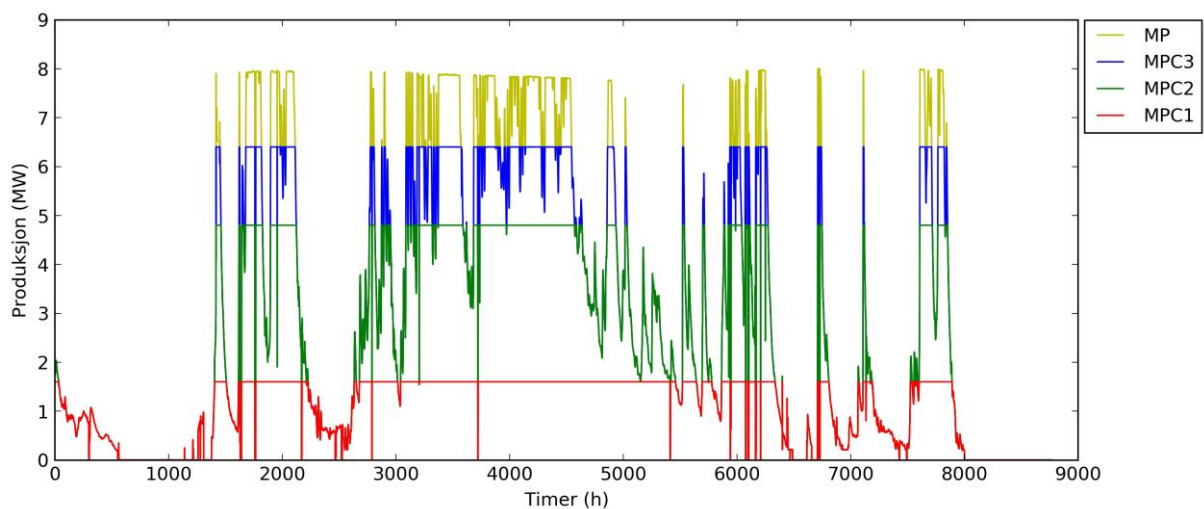
Figur 42, Figur 43 og Figur 44 viser hvordan produksjonsforløpet i henholdsvis region Vest, region Midt og region Nord for småkraftgeneratoren vil se ut over et år. Den gule kurven viser den teoretiske maksimale aktive effektproduksjonen, mens den røde, grønne og blå kurven viser maksimalt tillatt aktiv effektproduksjon for småkraftverket uten for store tap i nettet i henholdsvis case 1, case 2 og case 3. For alle regioner vil småkraftgeneratoren kunne produsere mest aktiv effekt i case 3 og minst aktiv effekt i case 1. Figurene viser at det er nødvendig at nettselskapene kan gjøre avtaler med produksjonseiere om hvor mye aktiv effekt produksjonseieren kan produsere. Dette betyr at endringer i dagens tilknytningsplikt er nødvendig for at de tre casene som er studert i denne masteroppgaven kan tilknyttes nettet.



Figur 42 Maksimal produksjon i region Vest for småkraftverket uten for store tap i nettet, hvor MP er maksimal produksjon og MPC3, MPC2 og MPC1 er maksimal produksjon tillatt i henholdsvis case 3, case 2 og case 1.



Figur 43 Maksimal produksjon i region Midt for småkraftverket uten for store tap i nettet, hvor MP er maksimal produksjon og MPC3, MPC2 og MPC1 er maksimal produksjon tillatt i henholdsvis case 3, case 2 og case 1.



Figur 44 Maksimal produksjon i region Nord for småkraftverket uten for store tap i nettet, hvor MP er maksimal produksjon og MPC3, MPC2 og MPC1 er maksimal produksjon tillatt i henholdsvis case 3, case 2 og case 1.

7 Konklusjon

Denne masteroppgaven har sett på muligheter for å tilknytte småkraft til distribusjonsnett uten å oppgradere det eksisterende høyspente distribusjonsnett. Oppgaven har gitt leseren en innføring i oppbyggingen av det norske kraftsystemet, distribuert kraftproduksjon med hovedvekt på småkraft, samt lover og forskrifter for tilknytning av småkraft. Videre har oppgaven har gitt et overblikk over litteratur innenfor temaer relatert til oppgavens analyse. Det som er nytt med denne masteroppgaven er datagrunnlaget og bruken av dette, modellen i NetBas, analysemetoden og tilknytningen av kun ett småkraftverk.

Analysen i denne masteroppgaven tar for seg tre generelle, fiktive nettstrukturer som reflekterer typiske utfordringer NVE ser i nettet ved behandling av konsesjonssøknader. Det er studert tiltak for tilknytning av et småkraftverk i de tre forskjellige nettstrukturene i tre forskjellige geografiske regioner i Norge. De studerte tiltakene er: regulering av aktiv effektproduksjon, effektfaktor og småkraftverkets plassering i nettet. Alle tiltak er studert ved lavlast.

Den aktive effektproduksjonen til småkraftverkets generator ble justert ned med intervaller på 10 prosentpoeng, med en effektfaktor på 0.95 induktivt. Dette ble gjort for å undersøke om endringer i dagens tilknytningsplikt kan muliggjøre mer kraftproduksjon i distribusjonsnett. Effektfaktorer innenfor dagens funksjonskrav og tekniske retningslinjer ble studert. Videre ble effektfaktoren nedjustert for å undersøke om endringer i funksjonskravene og de tekniske retningslinjene kan muliggjøre mer kraftproduksjon i distribusjonsnett uten å skape for store tap i nettet. Det ble også undersøkt om det er mulig å integrere den maksimale aktive effektproduksjonen fra småkraftverket ved å plassere og/eller tilknytte småkraftverket nærmere regionalnettet.

Resultatene er forskjellige for forskjellige nettutfordringer. Når utfordringen ved tilknytning av småkraftverket er for høye spenninger i nettet, kan dette løses til en viss grad ved nedjustering av induktiv effektfaktor, samt ved å plassere og tilknytte småkraftverket nærmere regionalnettet. Når utfordringen i nettet er for høy belastning på transformator vil disse tiltakene være en dårlig løsning. Bruk av kapasitiv effektfaktor være det eneste studerte tiltaket som vil muliggjøre mer aktiv effektproduksjon fra småkraftverket uten å påføre transformatoren for stor belastning.

Det eneste studerte tiltaket som muliggjør tilknytning av småkraftverkets maksimale effektproduksjon er å plassere småkraftverket nærmere regionalnettet. Dette vil kun gjelde for nett hvor utfordringen ligger i for høye spenninger. I mange tilfeller vil ikke dette tiltaket være mulig fordi småkraftverket kun kan plasseres ved et vassdrag med spesifikk geografisk lokalisering. I alle andre tilfeller vil en tilknytning av småkraftverket forutsette endringer i dagens tilknytningsplikt, funksjonskrav og tekniske retningslinjer for tilknytning av småkraftverk i det høyspente distribusjonsnett. Disse endringene vil medføre muligheter for avtaler om begrensninger i produksjon og tillate bruk av lavere effektfaktorer.

For videre arbeid kan det være aktuelt å utføre dynamiske analyser på modellen. Det kan også være interessant å sammenligne kostnader for tapt produksjon, effekttap og utbygging av nett. En annen interessant vinkling er å se på hvordan fremtidens klimaendringer vil påvirke muligheten for økt tilknytning av småkraftverk. NVE har analysert fremtidens klima som viser at tilsiget vil bli jevnere og vårflommen komme senere, noe som vil bedre mulighetene for tilknytning av småkraftverk.

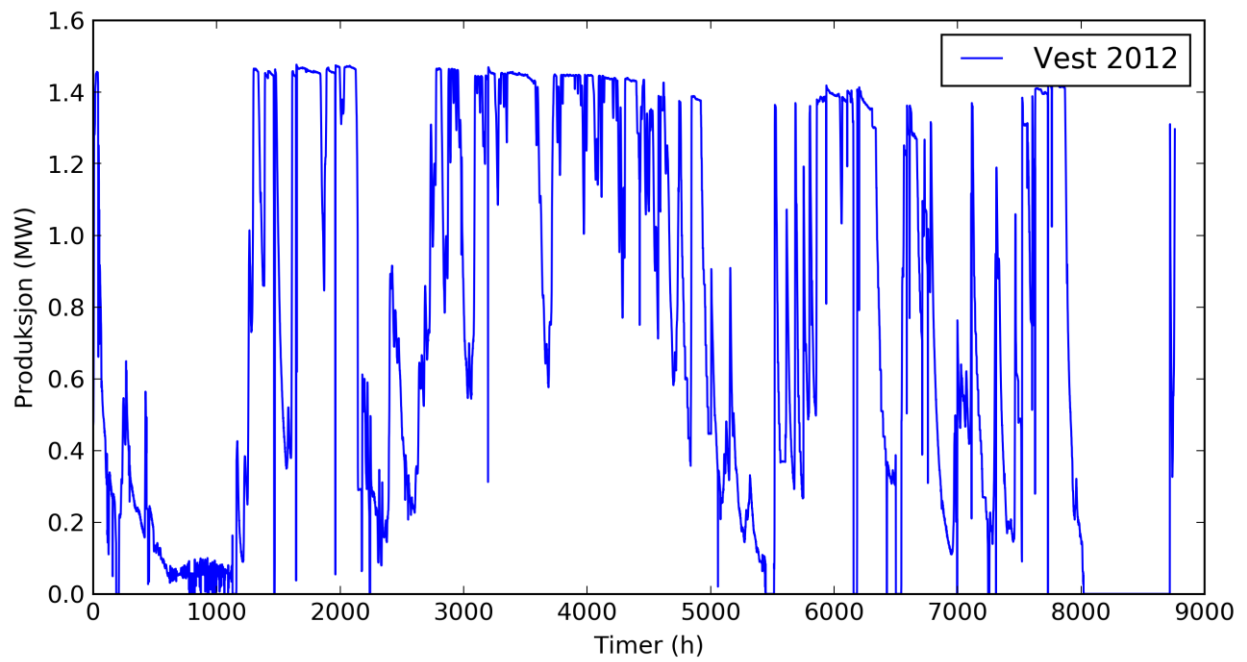
8 Referanser

- Anaya, K. & Pollitt, M. (2017). *Going smarter in the connection of distributed generation*. Tilgjengelig fra: http://ac.els-cdn.com/S0301421517300460/1-s2.0-S0301421517300460-main.pdf?_tid=ec5f82d2-f828-11e6-b3be-00000aab0f6c&acdnt=1487676713_3b5dc061e024dd9f8d752eabb333cff7 (lest 21.02.2017).
- Dondi, P., Bayoumi, D., Haenderli, C., Julian, D. & Sutter, M. (2002). Network integration of distributed power generation. *Journal of Power Sources*, 106 (1-2): 1-9.
- Elsertifikatloven. (2011). *Lov om elsertifikater*. Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2011-06-24-39> (lest 14.02.2017).
- Endegnanew, A. G. (2009). *Integration of distributed generation in the future distribution system: Optimal reactive power flow in a distribution network with several DG units and voltage problems due to limited distribution capacity*. Upublisert manuskript.
- Endegnanew, A. G. & Petterteig, A. (2010). *Joint action of DG units to reduce flow of reactive power in the distribution network*. CIGRE Session 43 : set of papers: CIGRE.
- Energiloven. (1990). *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. av 29. juni 1990 nr. 50* Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50> (lest 05.01.2017).
- EnergiNorge. (Udatert). *Nettstruktur og organisering*. Tilgjengelig fra: <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/kraftsystemet/nettstruktur-og-organisering/> (lest 17.01.2017).
- European Commission. (2017). *2020 climate & energy package*. Tilgjengelig fra: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en (lest 22.02.2017).
- Flataker, A., Helle, H. J. & Bakke, A. M. A. (2016). *Overvåking og automatisering av distribusjonsnett*. Upublisert manuskript.
- FOS. (2002). *Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet av 7. mai 2002 nr.448*. Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2002-05-07-448> (lest 16.02.2017).
- Grindheim, K. (2015). *Spenningsforhold og tiltak i distribusjonsnett med betydelig innslag av småskala distribuert produksjon og elektriske energilagre*. Master thesis: Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet.
- Holen, T. A. & Ulseth, R. (2007). *TET4155 Energisystemer*: Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet. Upublisert manuskript.
- IEA. (2002). *Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*. Tilgjengelig fra: <http://library.umac.mo/ebooks/b13623175.pdf> (lest 16.02.2017).
- International Energy Agency. (2011). *Technology Roadmap; Smart Grids*. Tilgjengelig fra: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf (lest 03.04.2017).
- International Energy Agency. (2014). *Renewable Energy Medium-Term Market Report*. Tilgjengelig fra: <https://www.iea.org/Textbase/npsum/MTrenew2014sum.pdf> (lest 30.03.2017).
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*: McGraw-Hill, Inc. .

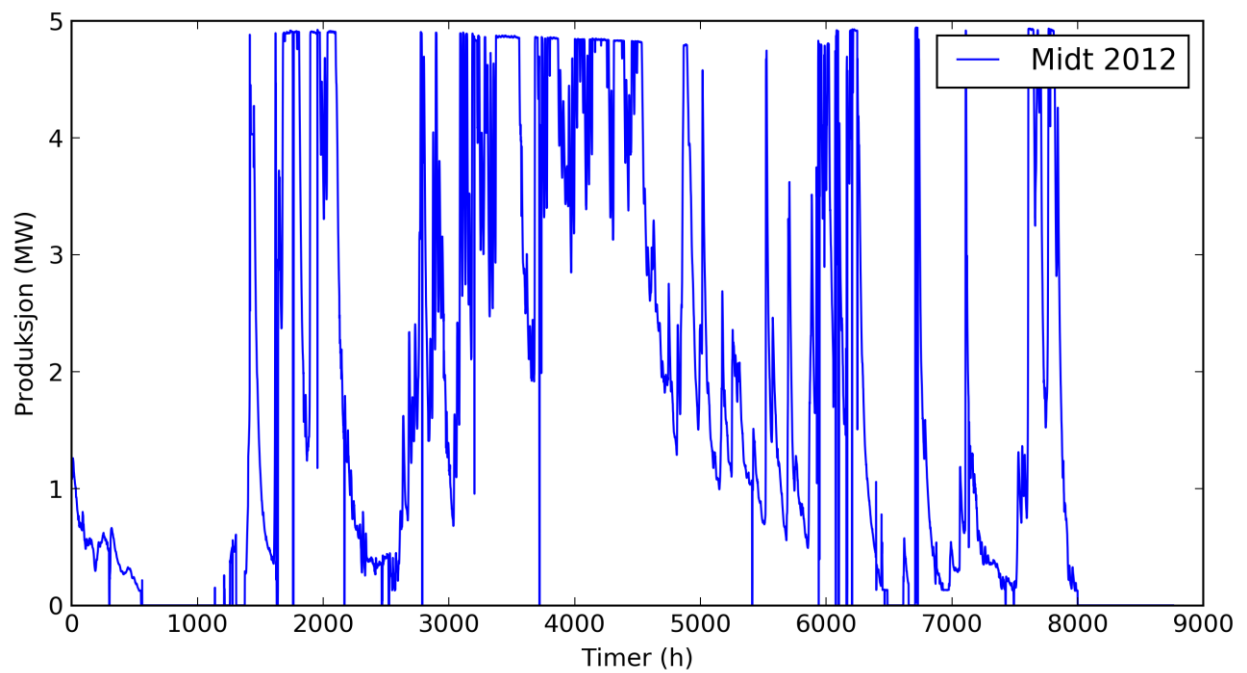
- Leveringskvalitetsforskriften. (2004). *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*. Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>.
- Lindberg, K. B., Doorman, G., Fischer, D., Korpås, M., Ånestad, A. & Sartori, I. (2016). Methodology for optimal energy system design of Zero Energy Buildings using mixed-integer linear programming. *Energy and Buildings*, 127: 194 - 205.
- Norad. (2016). *Bærekraftsmålene: Hovedmål og delmål*. Tilgjengelig fra: <https://www.norad.no/om-bistand/barekraftsmalene/barekraftsmalene-hovedmal-og-delmal/> (lest 14.02.2017).
- NVE. (2015). Tilknytningsplikt. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/nettjenester/nettilknytning/tilknytningsplikt/> (lest 16.02.2017).
- NVE. (2016). Tilknytning til Europa - kjøp og salg av kraft. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/engrosmarkedet/tilknytning-til-europa-kjop-og-salg-av-kraft/> (lest 17.01.2017).
- NVE. (2017). *Elsertifikater - behandlede anlegg*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/elsertifikater/elsertifikater-behandlede-anlegg/> (lest 22.02.2017).
- Olje- og energidepartementet. (2014). *Elsertifikatordningen*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/fornybar-energi/elsertifikater1/id517462/> (lest 14.04.2017).
- Olje- og energidepartementet. (2016). *Kraft til endring: Energipolitikken mot 2030*. Meld. St. 25. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/31249efa2ca6425cab08130b35ebb997/no/pdfs/stm201520160025000dddpdfs.pdf>.
- Pepermans, G., Dreisen, J., Haeselhonckx, D., Belmans, R. & D'haeseleer, W. (2005). Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy* 33: 787 - 798.
- Petterteig, A., Mogstad, O., Henriksen, T. & Håland, Ø. (2006). Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonseenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnett. *Distribusjonsnett 2020*: SINTEF Energiforskning AS. 58 s.
- Petterteig, A. (2011a). Oversikt over dokumentasjon og resultater i prosjektet Distribusjonsnett 2020. *Distribusjonsnett 2020*, 12x386. 30 s.
- Petterteig, A. (2011b). *Resultatrapport for prosjekt nr. 164596/S30*: SINTEF Energi AS. Upublisert manuskript.
- Regjeringen. (2014). *Klimaforliket*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/klima/innsiktsartikler-klima/klimaforliket/id2076645/> (lest 22.02.2017).
- SSB. (2016). *Elektrisitet, desember 2015*: SSB. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/maaned/2016-02-04> (lest 31.01.2017).
- Statnett. (2012). *Funksjonskrav i kraftsystemet*.
- U.S. Department of Energy. (2007). *The potential benefits of distributed generation and rate-related issues that may impede their expansion*. Energy, U. S. D. o.

Vedlegg A

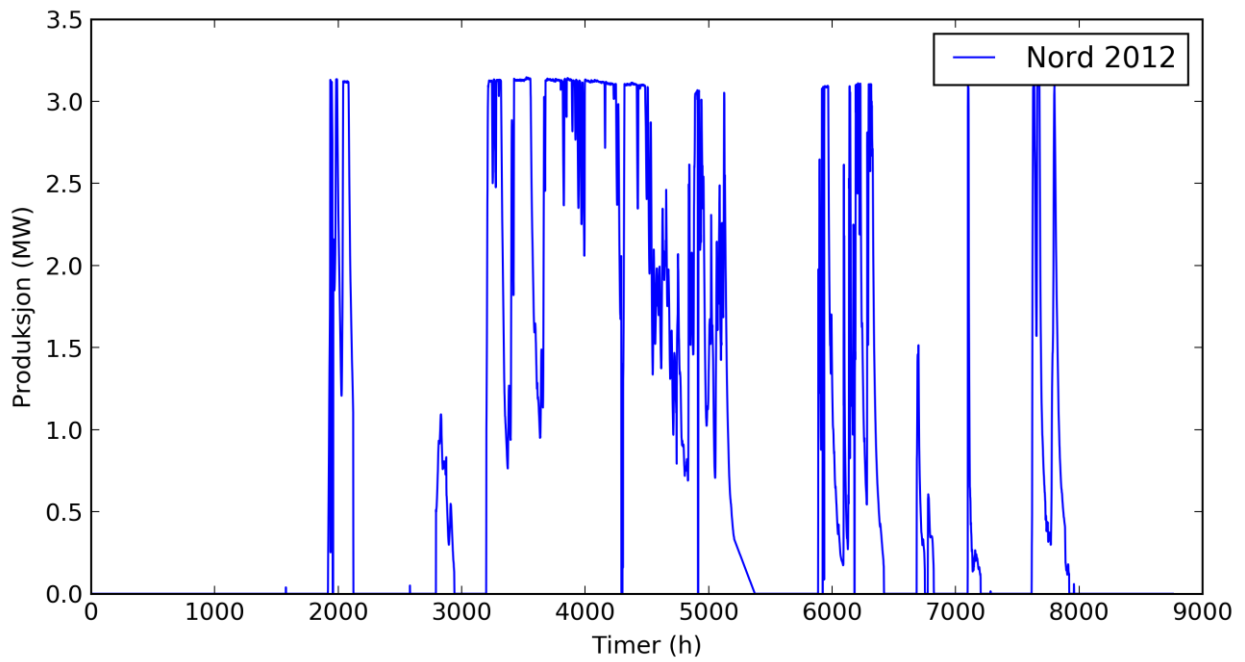
A.1 Produksjonskurver for 2012



Figur 45 Produksjonskurve for 2012 i region Vest

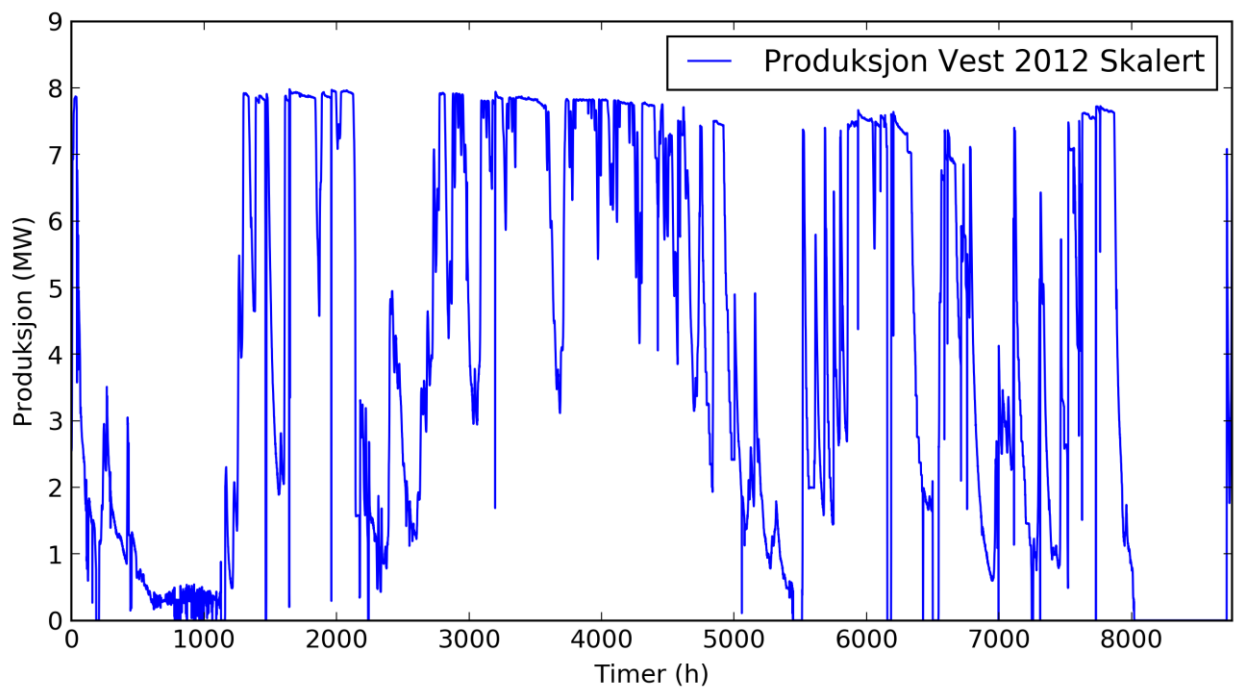


Figur 46 Produksjonskurve for 2012 i region Midt

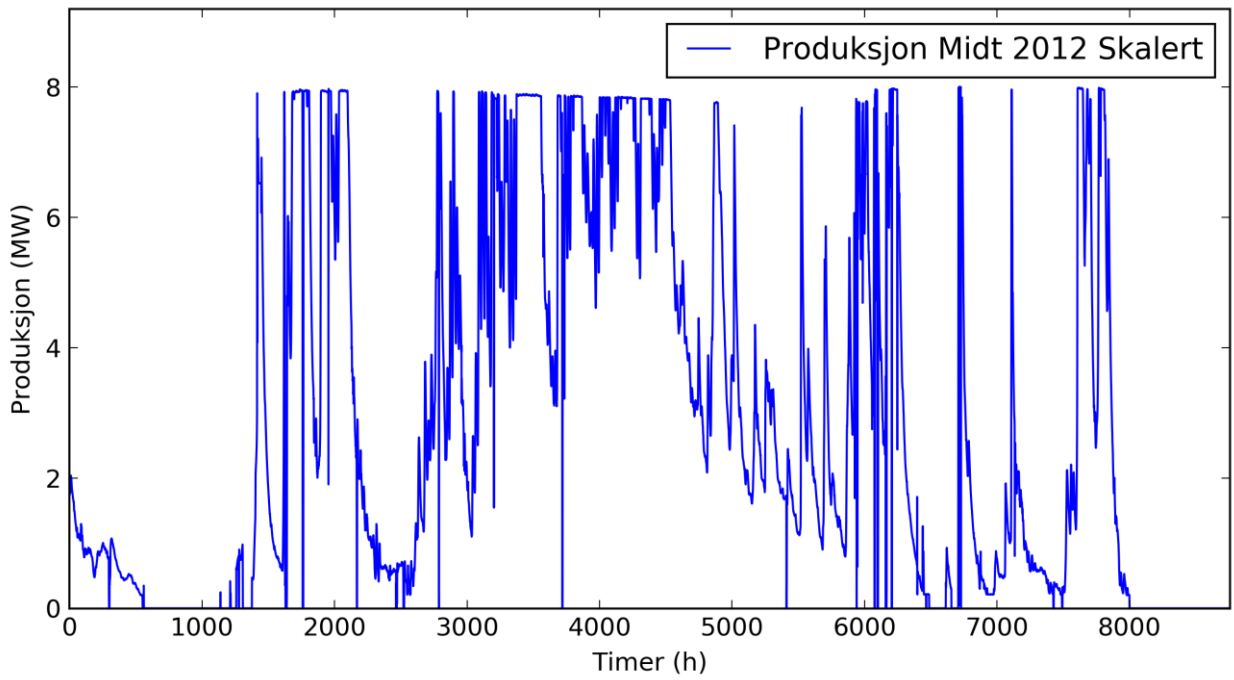


Figur 47 Produksjonskurve for 2012 i region Nord

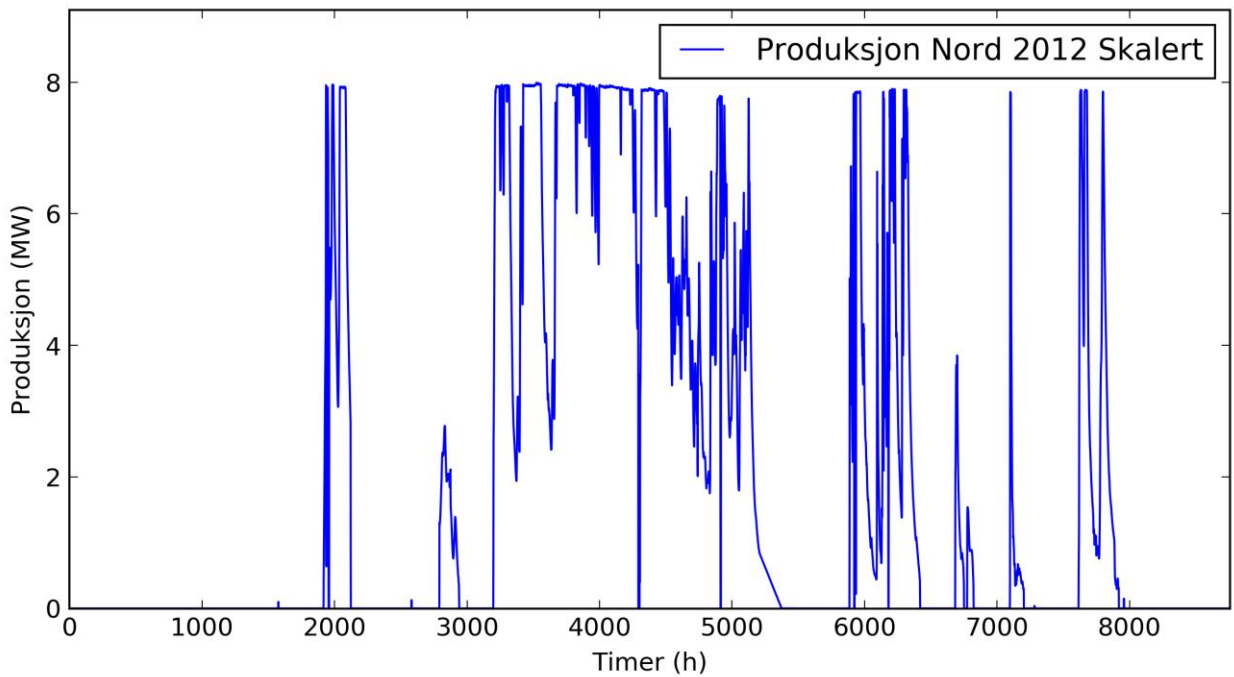
A.2 Skalerte produksjonskurver for 2012



Figur 48 Skalert produksjonskurve for 2012 i region Vest

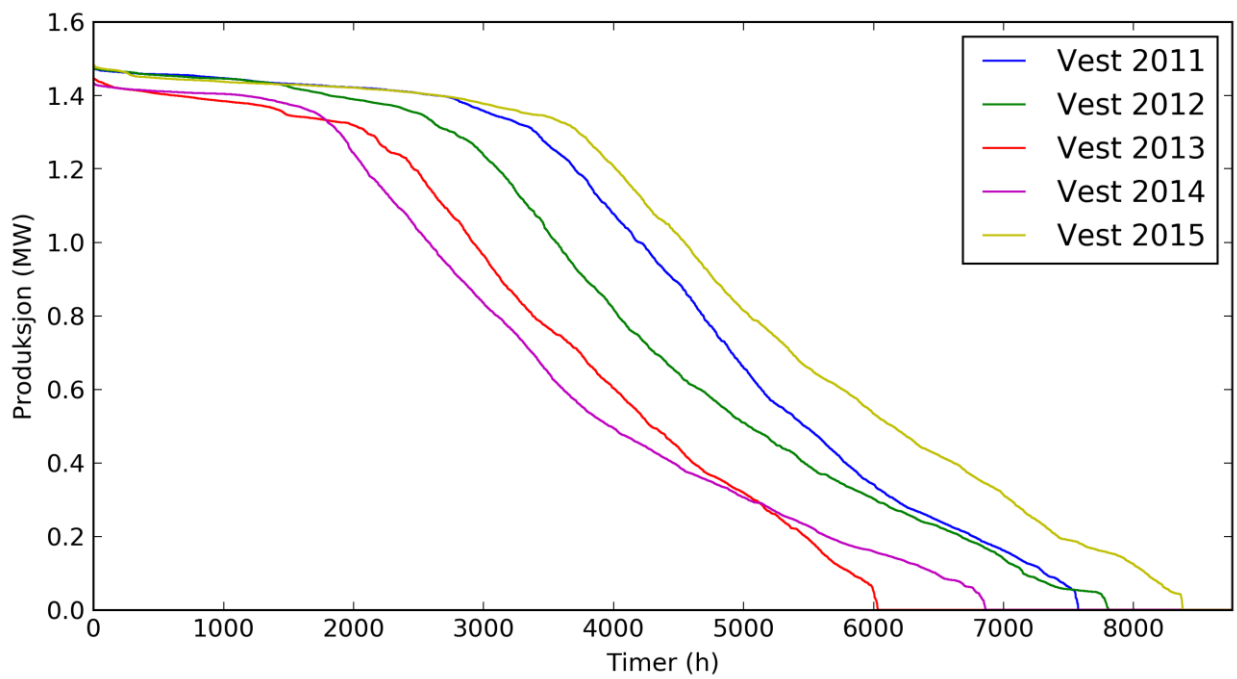


Figur 49 Skalert produksjonskurve for 2012 i region Midt

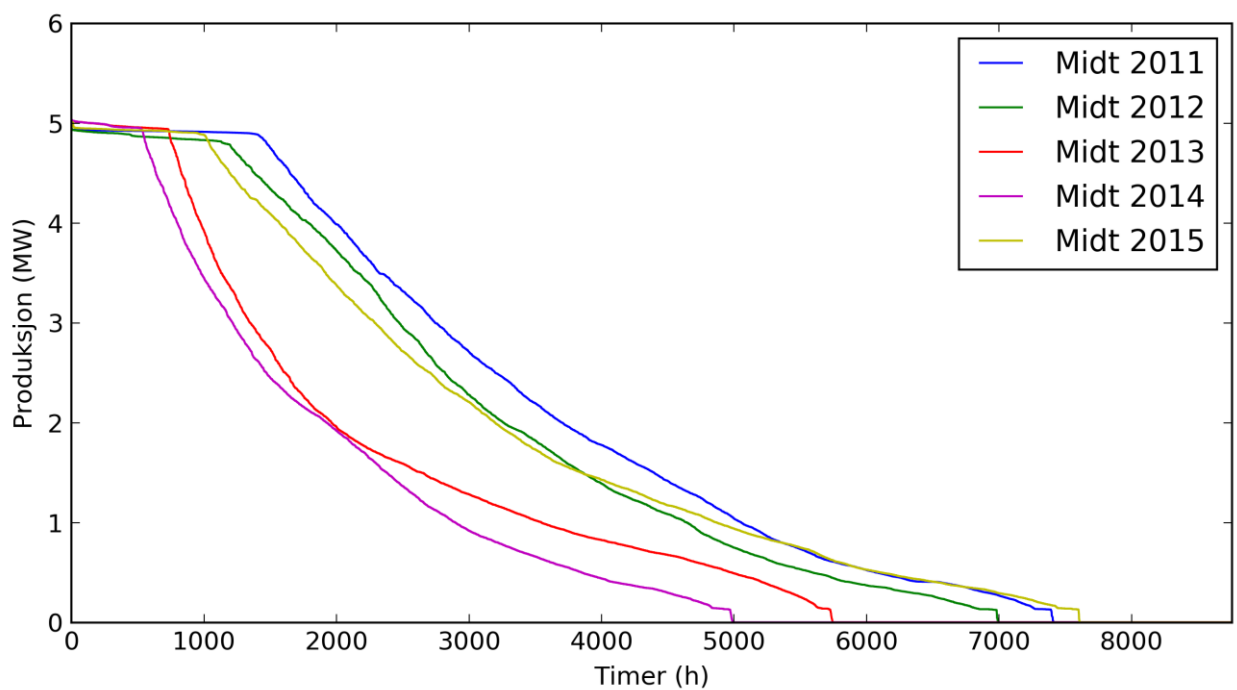


Figur 50 Skalert produksjonskurve for 2012 i region Nord

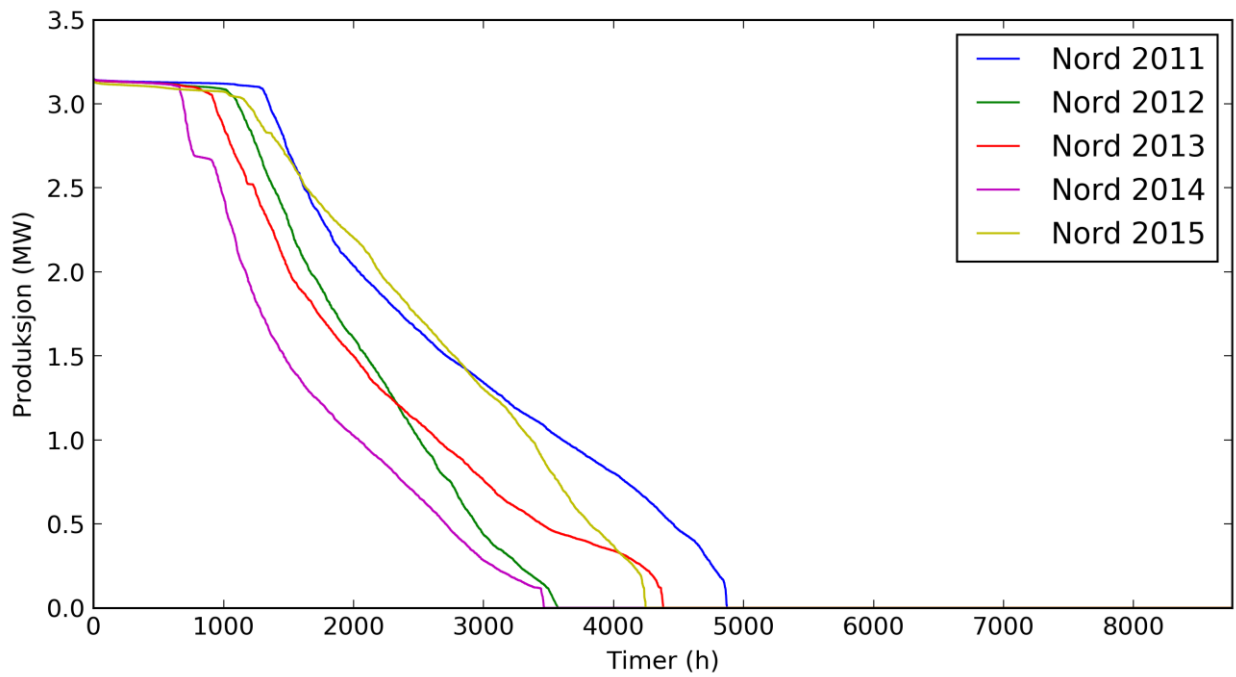
A.3 Varighetskurver for produksjon



Figur 51 Sortert produksjon for alle år i region Vest



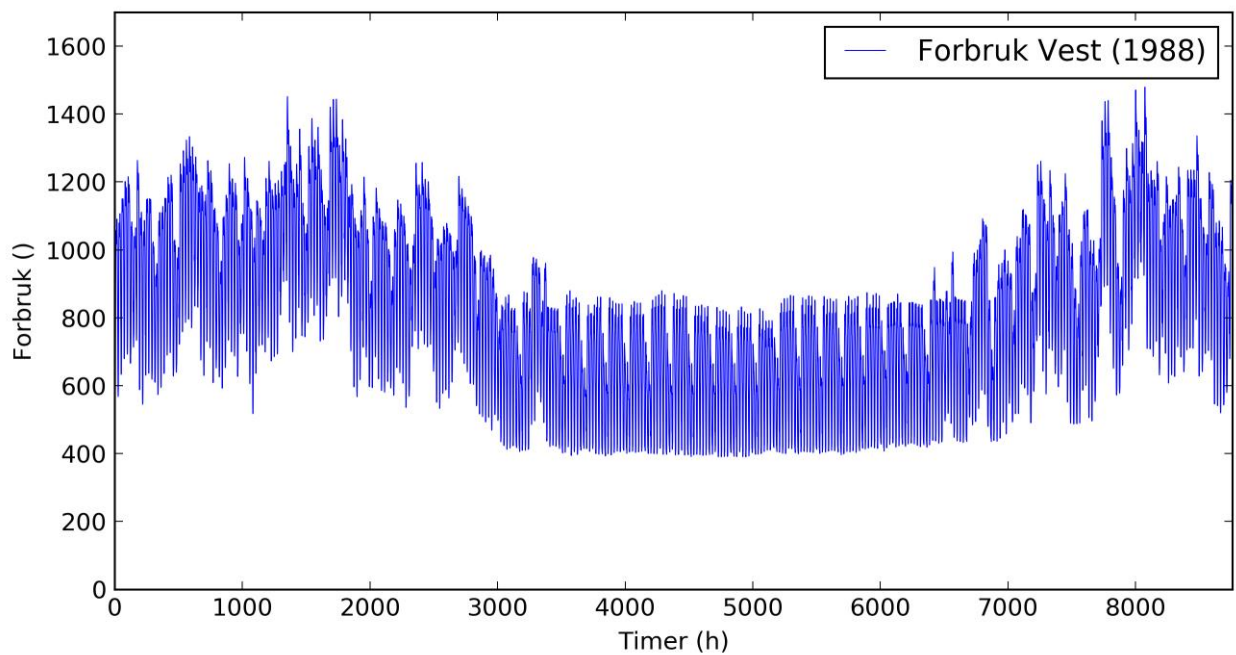
Figur 52 Sortert produksjon for alle år i region Midt



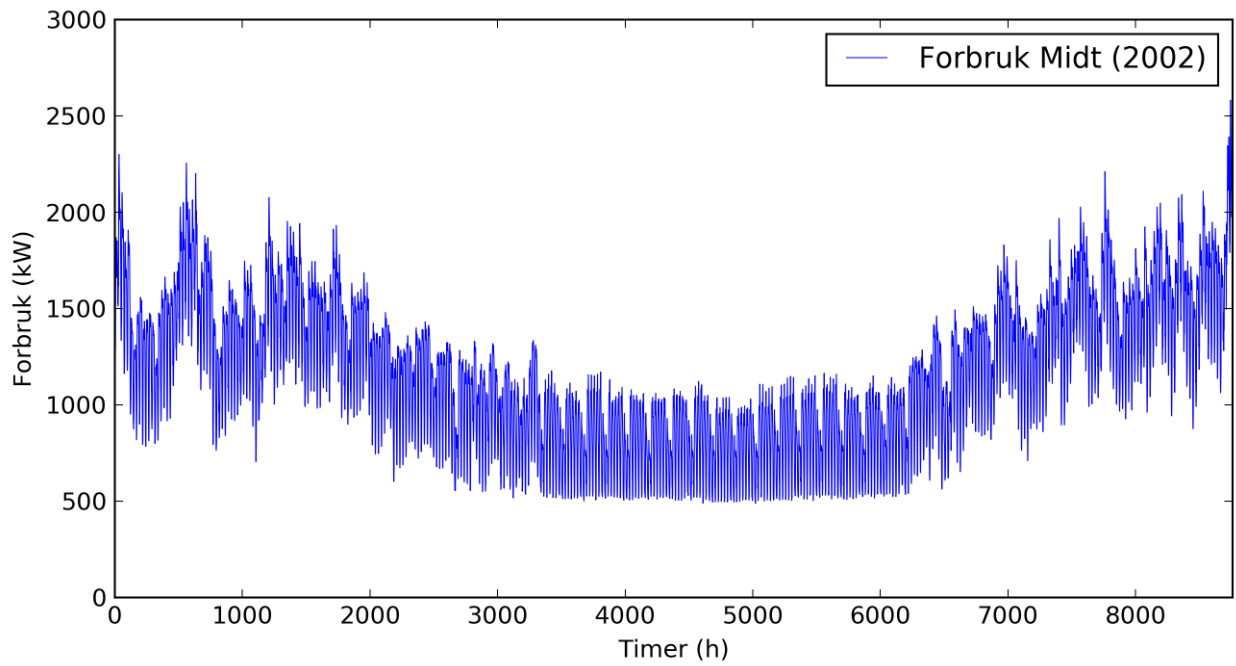
Figur 53 Sortert produksjon for alle år i region Nord

Vedlegg B

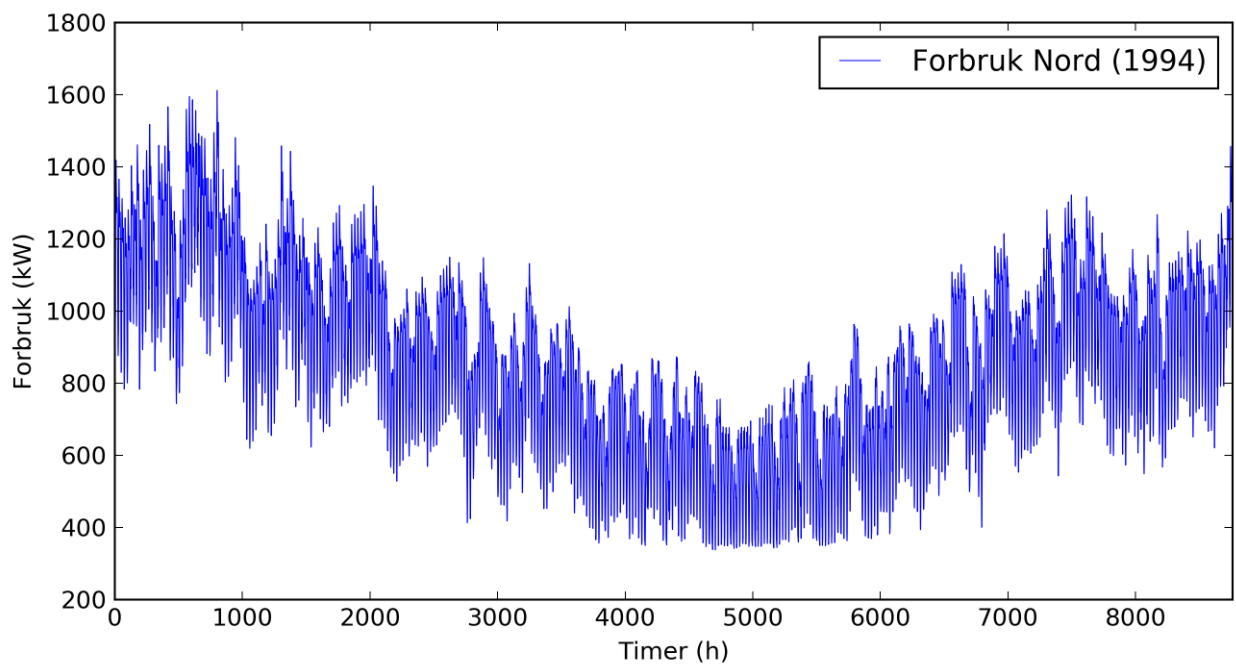
B.1 Forbrukskurver for de tre regionene



Figur 54 Forbrukskurve for 1988 i region Vest

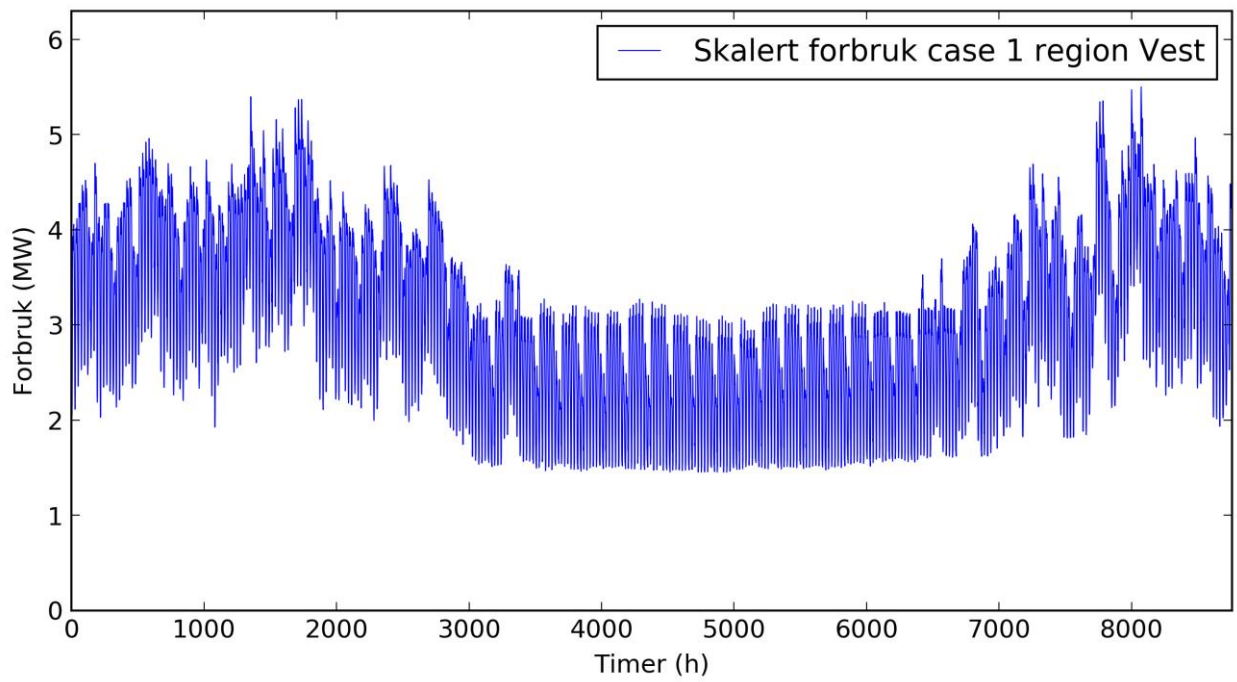


Figur 55 Forbrukskurve for 2002 i region Midt

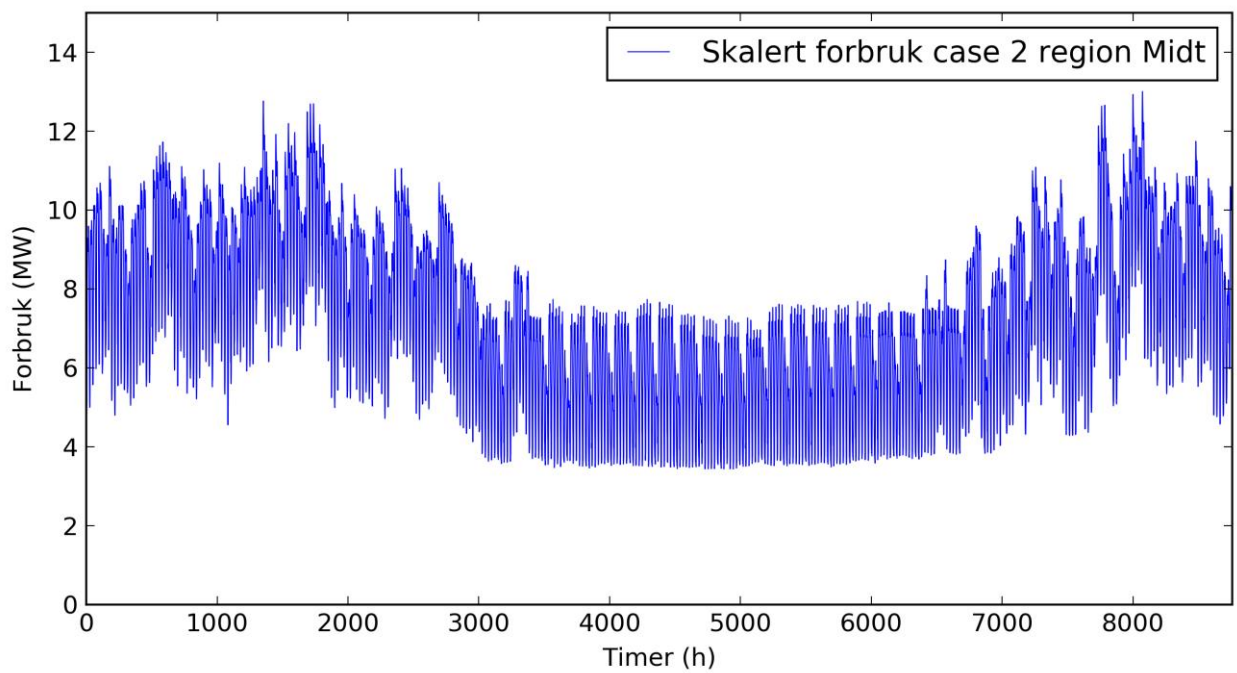


Figur 56 Forbrukskurve for 1994 i region Nord

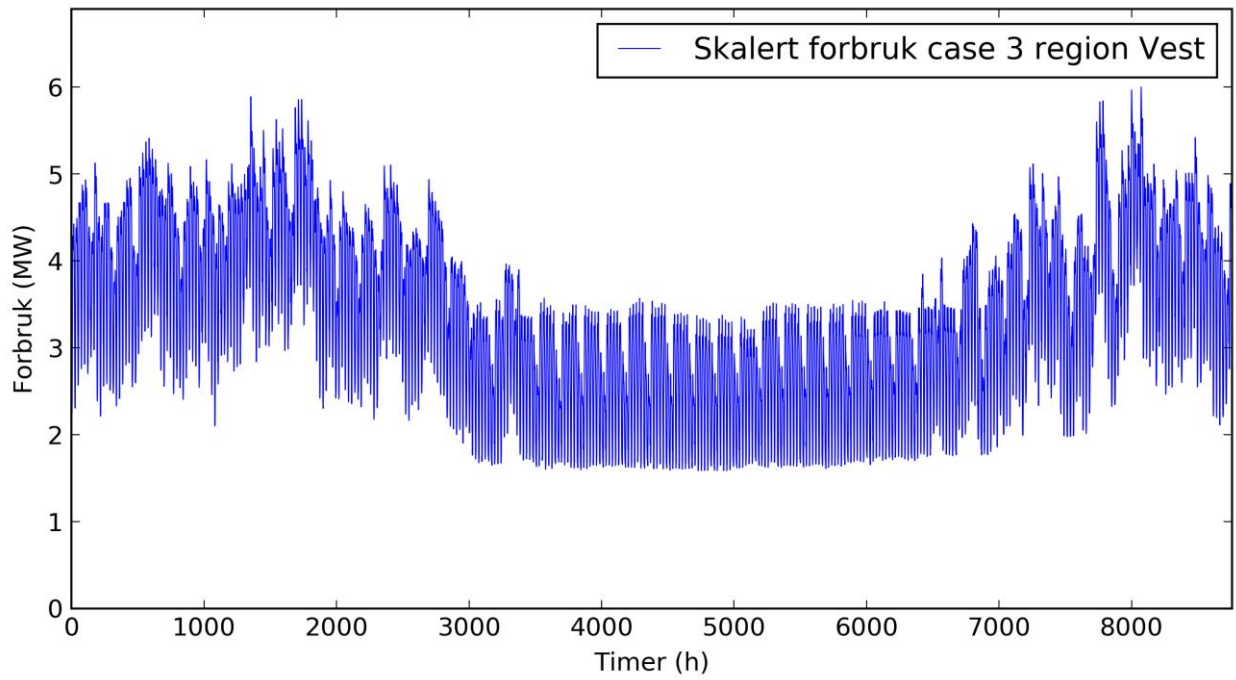
B.2 Skalerte forbrukskurver for region Vest



Figur 57 Skalert forbruk for case 1

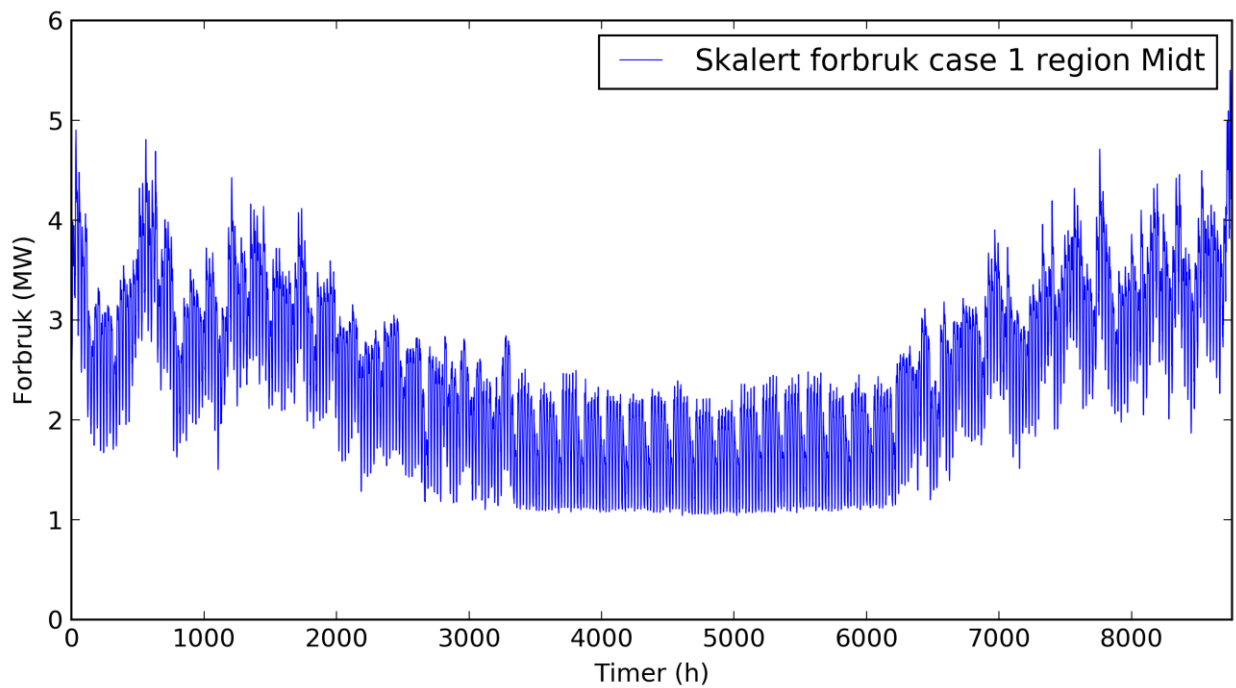


Figur 58 Skalert forbruk for case 2

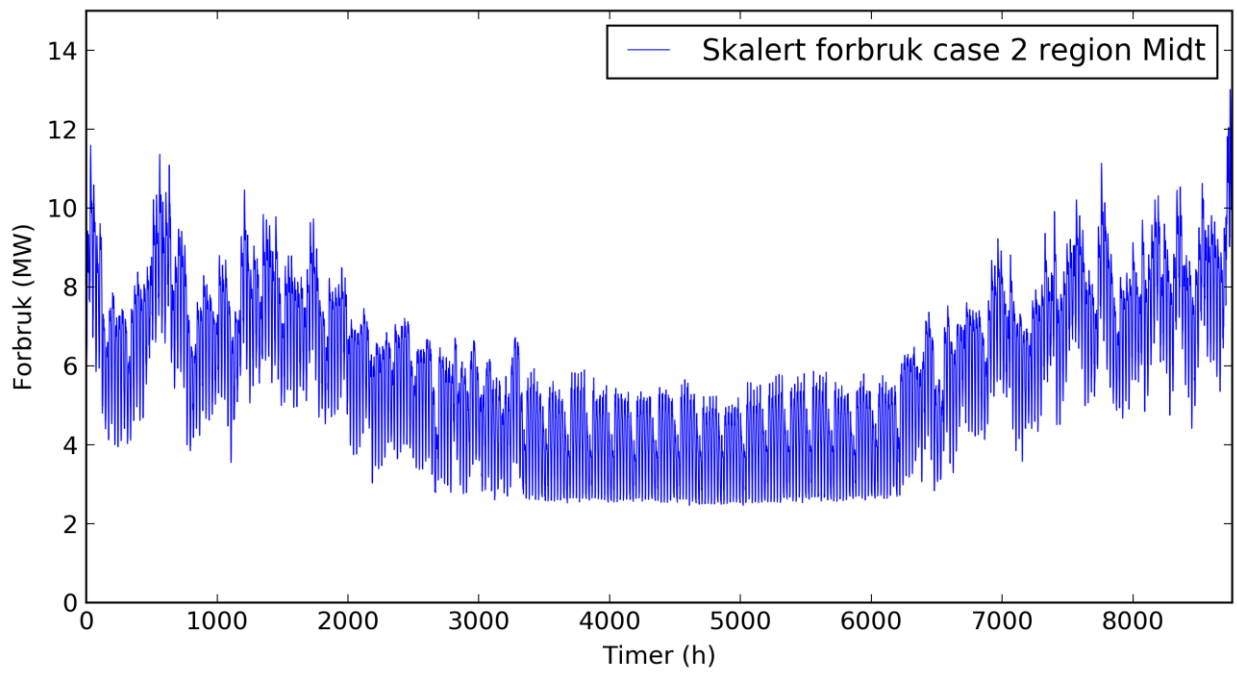


Figur 59 Skalert forbruk for case 3

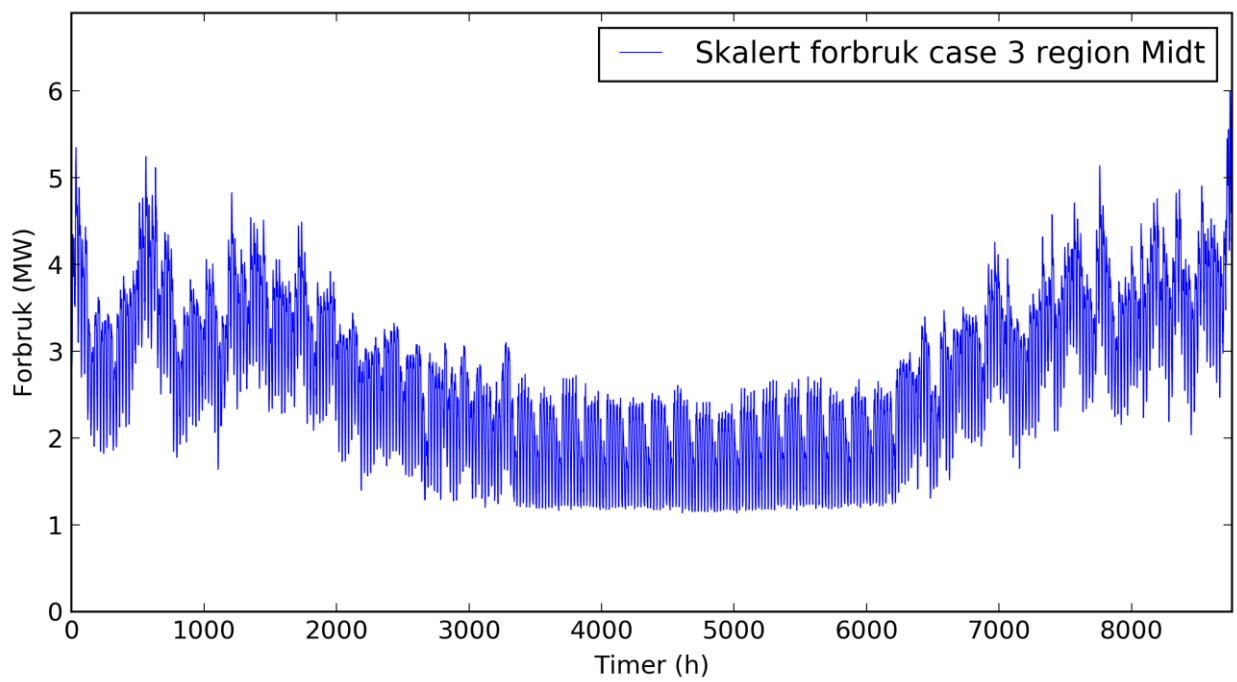
B.3 Skalerte forbrukskurver for region Midt



Figur 60 Skalert forbruk for case 1

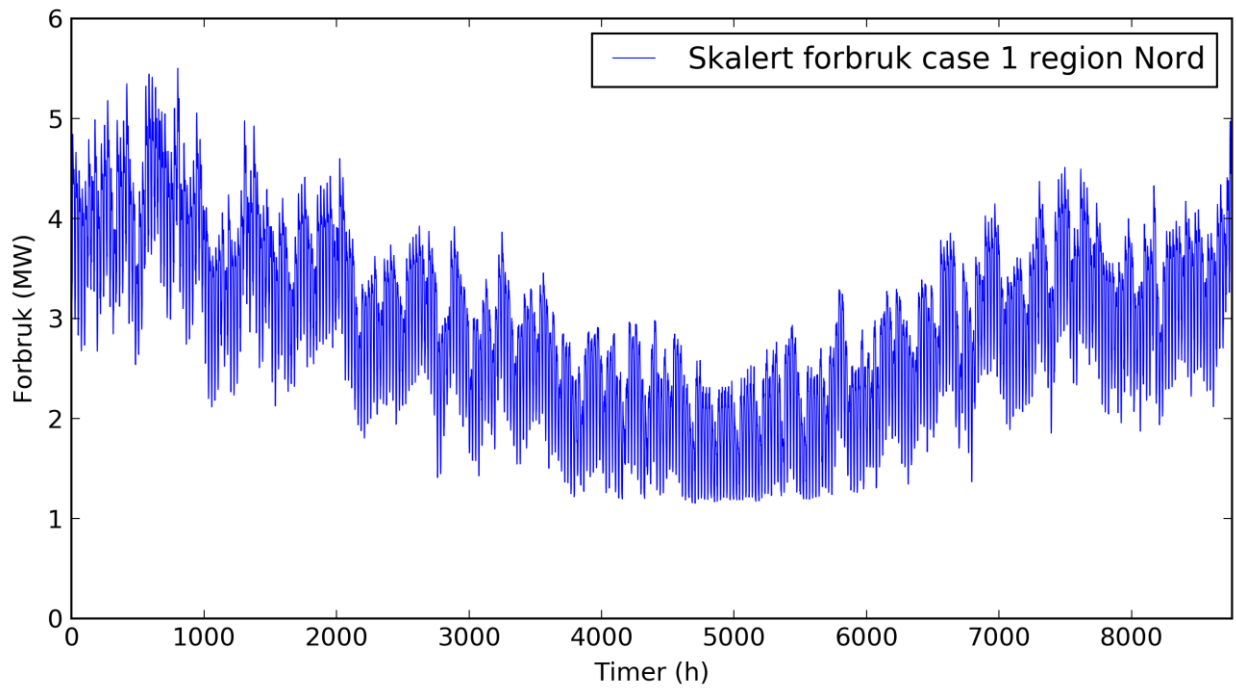


Figur 61 Skalert forbruk for case 2

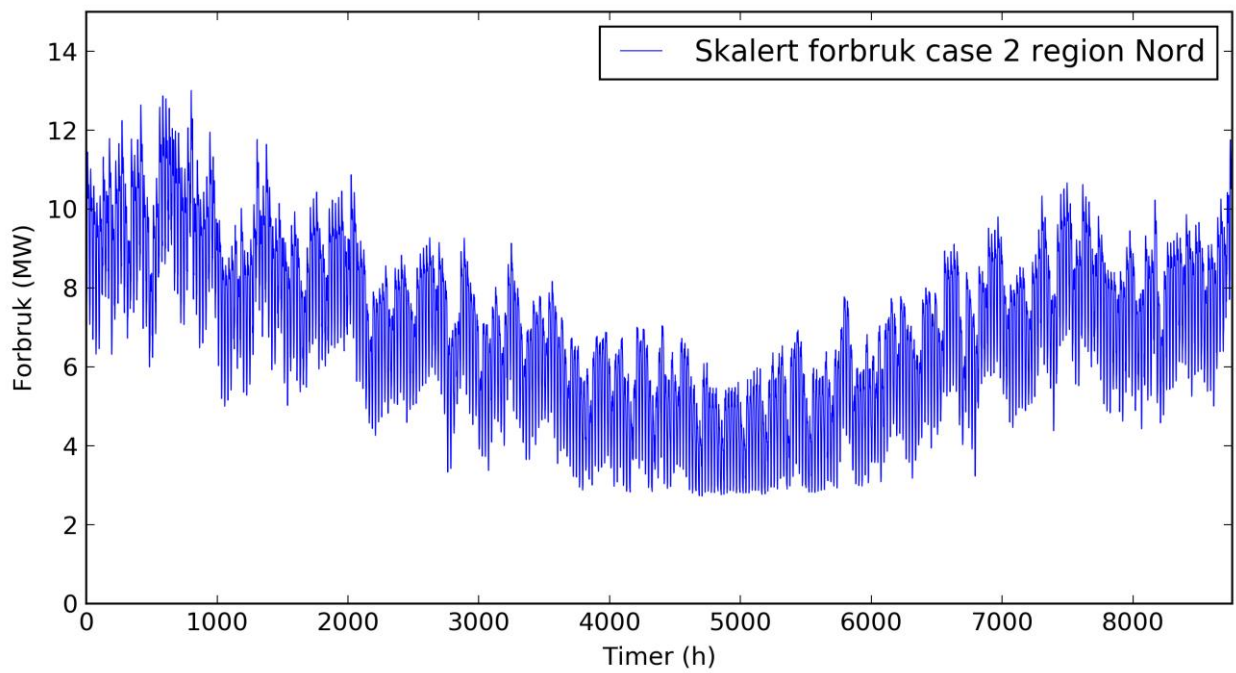


Figur 62 Skalert forbruk for case 3

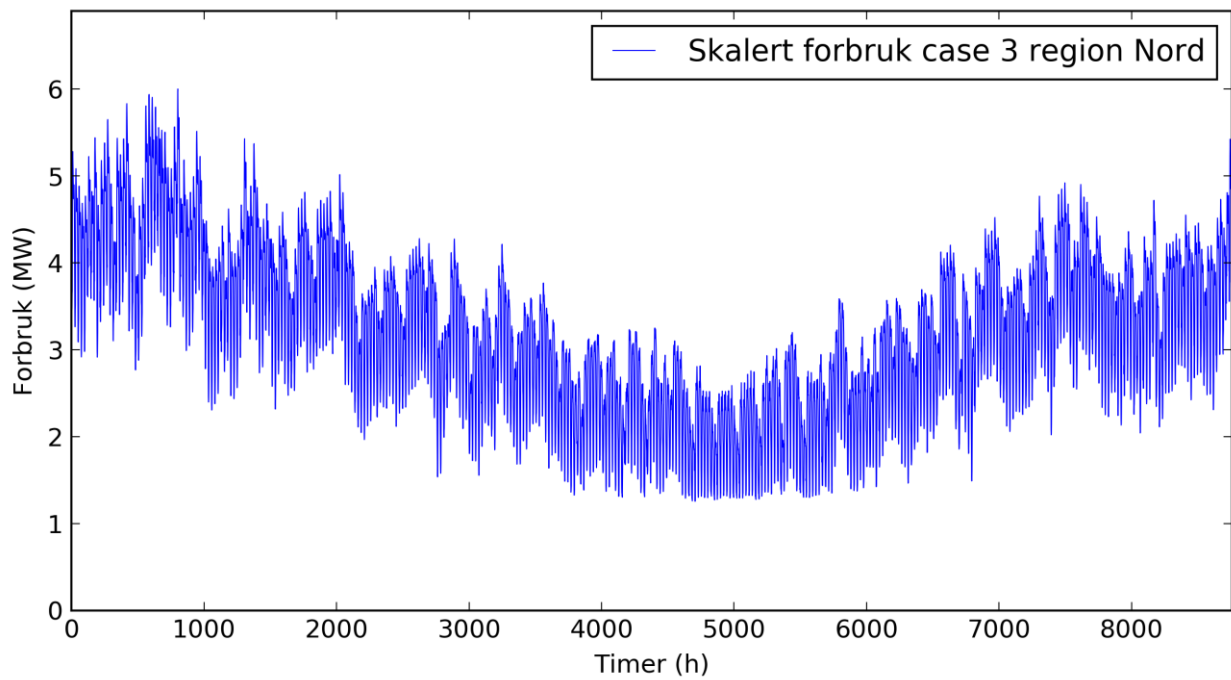
B.4 Skalerte forbrukskurver for region Nord



Figur 63 Skalert forbruk for case 1



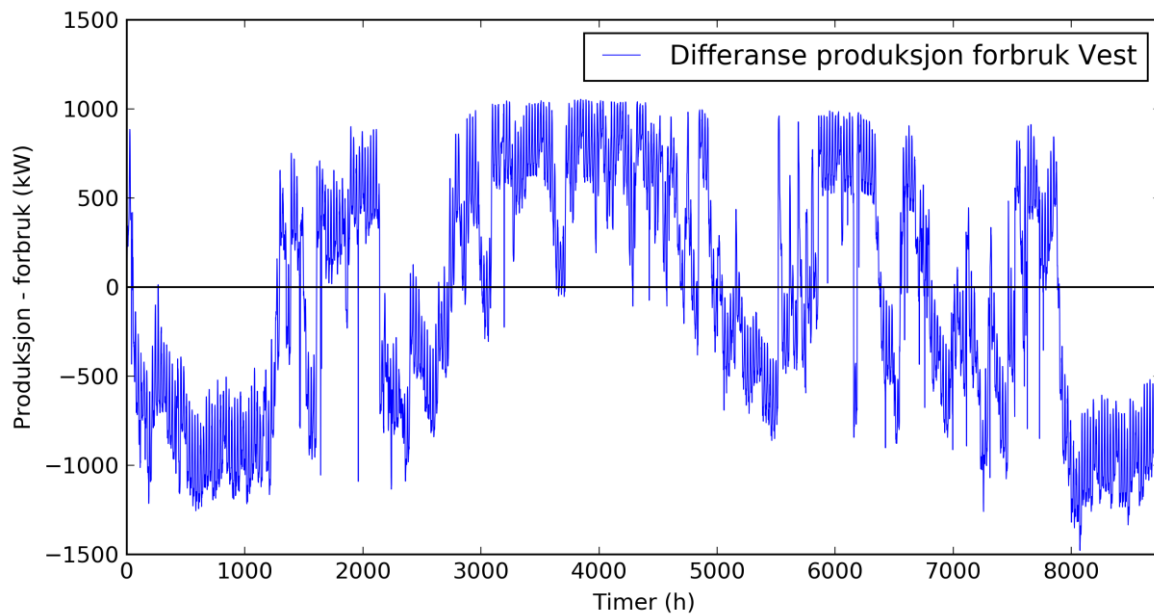
Figur 64 Skalert forbruk for case 2



Figur 65 Skalert forbruk for case 3

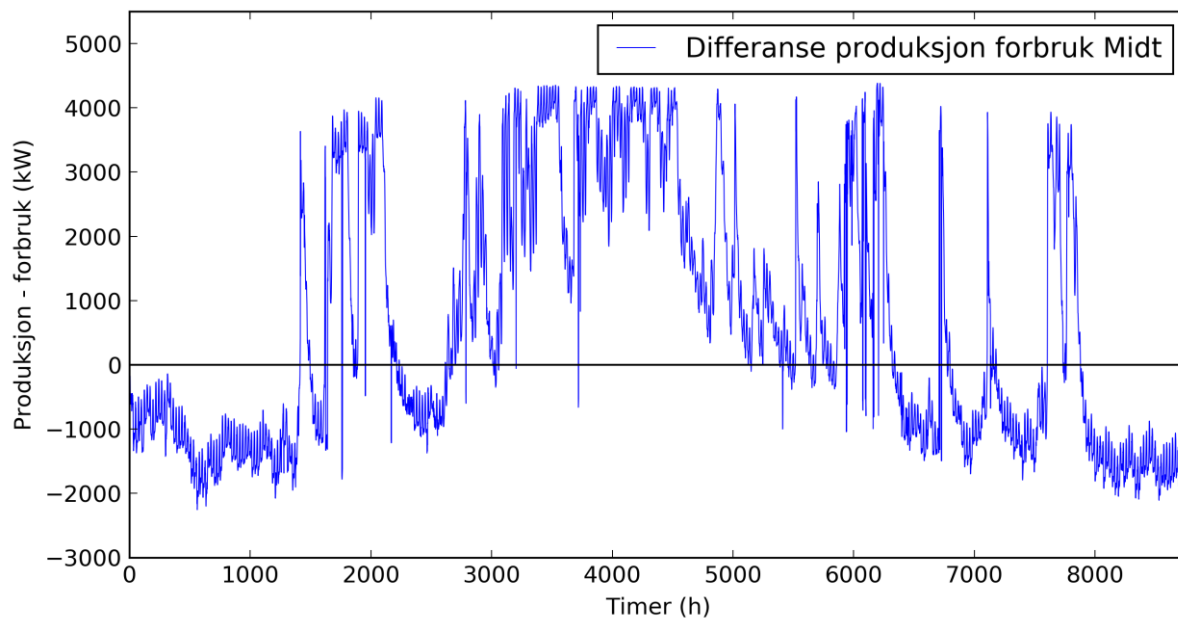
Vedlegg C

C.1 Differanse mellom produksjon og forbruk i region Vest



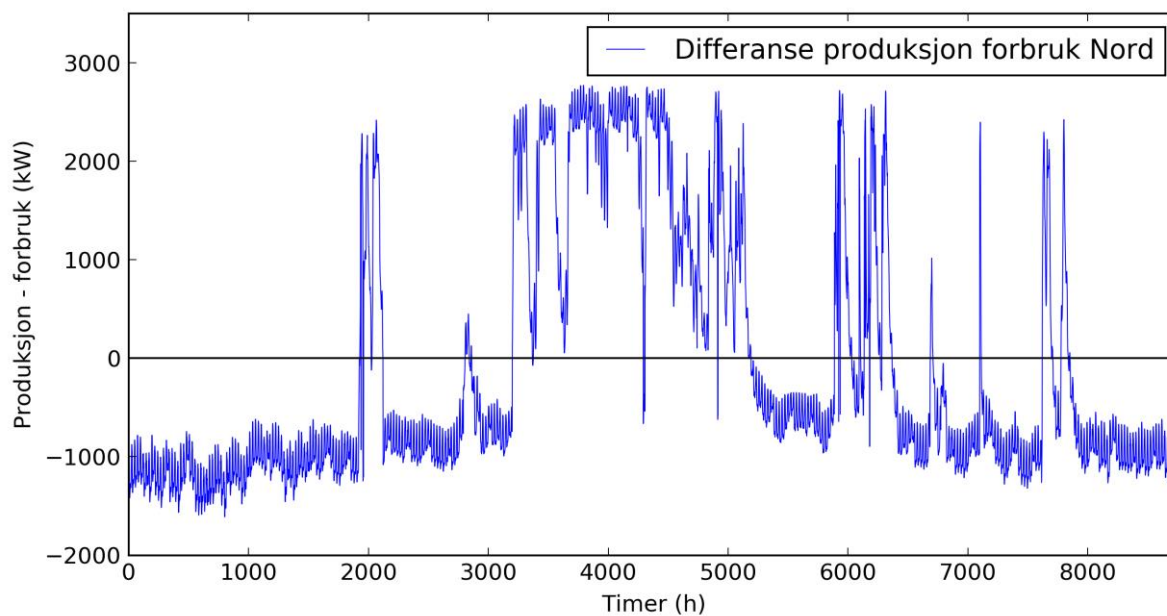
Figur 66 Differanse mellom produksjon og forbruk i region Vest

C.2 Differanse mellom produksjon og forbruk i region Midt



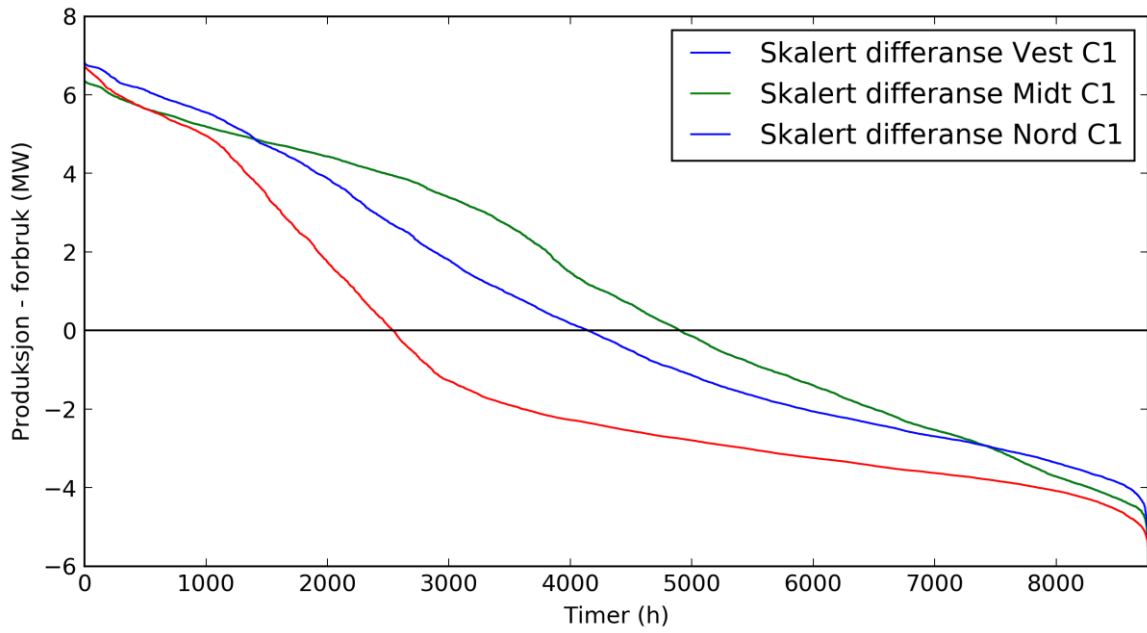
Figur 67 Differanse mellom produksjon og forbruk i region Midt

C.3 Differanse mellom produksjon og forbruk i region Nord



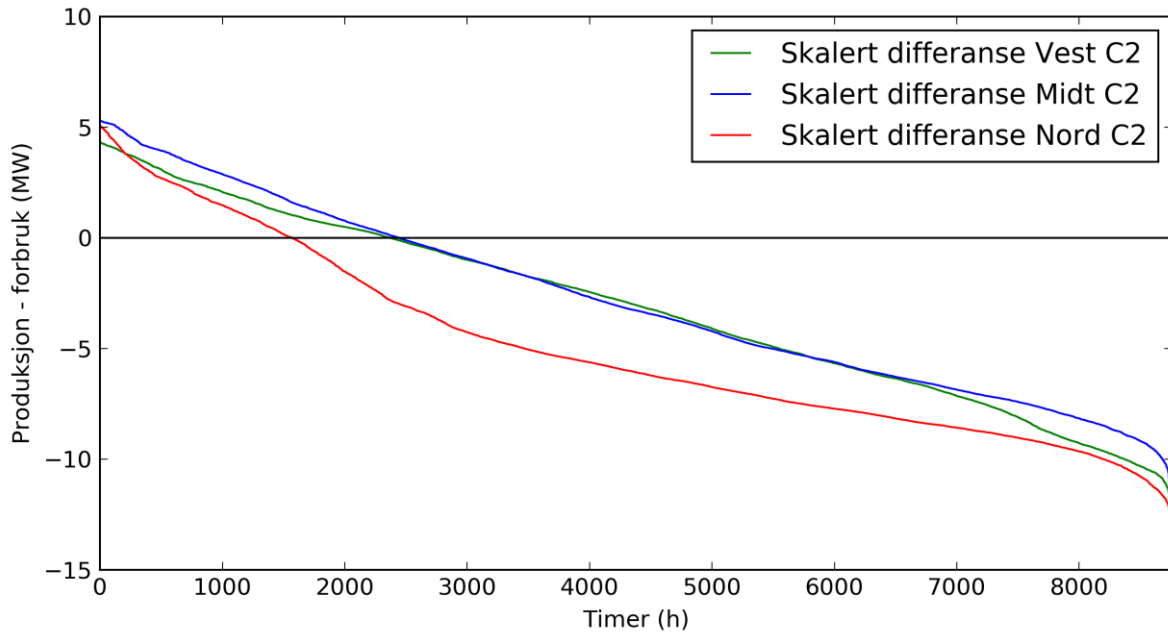
Figur 68 Differanse mellom produksjon og forbruk i region Nord

C.4 Varighetskurver for case 1



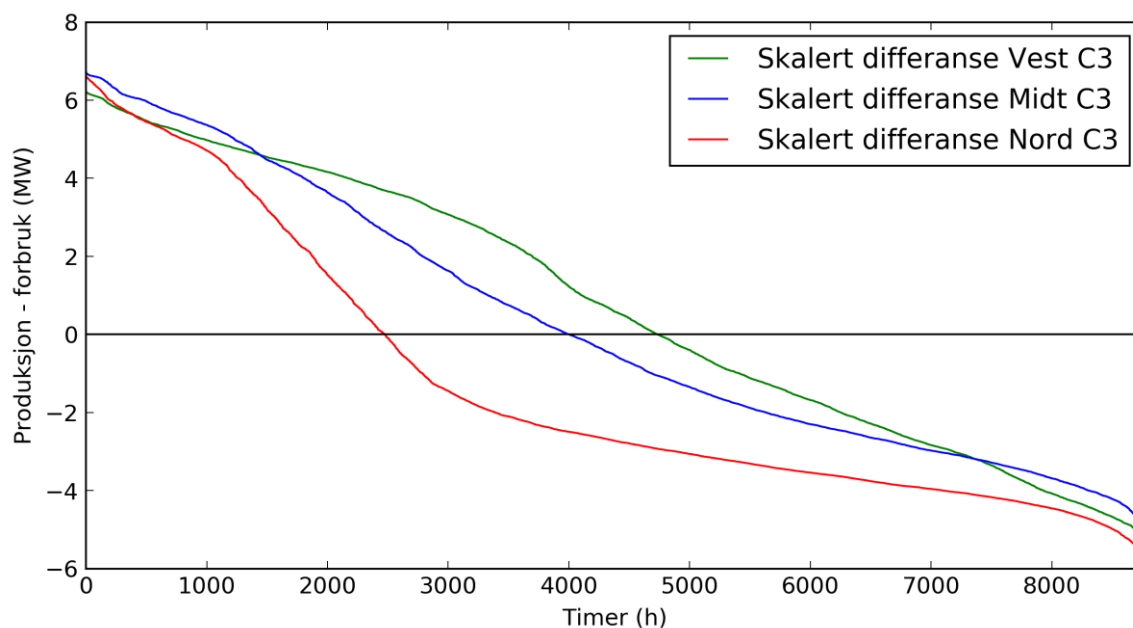
Figur 69 Sortert differanse mellom produksjon og forbruk i alle tre regioner

C.5 Varighetskurver for case 2



Figur 70 For case 2: Skalert differanse mellom produksjon og forbruk i alle tre regioner

C.6 Varighetskurver for case 3



Figur 71 For case 3: Skalert differanse mellom produksjon og forbruk i alle tre regioner

Vedlegg D

D.1 Resultater fra NetBas for case 1

Tabell 45 Resultater fra NetBas for situasjonene tunglast uten generator innkoblet (TT_NP), lettlast uten generator innkoblet (LL_NP) og lettlast med generator innkoblet (LL_G1)

Situasjon	Geografi	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVA)	Effekt tap (kW)	Effekt tap (kVA)	Belastning (%)
TL_NP	Alle har samme referanselast	Hesteneset22	21.167	Hostekneet22 - Hesteneset22	1.056	0.194	55.74	- 6.42	12
		Hostekneet22	22.355	Stordalen22 - Hostekneet22	5.727	1.152	171.17	358.59	23
		Stordalen22	23.291	Svingbus132 - Stordalen 132	23.909	5.505	7.73	- 118.03	11
		Stordalen132	132.291	Stordalen132 - Stordalen22	23.901	5.623	174.14	870.72	81
LL_NP	Vest	Hesteneset22	23.068	Hostekneet22 - Hesteneset22	0.263	0.031	3.14	- 21.12	3
		Hostekneet22	23.350	Stordalen22 - Hostekneet22	1.444	0.177	10.38	- 9.45	6
		Stordalen22	23.565	Svingbus132 - Stordalen 132	6.135	1.014	0.50	- 155.20	3
		Stordalen132	133.361	Stordalen132 - Stordalen22	6.135	1.170	11.25	56.27	21
	Midt	Hesteneset22	23.255	Hostekneet22 - Hesteneset22	0.181	0.14	1.47	- 21.77	2
		Hostekneet22	23.448	Stordalen22 - Hostekneet22	0.996	0.1	4.91	- 22.09	4
		Stordalen22	23.592	Svingbus132 - Stordalen 132	4.242	0.24	0.24	- 156.55	2
		Stordalen132	133.367	Stordalen132 - Stordalen22	4.242	0.775	5.36	26.82	14
	Nord	Hesteneset22	23.029	Hostekneet22 - Hesteneset22	.202	0.018	1.83	- 21.63	2
		Hostekneet22	23.423	Stordalen22 - Hostekneet22	1.108	0.119	6.09	- 19.37	4
		Stordalen22	23.585	Svingbus132 - Stordalen 132	4.175	0.716	0.29	- 156.26	2
		Stordalen132	133.366	Stordalen132 - Stordalen22	4.175	0.872	6.63	33.16	16
LL_G1	Vest	G2	27.657	G2 - Hesteneset22	7.200	- 3.490	3.13	- 27.20	36
		Hesteneset22	27.654	Hesteneset22 - Hostekneet22	6.933	- 3.516	1900.36	410.17	69
		Hostekneet22	22.750	Hostekneet22 - Stordalen22	3.846	- 4.084	164.58	342.83	23
		Stordalen22	23.558	Svingbus132 - Stordalen132	1.077	5.265	0.38	- 155.77	2
	Midt	Stordalen132	133.332	Stordalen132 - Stordalen22	1.077	5.421	8.82	44.08	18
		G2	27.788	G2 - Hesteneset22	7.200	- 3.490	3.10	- 27.55	36
		Hesteneset22	27.785	Hesteneset22 - Hostekneet22	7.008	- 3.500	1911.71	412.55	69
		Hostekneet22	22.833	Hostekneet22 - Stordalen22	4.246	- 4.026	177.84	372.88	24
	Nord	Stordalen22	23.471	Svingbus132 - Stordalen132	0.658	- 5.118	0.33	- 156.03	2
		Stordalen132	133.338	Stordalen132 - Stordalen22	0.666	- 5.079	7.69	38.43	17
		G2	27.769	G2 - Hesteneset22	7.200	- 3.49	3.11	- 27.5	36
		Hesteneset22	27.766	Hesteneset22 - Hostekneet22	6.997	- 3.502	1910.02	412.19	69
	Nord	Hostekneet22	22.821	Hostekneet22 - Stordalen22	4.187	- 4.035	175.79	368.25	24
		Stordalen22	23.468	Svingbus132 - Stordalen132	0.403	- 5.162	0.33	- 156.02	2
		Stordalen132	133.337	Stordalen132 - Stordalen22	0.411	- 5.123	7.74	38.69	17

Tabell 46 Resultater for nedjustering av aktiv effekt produsert fra småkraftgenerator i region Vest

Produksjon (% av maksimalproduksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVAr)	Belastning (%)
100	8	G1	30.137	G1 - Hesteneset22	8.000	0.000	2.64	-33.85	33
		Hesteneset22	30.127	Hesteneset22 - Hostekneet22	7.732	-0.019	1586.86	334.15	63
		Hostekneet22	23.986	Hostekneet22 - Stordalen22	4.958	-0.512	117.27	233.10	19
		Stordalen22	23.589	Svingbus132 - Stordalen132	0.091	-1.699	0.03	-157.59	1
		Stordalen132	133.367	Stordalen132 - Stordalen22	0.092	-1.695	0.84	4.18	6
90	7.2	G1	28.354	G1 - Hesteneset22	7.200	-2.370	2.68	-29.48	33
		Hesteneset22	28.349	Hesteneset22 - Hostekneet22	6.932	-2.394	1609.90	342.32	64
		Hostekneet22	23.168	Hostekneet22 - Stordalen22	4.134	-2.894	128.50	260.00	20
		Stordalen22	23.497	Svingbus132 - Stordalen132	0.748	3.973	0.22	-156.62	2
		Stordalen132	133.344	Stordalen132 - Stordalen22	0.748	4.129	5.08	25.42	14
80	6.4	G1	27.906	G1 - Hesteneset22	6.400	-2.100	2.18	-29.15	30
		Hesteneset22	27.901	Hesteneset22 - Hostekneet22	6.132	-2.124	1301.31	271.95	57
		Hostekneet22	23.223	Hostekneet22 - Stordalen22	3.644	-2.554	99.37	193-52	18
		Stordalen22	23.508	Svingbus132 - Stordalen132	1.209	3.563	0.19	-156.77	2
		Stordalen132	133.347	Stordalen132 - Stordalen22	1.209	3.720	4.41	22.07	13
70	5.6	G1	27.428	G1 - Hesteneset22	5.600	-1.840	1.73	-28.70	27
		Hesteneset22	27.424	Hesteneset22 - Hostekneet22	5.332	-1.846	1020.56	208.01	51
		Hostekneet22	23.269	Hostekneet22 - Stordalen22	3.125	-2.231	73.63	134.82	15
		Stordalen22	23.518	Svingbus132 - Stordalen132	1.702	3.179	0.17	-156.85	2
		Stordalen132	133.349	Stordalen132 - Stordalen22	1.702	3.336	4.05	20.23	12
60	4.8	G1	26.922	G1 - Hesteneset22	4.800	-1.580	1.32	-28.15	23
		Hesteneset22	26.918	Hesteneset22 - Hostekneet22	4.533	-1.605	767.33	150.41	44
		Hostekneet22	23.307	Hostekneet22 - Stordalen22	2.578	-1.914	51.28	83.82	13
		Stordalen22	23.528	Svingbus132 - Stordalen132	2.226	2.810	0.17	-156.87	2
		Stordalen132	133.352	Stordalen132 - Stordalen22	2.226	2.967	3.97	19.85	12
50	4	G1	26.391	G1 - Hesteneset22	4.000	-1.310	0.95	-27.51	20
		Hesteneset22	26.388	Hesteneset22 - Hostekneet22	3.733	-1.336	542.69	99.39	37
		Hostekneet22	23.341	Hostekneet22 - Stordalen22	2.003	-1.593	32.43	40.83	10
		Stordalen22	23.537	Svingbus132 - Stordalen132	2.782	2.448	0.18	-156.82	2
		Stordalen132	133.354	Stordalen132 - Stordalen22	2.782	2.605	4.19	20.96	13
40	3.2	G1	25.746	G1 - Hesteneset22	3.200	-1.180	0.66	-26.54	16
		Hesteneset22	25.744	Hesteneset22 - Hostekneet22	2.934	-1.207	364.60	59.22	30
		Hostekneet22	23.321	Hostekneet22 - Stordalen22	1.382	-1.424	19.45	11.27	8
		Stordalen22	23.539	Svingbus132 - Stordalen132	3.392	2.253	0.22	-156.63	2
		Stordalen132	133.355	Stordalen132 - Stordalen22	3.391	2.410	5.00	24.98	14
30	2.4	G1	25.209	G1 - Hesteneset22	2.400	-0.790	0.38	-25.81	12
		Hesteneset22	25.207	Hesteneset22 - Hostekneet22	2.134	-0.817	197.20	21.30	22
		Hostekneet22	23.376	Hostekneet22 - Stordalen22	0.749	-0.997	7.58	-15.87	5
		Stordalen22	23.551	Svingbus132 - Stordalen132	4.013	1.803	0.25	-156.48	2
		Stordalen132	133.357	Stordalen132 - Stordalen22	4.013	1.960	5.75	28.77	15
20	1.6	G1	24.552	G1 - Hesteneset22	1.600	-0.530	0.18	-24.74	9
		Hesteneset22	24.551	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.334	-0.558	83.06	-4.24	14
		Hostekneet22	23.380	Hostekneet22 - Stordalen22	0.064	-0.712	2.43	-27.60	3
		Stordalen22	23.557	Svingbus132 - Stordalen132	4.695	1.514	0.32	-156.14	2
		Stordalen132	133.359	Stordalen132 - Stordalen22	4.694	1.670	7.16	35.82	16
10	0.8	G1	23.846	G1 - Hesteneset22	0.800	-0.260	0.05	-23.51	4
		Hesteneset22	23.846	Hesteneset22 - Hostekneet22	0.534	-0.290	15.37	-19.08	6
		Hostekneet22	23.374	Hostekneet22 - Stordalen22	0.671	0.403	3.07	-26.15	3
		Stordalen22	23.561	Svingbus132 - Stordalen132	5.430	1.242	0.40	-155.70	2
		Stordalen132	133.360	Stordalen132 - Stordalen22	5.429	1.398	9.07	45.35	18

Tabell 47 Resultater for justering av effektfaktor i region Vest

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
0.95 kapasitivt	20	1.6	G1	25.120	G1 - Hesteneset22	1.600	0.580	0.17	-25.91	9
			Hesteneset22	25.116	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.334	0.553	80.19	-5.79	14
			Hostekneet22	23.713	Hostekneet22 - Stordalen22	0.067	0.400	0.86	-31.70	2
			Stordalen22	23.597	Svingbus132 - Stordalen132	4.690	0.394	0.28	-156.30	2
			Stordalen132	133.369	Stordalen132 - Stordalen22	4.689	0.550	6.43	32.16	16
0.90 kapasitivt	20	1.6	G1	25.209	G1 - Hesteneset22	1.600	0.770	0.19	-26.08	9
			Hesteneset22	25.205	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.334	0.746	89.16	-3.87	15
			Hostekneet22	23.768	Hostekneet22 - Stordalen22	0.058	0.588	1.78	-29.70	2
			Stordalen22	23.603	Svingbus132 - Stordalen132	4.699	0.207	0.28	-156.31	2
			Stordalen132	133.768	Stordalen132 - Stordalen22	4.699	0.364	6.41	32.05	16
0.86 kapasitivt	20	1.6	G1	25.291	G1 - Hesteneset22	1.600	0.950	0.20	-26.23	9
			Hesteneset22	25.287	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.334	0.923	100.07	-1.50	16
			Hostekneet22	23.818	Hostekneet22 - Stordalen22	0.047	0.766	2.95	-27.11	3
			Stordalen22	23.609	Svingbus132 - Stordalen132	4.712	0.032	0.28	-156.31	2
			Stordalen132	133.372	Stordalen132 - Stordalen22	4.711	0.188	6.41	32.07	16
0.9 induktivt	20	1.6	G1	24.417	G1 - Hesteneset22	1.600	-0.770	0.20	-24.44	9
			Hesteneset22	24.417	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.334	-0.799	96.93	-0.85	16
			Hostekneet22	23.303	Hostekneet22 - Stordalen22	0.050	-0.956	4.43	-22.92	4
			Stordalen22	23.548	Svingbus132 - Stordalen132	4.711	1.764	0.33	-156.07	2
			Stordalen132	133.357	Stordalen132 - Stordalen22	4.711	1.920	7.47	37.34	17
0.80 induktivt	20	1.6	G1	24.164	G1 - Hesteneset22	1.600	-1.200	0.26	-23.85	10
			Hesteneset22	24.165	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.334	-1.229	134.58	8.17	18
			Hostekneet22	23.163	Hostekneet22 - Stordalen22	0.012	-1.396	9.64	-10.83	6
			Stordalen22	23.531	Svingbus132 - Stordalen132	4.755	2.220	0.36	-155.91	2
			Stordalen132	133.353	Stordalen132 - Stordalen22	4.754	2.375	8.15	40.76	18
0.3 induktivt	20	2.4	G1	15.669	G1 - Hesteneset22	2.400	-7.530	9.53	3.53	63
			Hesteneset22	15.689	Hesteneset22 - Hostekneet22	3.944	8.967	6068.41	1380.08	123
			Hostekneet22	19.533	Hostekneet22 - Stordalen22	5.910	10.873	779.23	1747.62	50
			Stordalen22	23.139	Svingbus132 - Stordalen132	10.739	12.064	3.37	-140.35	7
			Stordalen132	133.256	Stordalen132 - Stordalen22	10.735	12.204	76.35	381.76	54
0.68 induktivt	30	2.4	G1	21.851	G1 - Hesteneset22	2.400	-5.062	2.46	-16.27	32
			Hesteneset22	21.859	Hesteneset22 - Hostekneet22	2.132	-5.099	1535.16	333.12	62
			Hostekneet22	21.687	Hostekneet22 - Stordalen22	0.772	5.974	181.71	383.39	24
			Stordalen22	23.359	Svingbus132 - Stordalen132	5.545	6.887	1.02	-152.48	4
			Stordalen132	133.310	Stordalen132 - Stordalen22	5.544	7.039	23.19	115.93	30
0.65 induktivt	40	3.2	G1	24.005	G1 - Hesteneset22	3.200	-3.740	1.57	-21.64	25
			Hesteneset22	24.009	Hesteneset22 - Hostekneet22	2.933	-3.772	950.37	196.28	49
			Hostekneet22	22.378	Hostekneet22 - Stordalen22	0.795	-4.126	95.16	185.20	17
			Stordalen22	23.430	Svingbus132 - Stordalen132	4.062	5.171	0.56	-154.82	3
			Stordalen132	133.328	Stordalen132 - Stordalen22	4.062	5.326	12.95	64.76	22
0.6 induktivt	50	4	G1	23.341	G1 - Hesteneset22	4.000	-5.330	3.05	-18.21	35
			Hesteneset22	23.347	Hesteneset22 - Hostekneet22	3.731	-5.365	1882.43	411.42	69
			Hostekneet22	21.731	Hostekneet22 - Stordalen22	0.662	-5.935	204.26	434.73	25
			Stordalen22	23.354	Svingbus132 - Stordalen132	4.314	7.273	0.93	-152.92	4
			Stordalen132	133.309	Stordalen132 - Stordalen22	4.313	7.426	21.29	106.47	28

Tabell 48 Resultater for justering av effektfaktor i region Midt

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVAr)	Belastning (%)
0.95 kapasitivt	20	1.6	G1	25.274	G1 - Hesteneset22	1.600	0.580	0.17	-26.24	8
			Hesteneset22	25.270	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.411	0.568	87.86	-4.27	15
			Hostekneet22	23.799	Hostekneet22 - Stordalen22	0.473	0.459	2.16	-28.90	3
			Stordalen22	23.621	Svingbus132 - Stordalen132	2.934	0.047	0.11	-157.20	1
			Stordalen132	133.375	Stordalen132 - Stordalen22	2.934	0.205	8.25	12.48	10
0.90 kapasitivt	20	1.6	G1	25.362	G1 - Hesteneset22	1.600	0.770	0.19	-26.40	9
			Hesteneset22	25.358	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.411	0.759	96.89	-2.34	16
			Hostekneet22	23.853	Hostekneet22 - Stordalen22	0.463	0.648	3.14	-26.77	3
			Stordalen22	23.628	Svingbus132 - Stordalen132	2.944	-0.139	0.11	-157.20	1
			Stordalen132	133.376	Stordalen132 - Stordalen22	2.944	0.019	2.50	12.50	10
0.86 kapasitivt	20	1.6	G1	25.444	G1 - Hesteneset22	1.600	0.950	0.20	-26.55	9
			Hesteneset22	25.439	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.411	0.939	107.84	0.04	17
			Hostekneet22	23.904	Hostekneet22 - Stordalen22	0.452	0.825	4.35	-24.08	4
			Stordalen22	23.634	Svingbus132 - Stordalen132	2.956	-0.314	0.11	-157.20	1
			Stordalen132	133.378	Stordalen132 - Stordalen22	2.956	-0.156	2.53	12.64	10
0.9 induktivt	20	1.6	G1	24.577	G1 - Hesteneset22	1.600	-0.770	0.19	-24.77	9
			Hesteneset22	24.576	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.411	-0.783	103.10	0.32	16
			Hostekneet22	23.391	Hostekneet22 - Stordalen22	0.457	-0.897	4.89	-22.04	4
			Stordalen22	23.572	Svingbus132 - Stordalen132	2.953	1.414	0.14	-157.04	1
			Stordalen132	133.363	Stordalen132 - Stordalen22	2.953	1.571	3.23	16.14	11
0.80 induktivt	20	1.6	G1	24.327	G1 - Hesteneset22	1.600	-1.200	0.25	-24.18	10
			Hesteneset22	24.327	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.411	-1.214	139.81	9.13	19
			Hostekneet22	23.252	Hostekneet22 - Stordalen22	0.420	-1.336	9.65	-10.98	6
			Stordalen22	23.556	Svingbus132 - Stordalen132	2.995	1.867	0.16	-156.91	2
			Stordalen132	133.359	Stordalen132 - Stordalen22	2.995	2.024	3.77	12.48	12
0.75 induktivt	20	1.6	G1	24.199	G1 - Hesteneset22	1.600	-1.410	0.29	-23.87	11
			Hesteneset22	24.199	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.411	-1.424	163.92	14.85	20
			Hostekneet22	23.182	Hostekneet22 - Stordalen22	0.396	-1.552	12.73	-3.82	6
			Stordalen22	23.548	Svingbus132 - Stordalen132	3.023	2.092	0.18	-156.84	2
			Stordalen132	133.357	Stordalen132 - Stordalen22	3.022	2.249	4.10	20.48	12
0.3 induktivt	20	2.4	G1	16.319	G1 - Hesteneset22	2.400	-7.600	8.93	1.81	61
			Hesteneset22	16.319	Hesteneset22 - Hostekneet22	3.469	8.934	5697.66	1294.40	120
			Hostekneet22	19.743	Hostekneet22 - Stordalen22	5.047	10.617	701.01	1569.11	47
			Stordalen22	23.176	Svingbus132 - Stordalen132	8.511	11.452	2.63	-144.13	6
			Stordalen132	133.265	Stordalen132 - Stordalen22	8.509	11.596	59.78	298.88	47
0.68 induktivt	30	2.4	G1	22.053	G1 - Hesteneset22	2.400	-5.062	2.41	-16.70	32
			Hesteneset22	22.062	Hesteneset22 - Hostekneet22	2.209	-5.083	1515.56	328.35	62
			Hostekneet22	21.791	Hostekneet22 - Stordalen22	0.331	5.890	173.96	365.57	23
			Stordalen22	23.385	Svingbus132 - Stordalen132	3.751	6.501	0.74	-153.93	3
			Stordalen132	133.317	Stordalen132 - Stordalen22	3.750	6.655	16.85	84.25	25
0.65 induktivt	40	3.2	G1	24.172	G1 - Hesteneset22	3.200	-3.740	1.55	-22.00	25
			Hesteneset22	24.175	Hesteneset22 - Hostekneet22	3.009	-3.756	951.27	196.24	49
			Hostekneet22	22.471	Hostekneet22 - Stordalen22	1.208	-4.065	96.15	187.31	17
			Stordalen22	23.455	Svingbus132 - Stordalen132	2.299	4.821	0.38	-155.80	2
			Stordalen132	133.334	Stordalen132 - Stordalen22	2.299	4.977	8.67	43.37	18
0.6 induktivt	50	4	G1	23.522	G1 - Hesteneset22	4.000	-5.330	3.00	-18.63	35
			Hesteneset22	23.528	Hesteneset22 - Hostekneet22	3.808	-5.349	1871.40	408.63	69
			Hostekneet22	21.830	Hostekneet22 - Stordalen22	1.086	-3.871	202.37	430.26	25
			Stordalen22	23.379	Svingbus132 - Stordalen132	2.535	6.909	0.71	-154.07	3
			Stordalen132	133.315	Stordalen132 - Stordalen22	2.534	7.063	16.26	81.30	25

Tabell 49 Resultater for justering av effektfaktor i region Nord

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
0.95 kapasitivt	20	1.6	G1	25.233	G1 - Hesteneset22	1.600	0.580	0.17	-26.15	8
			Hesteneset22	25.230	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.391	0.567	85.83	-4.67	15
			Hostekneet22	23.776	Hostekneet22 - Stordalen22	0.634	0.444	1.66	-30.01	2
			Stordalen22	23.615	Svingbus132 - Stordalen132	3.404	0.139	0.15	-157.00	1
			Stordalen132	133.373	Stordalen132 - Stordalen22	3.404	0.296	5.01	16.84	11
0.90 kapasitivt	20	1.6	G1	25.322	G1 - Hesteneset22	1.600	0.770	0.19	-26.32	9
			Hesteneset22	25.318	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.391	0.755	94.85	-2.74	15
			Hostekneet22	23.830	Hostekneet22 - Stordalen22	0.355	0.632	2.62	-27.90	3
			Stordalen22	23.621	Svingbus132 - Stordalen132	3.414	-0.047	0.15	-157.00	1
			Stordalen132	133.375	Stordalen132 - Stordalen22	3.414	0.110	3.37	16.83	11
0.86 kapasitivt	20	1.6	G1	25.404	G1 - Hesteneset22	1.600	0.950	0.20	-26.47	9
			Hesteneset22	25.399	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.391	0.935	105.78	-0.36	16
			Hostekneet22	23.881	Hostekneet22 - Stordalen22	0.344	0.810	3.82	-25.24	4
			Stordalen22	23.627	Svingbus132 - Stordalen132	3.426	-0.222	0.15	-157.00	1
			Stordalen132	133.376	Stordalen132 - Stordalen22	3.426	-0.065	3.39	16.94	11
0.9 induktivt	20	1.6	G1	24.535	G1 - Hesteneset22	1.600	-0.770	0.20	-24.68	9
			Hesteneset22	24.534	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.391	-0.787	101.46	0.01	16
			Hostekneet22	23.368	Hostekneet22 - Stordalen22	0.348	-0.913	4.60	-22.65	4
			Stordalen22	23.566	Svingbus132 - Stordalen132	3.423	1.507	0.18	-156.82	2
			Stordalen132	133.361	Stordalen132 - Stordalen22	3.423	1.663	4.18	20.90	13
0.80 induktivt	20	1.6	G1	24.284	G1 - Hesteneset22	1.600	-1.200	0.25	-24.09	10
			Hesteneset22	24.284	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.391	-1.218	138.42	8.87	19
			Hostekneet22	23.228	Hostekneet22 - Stordalen22	0.311	-1.352	9.48	-11.32	6
			Stordalen22	23.549	Svingbus132 - Stordalen132	3.466	1.960	0.21	-156.69	2
			Stordalen132	133.357	Stordalen132 - Stordalen22	3.466	2.117	4.76	22.28	13
0.75 inudktivt	20	1.6	G1	24.156	G1 - Hesteneset22	1.600	-1.410	0.29	-23.78	11
			Hesteneset22	24.156	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.391	-1.428	165.66	14.63	20
			Hostekneet22	23.158	Hostekneet22 - Stordalen22	0.287	-1.568	12.62	-4.05	6
			Stordalen22	23.541	Svingbus132 - Stordalen132	3.494	2.186	0.22	-156.61	2
			Stordalen132	133.355	Stordalen132 - Stordalen22	3.494	2.342	5.11	25.53	14
0.3 induktivt	30	2.4	G1	15.870	G1 - Hesteneset22	2.400	-7.600	9.45	3.15	62
			Hesteneset22	15.890	Hesteneset22 - Hostekneet22	3.482	9.015	6023.98	1369.98	123
			Hostekneet22	19.612	Hostekneet22 - Stordalen22	5.534	10.822	750.50	1682.05	49
			Stordalen22	23.159	Svingbus132 - Stordalen132	9.366	11.764	2.92	-142.64	7
			Stordalen132	133.261	Stordalen132 - Stordalen22	9.363	11.906	66.30	331.50	50
0.68 induktivt	30	2.4	G1	22.000	G1 - Hesteneset22	2.400	-5.062	2.42	-16.59	32
			Hesteneset22	22.008	Hesteneset22 - Hostekneet22	2.189	-5.087	1520.74	329.61	62
			Hostekneet22	21.763	Hostekneet22 - Stordalen22	0.449	5.912	175.81	369.82	24
			Stordalen22	23.378	Svingbus132 - Stordalen132	4.231	6.603	0.80	-153.59	3
			Stordalen132	133.315	Stordalen132 - Stordalen22	4.230	6.757	18.35	91.75	26
0.65 induktivt	40	3.2	G1	24.128	G1 - Hesteneset22	3.200	-3.740	1.55	-21.91	25
			Hesteneset22	24.131	Hesteneset22 - Hostekneet22	2.989	-3.760	954.01	196.25	49
			Hostekneet22	22.446	Hostekneet22 - Stordalen22	1.098	-4.082	95.70	186.33	17
			Stordalen22	23.449	Svingbus132 - Stordalen132	2.771	4.913	0.42	-155.58	3
			Stordalen132	133.332	Stordalen132 - Stordalen22	2.771	5.069	9.63	48.16	19
0.6 induktivt	50	4	G1	23.474	G1 - Hesteneset22	4.000	-5.330	3.01	-18.52	35
			Hesteneset22	23.480	Hesteneset22 - Hostekneet22	3.788	-5.353	1874.26	409.36	69
			Hostekneet22	21.804	Hostekneet22 - Stordalen22	0.973	-5.888	202.66	430.96	25
			Stordalen22	23.372	Svingbus132 - Stordalen132	3.011	7.005	0.76	-153.80	3
			Stordalen132	133.314	Stordalen132 - Stordalen22	3.010	7.159	17.41	87.07	26

Tabell 50 Resultater for justering av effektfaktor

Effektfaktor	Prod (% av maksimal produksjon)	Produksjon (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVA)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVA)	Belastning (%)
0.95 kapasitivt	20	1.6	G1	25.233	G1 - Hesteneset22	1.600	0.580	0.17	-26.15	8
			Hesteneset22	25.230	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.391	0.567	85.83	-4.67	15
			Hostekneet22	23.776	Hostekneet22 - Stordalen22	0.634	0.444	1.66	-30.01	2
			Stordalen22	23.615	Svingbus132 - Stordalen132	3.404	0.139	0.15	-157.00	1
			Stordalen132	133.373	Stordalen132 - Stordalen22	3.404	0.296	5.01	16.84	11
0.90 kapasitivt	20	1.6	G1	25.322	G1 - Hesteneset22	1.600	0.770	0.19	-26.32	9
			Hesteneset22	25.318	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.391	0.755	94.85	-2.74	15
			Hostekneet22	23.830	Hostekneet22 - Stordalen22	0.355	0.632	2.62	-27.90	3
			Stordalen22	23.621	Svingbus132 - Stordalen132	3.414	-0.047	0.15	-157.00	1
			Stordalen132	133.375	Stordalen132 - Stordalen22	3.414	0.110	3.37	16.83	11
0.86 kapasitivt	20	1.6	G1	25.404	G1 - Hesteneset22	1.600	0.950	0.20	-26.47	9
			Hesteneset22	25.399	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.391	0.935	105.78	-0.36	16
			Hostekneet22	23.881	Hostekneet22 - Stordalen22	0.344	0.810	3.82	-25.24	4
			Stordalen22	23.627	Svingbus132 - Stordalen132	3.426	-0.222	0.15	-157.00	1
			Stordalen132	133.376	Stordalen132 - Stordalen22	3.426	-0.065	3.39	16.94	11
0.9 induktivt	20	1.6	G1	24.535	G1 - Hesteneset22	1.600	-0.770	0.20	-24.68	9
			Hesteneset22	24.534	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.391	-0.787	101.46	0.01	16
			Hostekneet22	23.368	Hostekneet22 - Stordalen22	0.348	-0.913	4.60	-22.65	4
			Stordalen22	23.566	Svingbus132 - Stordalen132	3.423	1.507	0.18	-156.82	2
			Stordalen132	133.361	Stordalen132 - Stordalen22	3.423	1.663	4.18	20.90	13
0.80 induktivt	20	1.6	G1	24.284	G1 - Hesteneset22	1.600	-1.200	0.25	-24.09	10
			Hesteneset22	24.284	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.391	-1.218	138.42	8.87	19
			Hostekneet22	23.228	Hostekneet22 - Stordalen22	0.311	-1.352	9.48	-11.32	6
			Stordalen22	23.549	Svingbus132 - Stordalen132	3.466	1.960	0.21	-156.69	2
			Stordalen132	133.357	Stordalen132 - Stordalen22	3.466	2.117	4.76	22.28	13
0.75 inudktivt	20	1.6	G1	24.156	G1 - Hesteneset22	1.600	-1.410	0.29	-23.78	11
			Hesteneset22	24.156	Hesteneset22 - Hostekneet22	1.391	-1.428	165.66	14.63	20
			Hostekneet22	23.158	Hostekneet22 - Stordalen22	0.287	-1.568	12.62	-4.05	6
			Stordalen22	23.541	Svingbus132 - Stordalen132	3.494	2.186	0.22	-156.61	2
			Stordalen132	133.355	Stordalen132 - Stordalen22	3.494	2.342	5.11	25.53	14
0.3 induktivt	30	2.4	G1	15.870	G1 - Hesteneset22	2.400	-7.600	9.45	3.15	62
			Hesteneset22	15.890	Hesteneset22 - Hostekneet22	3.482	9.015	6023.98	1369.98	123
			Hostekneet22	19.612	Hostekneet22 - Stordalen22	5.534	10.822	750.50	1682.05	49
			Stordalen22	23.159	Svingbus132 - Stordalen132	9.366	11.764	2.92	-142.64	7
			Stordalen132	133.261	Stordalen132 - Stordalen22	9.363	11.906	66.30	331.50	50
0.68 induktivt	30	2.4	G1	22.000	G1 - Hesteneset22	2.400	-5.062	2.42	-16.59	32
			Hesteneset22	22.008	Hesteneset22 - Hostekneet22	2.189	-5.087	1520.74	329.61	62
			Hostekneet22	21.763	Hostekneet22 - Stordalen22	0.449	5.912	175.81	369.82	24
			Stordalen22	23.378	Svingbus132 - Stordalen132	4.231	6.603	0.80	-153.59	3
			Stordalen132	133.315	Stordalen132 - Stordalen22	4.230	6.757	18.35	91.75	26
0.65 induktivt	40	3.2	G1	24.128	G1 - Hesteneset22	3.200	-3.740	1.55	-21.91	25
			Hesteneset22	24.131	Hesteneset22 - Hostekneet22	2.989	-3.760	954.01	196.25	49
			Hostekneet22	22.446	Hostekneet22 - Stordalen22	1.098	-4.082	95.70	186.33	17
			Stordalen22	23.449	Svingbus132 - Stordalen132	2.771	4.913	0.42	-155.58	3
			Stordalen132	133.332	Stordalen132 - Stordalen22	2.771	5.069	9.63	48.16	19
0.6 induktivt	50	4	G1	23.474	G1 - Hesteneset22	4.000	-5.330	3.01	-18.52	35
			Hesteneset22	23.480	Hesteneset22 - Hostekneet22	3.788	-5.353	1874.26	409.36	69
			Hostekneet22	21.804	Hostekneet22 - Stordalen22	0.973	-5.888	202.66	430.96	25
			Stordalen22	23.372	Svingbus132 - Stordalen132	3.011	7.005	0.76	-153.80	3
			Stordalen132	133.314	Stordalen132 - Stordalen22	3.010	7.159	17.41	87.07	26

Tabell 51 Resultater fra lokalisering del 1 av småkraftverket i region Vest

Lokalisering	Knutepunkt	Spenning	Fra knutepunkt til knutepunkt	Effektflyt P	Effektflyt Q	Effekttap P	Effekttap Q	Belastning
Ingen	Hesteneset22	23.057	Hostekneet22 - Hesteneset22	0.269	0.032	3.28	-21.08	3
	Hostekneet22	23.345	Hostekneet22 - Stordalen22	1.467	0.182	-10.73	8.66	6
	Stordalen22	23.563	Svingbus132 - Stordalen132	6.228	1.034	0.51	-155.12	3
	Stordalen132	133.360	Stordalen132 - Stordalen22	6.227	1.189	11.60	57.99	21
Hesteneset22	G1	28.354	G1 - Hesteneset22	7.200	-2.370	2.68	-29.48	33
	Hesteneset22	28.349	Hostekneet22 - Hesteneset22	6.932	-2.394	-1609.90	-342.32	64
	Hostekneet22	23.168	Hostekneet22 - Stordalen22	4.134	-2.894	128.50	259.99	20
	Stordalen22	23.497	Svingbus132 - Stordalen132	0.748	3.973	0.22	-156.62	2
	Stordalen132	133.344	Stordalen132 - Stordalen22	0.748	4.129	5.08	25.42	14
Hostekneet22	G1	23.449	G1 - Hostekneet22	7.200	-2.370	3.91	-17.16	40
	Hesteneset22	23.157	Hostekneet22 - Hesteneset22	0.269	0.032	3.26	-21.27	3
	Hostekneet22	23.443	Hostekneet22 - Stordalen22	5.740	-2.543	194.50	409.93	25
	Stordalen22	23.51	Svingbus132 - Stordalen132	0.792	-3.926	0.20	-156.72	2
Stordalen22	Stordalen132	133.348	Stordalen132 - Stordalen22	0.797	-3.903	4.63	23.15	13
	G1	23.537	G1 - Stordalen22	7.200	-2.370	3.89	-17.37	40
	Hesteneset22	23.024	Hostekneet22 - Hesteneset22	0.269	0.032	3.29	-21.01	3
	Hostekneet22	23.315	Hostekneet22 - Stordalen22	1.467	0.182	10.73	-8.57	6
	Stordalen22	23.531	Svingbus132 - Stordalen132	0.977	-3.503	0.16	-156.91	2
Stordalen132	133.352	Stordalen132 - Stordalen22	0.980	-3.484	3.82	19.09	12	

Tabell 52 Resultater fra lokalisering del 2 av småkraftverket i region Vest. Luftlinje brukt er FEAL 1x25.

Lokalisering	Knutepunkt	Spenning	Fra knutepunkt til knutepunkt	Effektflyt P	Effektflyt Q	Effekttap P	Effekttap Q	Belastning
Hesteneset22	G1	28.423	G1 - Hesteneset22	7.200	-2.370	36.72	7.73	66
	Hesteneset22	28.302	Hostekneet22 - Hesteneset22	6.897	-2.431	-1606.45	-341.60	63
	Hostekneet22	23.153	Hostekneet22 - Stordalen22	4.104	-2.931	128.46	259.93	20
	Stordalen22	23.495	Svingbus132 - Stordalen132	0.779	4.010	0.22	-156.60	2
Hostekneet22	Stordalen132	133.344	Stordalen132 - Stordalen22	0.778	4.166	5.19	25.93	14
	G1	28.526	G1 - Hostekneet22	7.200	-2.370	1698.98	362.58	65
	Hesteneset22	22.859	Hostekneet22 - Hesteneset22	0.269	0.032	3.34	-20.69	3
	Hostekneet22	23.149	Hostekneet22 - Stordalen22	4.045	-2.923	125.84	253.96	20
Stordalen22	Stordalen22	23.495	Svingbus132 - Stordalen132	0.835	3.996	0.22	-156.60	2
	Stordalen132	133.344	Stordalen132 - Stordalen22	0.835	4.153	5.18	25.90	14
	G1	33.521	G1 - Stordalen22	7.200	-2.370	2804.07	565.93	56
	Hesteneset22	22.982	Hostekneet22 - Hesteneset22	0.269	0.032	3.31	-20.93	3
	Hostekneet22	23.271	Hostekneet22 - Stordalen22	1.467	0.182	-10.80	8.29	6
Stordalen22	23.490	Svingbus132 - Stordalen132	1.826	3.940	0.25	-156.45	2	
Stordalen132	133.342	Stordalen132 - Stordalen22	1.826	4.097	5.81	29.03	15	

Tabell 53 Resultater fra lokalisering del 2 av småkraftverket i region Vest. Luftlinje brukt er FEAL 1x95.

Lokalisering	Knutepunkt	Spenning	Fra knutepunkt til knutepunkt	Effektflyt P	Effektflyt Q	Effekttap P	Effekttap Q	Belastning
Hesteneset22	G1	28.332	G1 - Hesteneset22	7.200	-2.370	4.10	6.75	28
	Hesteneset22	28.327	Hostekneet22 - Hesteneset22	6.930	-2.430	-1617.04	-344.00	64
	Hostekneet22	23.155	Hostekneet22 - Stordalen22	4.126	-2.932	129.40	262.06	20
	Stordalen22	23.495	Svingbus132 - Stordalen132	0.758	4.013	0.22	-156.60	2
Hostekneet22	Stordalen132	133.344	Stordalen132 - Stordalen22	0.757	4.170	5.18	25.92	14
	G1	23.516	G1 - Hostekneet22	7.200	-2.370	277.55	485.01	34
	Hesteneset22	22.968	Hostekneet22 - Hesteneset22	0.269	0.032	3.31	-20.90	3
	Hostekneet22	23.257	Hostekneet22 - Stordalen22	5.466	-3.046	196.25	414.22	25
	Stordalen22	23.495	Svingbus132 - Stordalen132	0.515	-4.438	0.25	-156.47	2
Stordalen22	Stordalen132	133.343	Stordalen132 - Stordalen22	0.521	-4.410	5.76	28.81	15
	G1	23.889	G1 - Stordalen22	7.200	-2.370	613.85	1069.33	34
	Hesteneset22	22.979	Hostekneet22 - Hesteneset22	0.269	0.032	3.31	-20.93	3
	Hostekneet22	23.268	Hostekneet22 - Stordalen22	1.467	0.182	-10.80	8.28	6
	Stordalen22	23.488	Svingbus132 - Stordalen132	0.364	-4.602	0.26	-156.38	2
Stordalen132	133.342	Stordalen132 - Stordalen22	0.370	-4.571	6.15	30.76	15	

D.2 Resultater fra NetBas for case 2

Tabell 54 Resultater fra NetBas for situasjonene tunglast uten generator innkoblet (TT_NP), lettlast uten generator innkoblet (LL_NP) og lettlast med generator innkoblet (LL_G2)

Situasjon	Geografi	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVAR)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVAr)	Belastning (%)
TL_NP	Alle har samme referanselast	Seterseter22	21.624	Fjellheim132 - Svingbus132	123.760	- 19.921	201.24	874.88	55
		Fjellheim22	21.904	Fjellheim22 - Seterseter22	3.020	0.814	19.71	61.93	8
		Fjellheim10	10.134	Fjellheim10 - Fjellheim132	124.859	- 14.427	1098.73	5493.66	89
		Fjellheim132	133.414	Fjellheim10 - Fjellheim22	15.141	4.427	605.74	605.74	78
LL_NP	Vest	Seterseter22	22.175	Fjellheim132 - Svingbus132	134.743	- 17.466	236.3	1054.73	59
		Fjellheim22	22.245	Fjellheim22 - Seterseter22	0.793	0.181	1.3	- 16.95	2
		Fjellheim10	10.155	Fjellheim10 - Fjellheim132	136.033	- 11.015	1290.07	6450.35	96
		Fjellheim132	133.453	Fjellheim10 - Fjellheim22	3.967	1.015	8.13	40.64	20
	Midt	Seterseter22	22.228	Fjellheim132 - Svingbus132	135.850	- 17.264	240.03	1073.87	60
		Fjellheim22	22.277	Fjellheim22 - Seterseter22	0.568	0.122	0.66	- 19.73	2
		Fjellheim10	10.157	Fjellheim10 - Fjellheim132	137.160	- 10.712	1310.43	6552.17	97
		Fjellheim132	133.457	Fjellheim10 - Fjellheim22	2.840	0.712	4.15	20.77	14
	Nord	Seterseter22	22.214	Fjellheim132 - Svingbus132	135.553	- 17.317	239.03	1068.72	60
		Fjellheim22	22.269	Fjellheim22 - Seterseter22	0.628	0.138	0.81	- 19.08	2
		Fjellheim10	10.157	Fjellheim10 - Fjellheim132	136.858	- 10.792	1304.96	6524.78	97
		Fjellheim132	133.456	Fjellheim10 - Fjellheim22	3.142	0.792	5.09	25.44	16
LL_G2	Vest	G2	21.631	Fjellheim132 - Svingbus132	141.671	- 22.197	263.33	1193.45	63
		Seterseter22	21.627	Seterseter22 - Fjellheim22	6.403	- 3.676	112.31	454.10	20
		Fjellheim22	22.077	G2 - Seterseter22	7.2	- 3.490	5.13	- 12.02	46
		Fjellheim10	10.143	Fjellheim10 - Fjellheim132	143.108	- 15.008	1437.65	7188.24	101
		Fjellheim132	133.423	Fjellheim22 - Fjellheim10	3.125	- 4.924	16.89	84.44	29
	Midt	G2	21.680	Fjellheim132 - Svingbus132	142.764	- 22.055	267.22	1213.42	63
		Seterseter22	21.676	Seterseter22 - Fjellheim22	6.628	- 3.620	116.96	473.75	20
		Fjellheim22	22.107	G2 - Seterseter22	7.2	- 3.49	5.10	- 12.14	46
		Fjellheim10	10.144	Fjellheim10 - Fjellheim132	144.223	- 14.76	1458.89	7294.46	102
		Fjellheim132	133.426	Fjellheim22 - Fjellheim10	4.243	- 4.662	19.68	98.39	31
	Nord	G2	21.667	Fjellheim132 - Svingbus132	142.471	- 22.092	266.17	1208.05	63
		Seterseter22	21.663	Seterseter22 - Fjellheim22	6.568	- 3.635	115.70	468.40	20
		Fjellheim22	22.099	G2 - Seterseter22	7.2	- 3.490	5.11	- 12.11	46
		Fjellheim10	10.144	Fjellheim10 - Fjellheim132	143.925	- 14.826	1453.18	7265.90	102
		Fjellheim132	133.425	Fjellheim22 - Fjellheim10	3.943	- 4.732	18.80	94.01	31

Tabell 55 Resultater for nedjustering av aktiv effekt produsert fra småkraftgenerator

Prod % av max	Prod (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
100	8	G2	22.567	Fjellheim132 - Svingbus132	142.488	-18.629	264.31	1198.48	63
		Seterseter22	22.554	Seterseter22 - Fjellheim22	7.204	-0.184	98.50	394.41	19
		Fjellheim22	22.315	G2 - Seterseter22	8.000	0.000	4.71	-14.32	44
		Fjellheim10	10.158	Fjellheim10 - Fjellheim132	143.931	-11.414	1443.00	7214.98	102
		Fjellheim132	133.455	Fjellheim22 - Fjellheim10	3.940	-1.372	8.46	42.28	62
90	7.2	G2	21.930	Fjellheim132 - Svingbus132	141.697	-20.960	262.70	1190.21	18
		Seterseter22	21.924	Seterseter22 - Fjellheim22	6.404	-2.555	95.32	381.76	43
		Fjellheim22	22.155	G2 - Seterseter22	7.200	-2.370	4.48	-13.49	101
		Fjellheim10	10.148	Fjellheim10 - Fjellheim132	143.131	-13.789	1434.20	7171.01	24
		Fjellheim132	133.434	Fjellheim22 - Fjellheim10	3.143	-3.730	11.73	58.65	49
80	6.4	G2	21.969	Fjellheim132 - Svingbus132	140.940	-20.496	259.70	1174.83	62
		Seterseter22	21.963	Seterseter22 - Fjellheim22	5.605	-2.283	73.17	287.86	16
		Fjellheim22	22.169	G2 - Seterseter22	6.400	-2.100	3.52	-14.94	38
		Fjellheim10	10.149	Fjellheim10 - Fjellheim132	142.358	-13.406	1417.84	7089.19	101
		Fjellheim132	133.437	Fjellheim22 - Fjellheim10	2.366	-3.365	8.33	41.66	20
70	5.6	G2	22.002	Fjellheim132 - Svingbus132	140.179	-20.059	256.72	1159.55	62
		Seterseter22	21.997	Seterseter22 - Fjellheim22	4.806	-2.022	54.12	207.09	14
		Fjellheim22	22.182	G2 - Seterseter22	5.600	-1.840	2.69	-16.20	33
		Fjellheim10	10.150	Fjellheim10 - Fjellheim132	141.580	-13.051	1401.59	7007.94	100
		Fjellheim132	133.439	Fjellheim22 - Fjellheim10	1.586	-3.023	5.73	58.65	17
60	4.8	G2	22.034	Fjellheim132 - Svingbus132	139.413	-19.640	253.76	1144.36	61
		Seterseter22	22.030	Seterseter22 - Fjellheim22	4.007	-1.761	38.01	138.77	12
		Fjellheim22	22.194	G2 - Seterseter22	4.800	-1.580	1.97	-17.29	28
		Fjellheim10	10.151	Fjellheim10 - Fjellheim132	140.799	-12.713	1385.42	6927.10	99
		Fjellheim132	133.442	Fjellheim22 - Fjellheim10	0.803	-2.693	3.88	19.40	14
50	4	G2	22.065	Fjellheim132 - Svingbus132	138.645	-19.226	250.81	1129.21	61
		Seterseter22	22.062	Seterseter22 - Fjellheim22	3.207	-1.490	24.73	82.47	9
		Fjellheim22	22.205	G2 - Seterseter22	4.000	-1.310	1.36	-18.23	24
		Fjellheim10	10.152	Fjellheim10 - Fjellheim132	140.014	-12.380	1369.31	6846.53	99
		Fjellheim132	133.444	Fjellheim22 - Fjellheim10	0.017	-2.366	2.75	13.74	12
40	3.2	G2	22.059	Fjellheim132 - Svingbus132	137.870	-18.976	247.95	1114.50	61
		Seterseter22	22.056	Seterseter22 - Fjellheim22	2.408	-1.359	15.10	41.70	7
		Fjellheim22	22.207	G2 - Seterseter22	3.200	-1.180	0.89	-18.89	19
		Fjellheim10	10.152	Fjellheim10 - Fjellheim132	139.224	-12.208	1353.66	6768.28	98
		Fjellheim132	133.445	Fjellheim22 - Fjellheim10	0.776	2.208	2.66	13.28	12
30	2.4	G3	22.117	Fjellheim132 - Svingbus132	137.095	-18.470	244.96	1099.19	60
		Seterseter22	22.115	Seterseter22 - Fjellheim22	1.608	-0.969	6.91	6.91	5
		Fjellheim22	22.224	G2 - Seterseter22	2.400	-0.790	0.49	-19.58	14
		Fjellheim10	10.154	Fjellheim10 - Fjellheim132	138.433	-11.783	1337.37	6686.85	98
		Fjellheim132	133.448	Fjellheim10 - Fjellheim22	1.567	1.783	2.73	13.66	12
20	1.6	G2	22.139	Fjellheim132 - Svingbus132	136.315	-18.116	242.06	1084.29	60
		Seterseter22	22.138	Seterseter22 - Fjellheim22	0.808	-0.708	2.24	-12.89	3
		Fjellheim22	22.232	G2 - Seterseter22	1.600	-0.530	0.22	-20.01	9
		Fjellheim10	10.154	Fjellheim10 - Fjellheim132	137.637	-11.508	1321.52	6607.59	97
		Fjellheim132	133.450	Fjellheim10 - Fjellheim22	2.363	1.508	3.81	19.06	14
10	0.8	G2	22.162	Fjellheim132 - Svingbus132	135.531	-17.767	239.17	1069.44	60
		Seterseter22	22.162	Seterseter22 - Fjellheim22	0.009	-0.438	0.36	-20.91	1
		Fjellheim22	22.240	G2 - Seterseter22	0.800	-0.260	0.05	-20.29	5
		Fjellheim10	10.155	Fjellheim10 - Fjellheim132	136.837	-11.239	1305.72	6528.59	97
		Fjellheim132	133.452	Fjellheim10 - Fjellheim22	3.163	1.239	5.60	27.98	17

D.3 Resultater fra NetBas for case 3

Tabell 56 Resultater fra NetBas for situasjonene tunglast uten generator innkoblet (TT_NP), lettlast uten generator innkoblet (LL_NP) og lettlast med generator innkoblet (LL_ØF22)

Situasjon	Geografi	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Strøm (A)	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
TL_NP	Alle har samme referanselast	Kabelnes22	21.350	Svingbus132 - Fjosnes132	27	6.227	1.242	0.52	- 155.09	3
		Fjosnes22	22.132	Fjosnes22 - Kabelnes22	166	6.213	1.330	212.58	- 169.72	70
		Fjosnes132	133.359	Fjosnes132 - Fjosnes22		6.226	1.397	13.30	66.48	21
LL_NP	Vest	Kabelnes22	22.017	Svingbus132 - Fjosnes132	7	1.597	- 0.011	0.03	- 157.61	1
		Fjosnes22	22.213	Fjosnes22 - Kabelnes22	42	1.597	- 0.143	13.61	- 253.02	18
		Fjosnes132	133.377	Fjosnes132 - Fjosnes22		1.597	0.147	0.84	4.20	5
	Midt	Kabelnes22	22.082	Svingbus132 - Fjosnes132	5	1.141	- 0.128	0.02	- 157.69	1
		Fjosnes22	22.221	Fjosnes22 - Kabelnes22	30	1.141	0.027	6.88	- 256.40	13
		Fjosnes132	133.379	Fjosnes132 - Fjosnes22		1.141	0.029	0.43	2.13	4
	Nord	Kabelnes22	22.065	Svingbus132 - Fjosnes132	5	1.263	- 0.097	0.02	- 157.67	1
		Fjosnes22	22.218	Fjosnes22 - Kabelnes22	33	1.263	0.058	8.45	- 255.58	14
		Fjosnes132	133.379	Fjosnes132 - Fjosnes22		1.263	0.061	0.52	2.61	4
LL_G6	Vest	Østfoss22	24.264	Fjosnes132 - Svingbus132	26	4.659	- 3.923	0.47	- 155.35	3
		Kabelnes22	22.495	Kabelnes22 - Fjosnes22	163	4.869	- 4.051	197.56	- 188.56	68
		Fjosnes22	22.118	Østfoss22 - Kabelnes22	190	7.2	- 3.490	748.30	165.41	81
	Midt	Fjosnes132	133.355	Fjosnes22 - Fjosnes132		4.671	- 3.863	12.12	60.58	20
		Østfoss22	24.322	Fjosnes132 - Svingbus132	28	5.093	- 3.821	0.51	- 155.12	3
		Kabelnes22	22.558	Kabelnes22 - Fjosnes22	169	5.321	- 3.938	215.25	- 182.75	71
	Nord	Fjosnes22	22.125	Østfoss22 - Kabelnes22	190	7.200	- 3.490	744.72	164.55	81
		Fjosnes132	133.357	Fjosnes22 - Fjosnes132		5.106	- 3.755	13.24	66.20	21
		Østfoss22	24.306	Fjosnes132 - Svingbus132	27	4.977	- 3.849	0.50	- 155.18	3
	Nord	Kabelnes22	22.541	Kabelnes22 - Fjosnes22	168	5.200	- 4.968	210.31	- 184.38	70
		Fjosnes22	22.123	Østfoss22 - Kabelnes22	190	7.200	- 3.490	745.68	164.78	81
		Fjosnes132	133.356	Fjosnes22 - Fjosnes132		4.990	- 3.784	12.93	64.63	21

Tabell 57 Resultater for nedjustering av aktiv effekt produsert fra småkraftgenerator

Prod % av max	Prod (MW)	Knutepunkt	Spenning (kV)	Fra knutepunkt - til knutepunkt	Effektflyt (MW)	Effektflyt (MVar)	Effekttap (kW)	Effekttap (kVar)	Belastning (%)
100	8	Østfoss22	25.123	Fjosnes132 - Svingbus132	5.948	-0.300	0.45	-155.46	3
		Kabelnes22	22.936	Kabelnes22 - Fjosnes22	6.144	-0.433	184.13	-200.59	65
		Fjosnes22	22.265	Østfoss22 - Kabelnes22	8.000	0.000	698.05	156.51	78
		Fjosnes132	133.389	Fjosnes22 - Fjosnes132	5.960	-0.242	7.32	57.59	20
90	7.2	Østfoss22	24.501	Fjosnes132 - Svingbus132	5.192	-2.662	0.43	-155.55	3
		Kabelnes22	22.659	Kabelnes22 - Fjosnes22	5.383	-2.804	180.00	-197.69	64
		Fjosnes22	22.170	Østfoss22 - Kabelnes22	7.200	-2.370	658.71	144.73	76
		Fjosnes132	133.367	Fjosnes22 - Fjosnes132	5.203	-2.607	11.12	55.58	19
80	6.4	Østfoss22	24.262	Fjosnes132 - Svingbus132	4.563	-2.335	0.33	-156.06	2
		Kabelnes22	22.605	Kabelnes22 - Fjosnes22	4.711	-2.505	139.34	-212.39	57
		Fjosnes22	22.177	Østfoss22 - Kabelnes22	6.400	-2.100	530.42	115.37	68
		Fjosnes132	133.369	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.572	-2.293	8.58	42.90	17
70	5.6	Østfoss22	24.015	Fjosnes132 - Svingbus132	3.917	-2.025	0.25	-156.51	2
		Kabelnes22	22.549	Kabelnes22 - Fjosnes22	4.027	-2.218	103.53	-225.22	49
		Fjosnes22	22.184	Østfoss22 - Kabelnes22	5.600	-1.840	414.58	88.87	60
		Fjosnes132	133.370	Fjosnes22 - Fjosnes132	3.924	-1.993	6.35	31.75	15
60	4.8	Østfoss22	23.762	Fjosnes132 - Svingbus132	3.254	-1.721	0.18	-156.89	2
		Kabelnes22	22.490	Kabelnes22 - Fjosnes22	3.331	-1.932	72.57	-236.20	41
		Fjosnes22	22.190	Østfoss22 - Kabelnes22	4.800	-1.580	311.21	65.23	52
		Fjosnes132	133.372	Fjosnes22 - Fjosnes132	3.258	-1.699	4.42	22.11	12
50	4.0	Østfoss22	23.503	Fjosnes132 - Svingbus132	2.572	-1.413	0.11	-157.22	1
		Kabelnes22	22.429	Kabelnes22 - Fjosnes22	2.621	-1.644	46.58	-245.31	33
		Fjosnes22	22.197	Østfoss22 - Kabelnes22	4.000	-1.310	220.67	44.53	44
		Fjosnes132	133.374	Fjosnes22 - Fjosnes132	2.574	-1.399	2.81	14.06	10
40	3.2	Østfoss22	23.216	Fjosnes132 - Svingbus132	1.864	-1.254	0.06	-157.45	1
		Kabelnes22	22.354	Kabelnes22 - Fjosnes22	1.893	-1.498	27.92	-251.42	26
		Fjosnes22	22.197	Østfoss22 - Kabelnes22	3.200	-1.180	148.48	28.06	36
		Fjosnes132	133.374	Fjosnes22 - Fjosnes132	1.865	-1.246	1.65	8.24	7
30	2.4	Østfoss22	22.899	Fjosnes132 - Svingbus132	1.131	-1.1235	0.03	-157.60	1
		Kabelnes22	22.265	Kabelnes22 - Fjosnes22	1.148	-1.485	16.28	-254.68	20
		Fjosnes22	22.192	Østfoss22 - Kabelnes22	2.400	-1.180	93.80	15.62	29
		Fjosnes132	133.373	Fjosnes22 - Fjosnes132	1.132	-1.231	0.92	4.58	6
20	1.6	Østfoss22	22.676	Fjosnes132 - Svingbus132	0.400	-0.564	0.01	-157.75	0
		Kabelnes22	22.228	Kabelnes22 - Fjosnes22	0.404	-0.822	3.33	-259.34	10
		Fjosnes22	22.212	Østfoss22 - Kabelnes22	1.600	-0.530	37.99	2.88	18
		Fjosnes132	133.377	Fjosnes22 - Fjosnes132	0.400	-0.563	0.16	0.78	2
10	0.8	Østfoss22	22.284	Fjosnes132 - Svingbus132	0.370	0.129	0.00	-157.76	0
		Fjosnes22	22.156	Kabelnes22 - Fjosnes22	0.370	0.287	1.61	-259.19	7
		Fjosnes132	22.217	Østfoss22 - Kabelnes22	0.800	-0.260	9.70	-3.52	9
		Fjosnes132	133.378	Fjosnes22 - Fjosnes132	0.370	0.287	0.07	0.36	2

Tabell 58 Resultater fra lokalisering del 1 av småkraftverket i region Vest

Lokalisering	Knutepunkt	Spenning	Fra knutepunkt til knutepunkt	Effektflyt P	Effektflyt Q	Effekttap P	Effekttap Q	Belastning
Ingen	Kabelnes22	22.017	Fjosnes132 - Svingbus132	1.597	-0.011	-0.03	157.61	1
	Fjosnes22	22.213	Fjosnes22 - Kabelnes22	1.597	0.143	13.61	-253.02	18
	Fjosnes132	133.377	Fjosnes22 - Fjosnes132	1.597	0.147	-0.84	-4.20	5
Kabelnes22	Østfoss22	24.446	Fjosnes132 - Svingbus132	4.784	-2.757	0.39	-155.78	2
	Kabelnes22	22.600	Fjosnes22 - Kabelnes22	4.955	-2.911	-161.71	203.77	61
	Fjosnes22	22.163	Østfoss22 - Kabelnes22	7.200	-2.370	661.65	145.44	76
	Fjosnes132	133.365	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.794	-2.707	9.96	49.78	18
Fjosnes22	Østfoss22	24.042	Fjosnes132 - Svingbus132	4.909	-2.716	0.40	-155.72	2
	Kabelnes22	21.969	Fjosnes22 - Kabelnes22	1.597	0.144	13.67	-521.90	18
	Fjosnes22	22.166	Østfoss22 - Fjosnes22	7.200	-2.370	684.11	150.82	77
	Fjosnes132	133.366	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.919	-2.665	10.28	51.39	19

Tabell 59 Resultater fra lokalisering del 2 av småkraftverket i region Vest. Luftlinje brukt er FEAL 1x25.

Lokalisering	Knutepunkt	Spenning	Fra knutepunkt til knutepunkt	Effektflyt P	Effektflyt Q	Effekttap P	Effekttap Q	Belastning
Kabelnes22	Østfoss22	24.446	Fjosnes132 - Svingbus132	4.784	-2.757	0.39	-155.78	2
	Kabelnes22	22.600	Fjosnes22 - Kabelnes22	4.955	-2.911	-161.71	203.77	61
	Fjosnes22	22.163	Østfoss22 - Kabelnes22	7.200	-2.370	661.65	145.44	76
	Fjosnes132	133.365	Fjosnes22 - Fjosnes132	4.794	-2.707	9.96	49.78	18
Fjosnes22	Østfoss22	27.027	Fjosnes132 - Svingbus132	11.123	-6.661	0.30	-156.19	6
	Kabelnes22	21.955	Fjosnes22 - Kabelnes22	4.866	-4.052	13.69	-251.55	68
	Fjosnes22	22.151	Østfoss22 - Fjosnes22	7.200	-2.370	1622.81	351.24	78
	Fjosnes132	133.363	Fjosnes22 - Fjosnes132	11.178	-6.387	7.91	39.55	43

Tabell 60 Resultater fra lokalisering del 2 av småkraftverket i region Vest. Luftlinje brukt er FEAL 1x95.

Lokalisering	Knutepunkt	Spenning	Fra knutepunkt til knutepunkt	Effektflyt P	Effektflyt Q	Effekttap P	Effekttap Q	Belastning
Kabelnes22	Østfoss22	22.757	Fjosnes132 - Svingbus132	5.330	-2.780	0.46	-155.41	3
	Kabelnes22	22.667	Fjosnes22 - Kabelnes22	5.532	-2.915	-190.99	193.63	66
	Fjosnes22	22.167	Østfoss22 - Kabelnes22	7.200	-2.370	84.74	148.98	35
	Fjosnes132	133.366	Fjosnes22 - Fjosnes132	5.341	-2.721	11.80	58.99	20
Fjosnes22	Østfoss22	22.392	Fjosnes132 - Svingbus132	5.503	-2.732	0.48	-155.31	3
	Kabelnes22	21.960	Fjosnes22 - Kabelnes22	1.597	0.144	13.68	-251.69	18
	Fjosnes22	22.157	Østfoss22 - Fjosnes22	7.200	-2.370	262.43	462.79	36
	Fjosnes132	133.364	Fjosnes22 - Fjosnes132	5.515	-2.670	12.29	61.43	20

Vedlegg E

E.1 Behandling av produksjons- og tilsigsserier i Spyder

```
#impoerterer pakker
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import xlrd, datetime

#Velger stil på alle grafer
plt.style.use('classic')

def average(x):
    average = sum(x)/len(x)
    return average

#PRODUKSJON
book = xlrd.open_workbook('profiler.xlsx') #Åpne produksjonsprofiler

#Henter ut alle verdiene i fila
sheet = book.sheet_by_index(0)
celler = sheet.cell_value
r_range = np.arange(1, 43801)

#Sorterer kolonnene i Dag, Region og fikser Dag til å bli dato
Dag = [celler(r, 0) for r in r_range]
Vest_ = [celler(r, 7) for r in r_range]
Midt_ = [celler(r, 8) for r in r_range]
Nord_ = [celler(r, 9) for r in r_range]
Dag_as_datetime = [datetime.datetime(*xlrd.xldate_as_tuple(Dag[i], book.datemode)) for i in r_range-1]

#Lager en dictionary for Vest
Vest = {}
#Lager 5 lister, en for hvert år av verdier i region Vest
Vest_2011 = [Vest_[i] for i in range(0, 8760)]
Vest_2012 = [Vest_[i] for i in range(8760, 2*8760)]
Vest_2013 = [Vest_[i] for i in range(2*8760, 3*8760)]
Vest_2014 = [Vest_[i] for i in range(3*8760, 4*8760)]
Vest_2015 = [Vest_[i] for i in range(4*8760, 5*8760)]

#Putter listene inn i dictionarien
Vest['Vest_2011'] = Vest_2011
Vest['Vest_2012'] = Vest_2012
Vest['Vest_2013'] = Vest_2013
Vest['Vest_2014'] = Vest_2014
Vest['Vest_2015'] = Vest_2015

#Lager en liste over navnene i Dictionarien, sånn at jeg kan kalle på de senere
vest = ('Vest_2011', 'Vest_2012', 'Vest_2013', 'Vest_2014', 'Vest_2015')

#Gjør akkurat det samme for region Midt
Midt = {}
Midt_2011 = [Midt_[i] for i in range(0,8760)]
Midt_2012 = [Midt_[i] for i in range(8760, 2*8760)]
Midt_2013 = [Midt_[i] for i in range(2*8760, 3*8760)]
Midt_2014 = [Midt_[i] for i in range(3*8760, 4*8760)]
Midt_2015 = [Midt_[i] for i in range(4*8760, 5*8760)]
```

```

Midt['Midt_2011'] = Midt_2011
Midt['Midt_2012'] = Midt_2012
Midt['Midt_2013'] = Midt_2013
Midt['Midt_2014'] = Midt_2014
Midt['Midt_2015'] = Midt_2015

midt = ('Midt_2011', 'Midt_2012', 'Midt_2013', 'Midt_2014', 'Midt_2015')

#Gjør akkurat det samme for region Nord
Nord = {}
Nord_2011 = [Nord_[i] for i in range(0, 8760)]
Nord_2012 = [Nord_[i] for i in range(8760, 2*8760)]
Nord_2013 = [Nord_[i] for i in range(2*8760, 3*8760)]
Nord_2014 = [Nord_[i] for i in range(3*8760, 4*8760)]
Nord_2015 = [Nord_[i] for i in range(4*8760, 5*8760)]

Nord['Nord_2011'] = Nord_2011
Nord['Nord_2012'] = Nord_2012
Nord['Nord_2013'] = Nord_2013
Nord['Nord_2014'] = Nord_2014
Nord['Nord_2015'] = Nord_2015

nord = ('Nord_2011', 'Nord_2012', 'Nord_2013', 'Nord_2014', 'Nord_2015')

#PLOTING AV PRODUKSJONSSERIENE JEG SKAL BRUKE
#Dette plottet viser produksjonsseriene i samme graf, ikke skalert, så stor forskjell på dem
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Vest_2012)
plt.plot(Midt_2012)
plt.plot(Nord_2012)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.ylim(0, 5)
plt.legend(['Vest 2012', 'Midt 2012', 'Nord 2012'], bbox_to_anchor = (1.03, 1.023), loc = 1)
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon (MW)')
plt.savefig('Produksjon Vest, Midt, Nord 2012.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#GJENNOMSNIITT PRODUKSJONSSERIER - kun for å velge ut riktig serie
"Gjennomsnitt = {}

Gjsnitt_Vest = []
for i in vest:
    Gjsnitt_Vest.append("%.2f % average(Vest[i]))

Gjsnitt_Midt = []
for i in midt:
    Gjsnitt_Midt.append("%.2f % average(Midt[i]))

Gjsnitt_Nord = []
for i in nord:
    Gjsnitt_Nord.append("%.2f % average(Nord[i]))

Gjennomsnitt['Gjennomsnitt Vest'] = Gjsnitt_Vest
Gjennomsnitt['Gjennomsnitt Midt'] = Gjsnitt_Midt
Gjennomsnitt['Gjennomsnitt Nord'] = Gjsnitt_Nord

```

```

#MAXVERDIER PRODUKSJONSSERIER - kun for å velge ut riktig serie
Max = {}

Max_Vest = []
for i in vest:
    Max_Vest.append("%.2f % max(Vest[i]))

Max_Midt = []
for i in midt:
    Max_Midt.append("%.2f % max(Midt[i]))

Max_Nord = []
for i in nord:
    Max_Nord.append("%.2f % max(Nord[i]))

Max['Maksimumsverdi Vest'] = Max_Vest
Max['Maksimumsverdi Midt'] = Max_Midt
Max['Maksimumsverdi Nord'] = Max_Nord
'''

#PRODUKSJON VEST sortert - kun for å finne ut av hvilke serier som er max, min og median.
'''Vest_2011.sort(reverse = True)
Vest_2012.sort(reverse = True)
Vest_2013.sort(reverse = True)
Vest_2014.sort(reverse = True)
Vest_2015.sort(reverse = True)

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Vest_2011, 'b', Vest_2012, 'g', Vest_2013, 'r', Vest_2014, 'm', Vest_2015, 'y')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.legend(['Vest 2011', 'Vest 2012', 'Vest 2013', 'Vest 2014', 'Vest 2015'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon (MW)')
plt.savefig('Produksjon Vest sortert.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#PRODUKSJON MIDT
Midt_2011.sort(reverse = True)
Midt_2012.sort(reverse = True)
Midt_2013.sort(reverse = True)
Midt_2014.sort(reverse = True)
Midt_2015.sort(reverse = True)

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Midt_2011, 'b', Midt_2012, 'g', Midt_2013, 'r', Midt_2014, 'm', Midt_2015, 'y')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.legend(['Midt 2011', 'Midt 2012', 'Midt 2013', 'Midt 2014', 'Midt 2015'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon (MW)')
plt.savefig('Produksjon Midt sortert.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#PRODUKSJON NORD
Nord_2011.sort(reverse = True)
Nord_2012.sort(reverse = True)
Nord_2013.sort(reverse = True)
Nord_2014.sort(reverse = True)

```

```

Nord_2015.sort(reverse = True)

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Nord_2011, 'b', Nord_2012, 'g', Nord_2013, 'r', Nord_2014, 'm', Nord_2015, 'y')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.legend(['Nord 2011', 'Nord 2012', 'Nord 2013', 'Nord 2014', 'Nord 2015'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon (MW)')
plt.savefig('Produksjon Nord sortert.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

'''

#Plotter produksjonen for region Vest
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Vest_2012)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['Vest 2012'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon (MW)')
plt.savefig('Produksjon Vest.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Plotter produksjonen for region Midt
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Midt_2012)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['Midt 2012'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon (MW)')
plt.savefig('Produksjon Midt.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Plotter produksjonen for region Nord
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Nord_2012)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['Nord 2012'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon (MW)')
plt.savefig('Produksjon Nord.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Plotter produksjonen for alle de tre regionene i samme plot. Dette gjorde jeg jo isted...
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Vest_2012, 'b', Midt_2012, 'g', Nord_2012, 'r')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['Vest 2012', 'Midt 2012', 'Nord 2012'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon (MW)')
plt.savefig('Produksjon alle regioner.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#FORBRUK
def datatilgraf(file):
    infile = open(file, 'r')
    infile.readline()
    lines = infile.readlines()

```

```

infile.close()

temp = []
forb_ind = []
forb_al = []

for line in lines:
    element = line.split(',')
    temp.append(element[1])
    element[1] = float(element[1])
    forb_ind.append(element[2])
    forb_al.append(element[3])

Dict = {}

forb = []
for i in range(0, 473040):
    a = forb_ind[i]
    b = forb_al[i]
    forb.append(float(a) + float(b))

Dict['Temperatur'] = temp
Dict['Forbruk'] = forb

return Dict

Forbruk = {}
Forbruk['Vest'] = datatilgraf('Aggr_100n_100otherZEB_STOCK_2030_R5_1958-2011_forEMPS (2).csv')
Forbruk['Midt'] = datatilgraf('Aggr_100n_100otherZEB_STOCK_2030_R3_1958-2011_forEMPS (2).csv')
Forbruk['Nord'] = datatilgraf('Aggr_100n_100otherZEB_STOCK_2030_R4_1958-2011_forEMPS (2).csv')

#Lager en dictionary med alle årene for hver region
Vest_År = {}
n = 0
for k in range(53):
    Vest_År[k] = []
    n += 1
    for val in range(n*8760, (n+1)*8760):
        Vest_År[k].append(Forbruk['Vest']['Forbruk'][val])
Vest_År[53] = [Forbruk['Vest']['Forbruk'][m] for m in range(8760)]

Midt_År = {}
n = 0
for k in range(53):
    Midt_År[k] = []
    n += 1
    for val in range(n*8760, (n+1)*8760):
        Midt_År[k].append(Forbruk['Midt']['Forbruk'][val])
Midt_År[53] = [Forbruk['Midt']['Forbruk'][m] for m in range(8760)]

Nord_År = {}
n = 0
for k in range(53):
    Nord_År[k] = []
    n += 1
    for val in range(n*8760, (n+1)*8760):
        Nord_År[k].append(Forbruk['Nord']['Forbruk'][val])
Nord_År[53] = [Forbruk['Nord']['Forbruk'][m] for m in range(8760)]

```

```

Gjennomsnitt_forb = {}

Gjsnitt_Vest_forb = []
Gjsnitt_Midt_forb = []
Gjsnitt_Nord_forb = []
for i in range(54):
    Gjsnitt_Vest_forb.append(average(Vest_År[i]))
    Gjsnitt_Midt_forb.append(average(Midt_År[i]))
    Gjsnitt_Nord_forb.append(average(Nord_År[i]))

Gjennomsnitt_forb['Gjennomsnitt Vest'] = Gjsnitt_Vest_forb
Gjennomsnitt_forb['Gjennomsnitt Midt'] = Gjsnitt_Midt_forb
Gjennomsnitt_forb['Gjennomsnitt Nord'] = Gjsnitt_Nord_forb

Gjsnitt = {}

Gjsnitt['Gjennomsnitt Vest 1988'] = Gjsnitt_Vest_forb[29]
Gjsnitt['Gjennomsnitt Midt 2002'] = Gjsnitt_Midt_forb[43]
Gjsnitt['Gjennomsnitt Nord 1994'] = Gjsnitt_Nord_forb[35]

'''Gjsnitt_Vest_forb.sort()
Gjsnitt_Midt_forb.sort()
Gjsnitt_Nord_forb.sort()'''

#PLOTTING VEST
#Lager en liste med medianår, maxår og minår, trenger bare median videre
F1988V = Vest_År[29]
'''F2010V = Vest_År[51]
F2000V = Vest_År[41]'''

#Plotter figur med de tre årene
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(F1988V, linewidth = 0.5)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.ylim(0, 1700)
'''plt.plot(F2010V) #Har tatt ut disse årene da de ikke trengs videre
plt.plot(F2000V)'''
plt.legend(['Forbruk Vest (1988)'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Forbruk (°)')
plt.savefig('Forbruk V1988.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')
#Printer max-, min- og skaleringsfaktor
print (max(F1988V), min(F1988V), min(F1988V)/max(F1988V))

#Sorterer alle seriene og plotter de i samme plot. Dette trengs ikke videre
'''F1988V.sort(reverse = True)
F2010V.sort(reverse = True)
F2000V.sort(reverse = True)
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(F1988V, 'b', F2010V, 'g', F2000V, 'r')
plt.legend(['1994', '1966', '2011'])
plt.tick_params(axis='x', which='both', bottom='off', top='off', labelbottom='off')
plt.ylabel('Forbruk (kW)')'''

```



```

#PLOTING MIDT
#Gjør nøyaktig det samme med de andre regionene
F2002M = Midt_År[43]
"""F2010M = Midt_År[51]
F1990M = Midt_År[31]"""

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(F2002M, linewidth = 0.5)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
"""plt.plot(F2010M)
plt.plot(F1990M)"""
plt.legend(['Forbruk Midt (2002)', '2010', '1990'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Forbruk (kW)')
plt.savefig('Forbruk M2002', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

print (max(F2002M), min(F2002M), min(F2002M)/max(F2002M))

"""F2002M_sort = F2002M.sort(reverse = True)
F2010M_sort = F2010M.sort(reverse = True)
F1990M_sort = F1990M.sort(reverse = True)
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(F2002M, 'b', F2010M, 'g', F1990M, 'r')
plt.legend(['2002', '2010', '1990'])
plt.tick_params(axis='x', which='both', bottom='off', top='off', labelbottom='off')
plt.ylabel('Forbruk (kW)')"""

#PLOTING NORD
F1994N = Nord_År[35]
"""F1966N = Nord_År[7]
F2011N = Nord_År[52]"""

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(F1994N, linewidth = 0.5)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
"""plt.plot(F1966N)
plt.plot(F2011N)"""
plt.legend(['Forbruk Nord (1994)', '1966', '2011'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Forbruk (kW)')
plt.savefig('Forbruk N1994.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

print (max(F1994N), min(F1994N), min(F1994N)/max(F1994N))

"""F1994N.sort(reverse = True)
F1966N.sort(reverse = True)
F2011N.sort(reverse = True)
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(F1994N, 'b', F1966N, 'g', F2011N, 'r')
plt.legend(['1994', '1966', '2011'])
plt.tick_params(axis='x', which='both', bottom='off', top='off', labelbottom='off')
plt.ylabel('Forbruk (kW)')"""

```

```

#Plotter de tre regionene i samme plot
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(F1988V, linewidth = 0.5)
plt.plot(F2002M, linewidth = 0.5)
plt.plot(F1994N, linewidth = 0.5)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.ylim(0, 3100)
plt.legend(['Forbruk Vest (1988)', 'Forbruk Midt (2002)', 'Forbruk Nord (1994)'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Forbruk (kW)')
plt.savefig('Forbruk alle regioner.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#PLOTING AV DIFFERANSENE
#Lager tre lister for differansene i hver region
Differanse_Vest = []
Differanse_Midt = []
Differanse_Nord = []

#For 8760 timer tar jeg produksjon (i MW) * 1000 (for å få kW) og trekker fra forbruket (i kW)
for i in range(8760):
    d = 1000*Vest_2012[i] - F1988V[i]
    e = 1000*Midt_2012[i] - F2002M[i]
    f = 1000*Nord_2012[i] - F1994N[i]
    #Legger differansene till listene jeg lagde over
    Differanse_Vest.append(d)
    Differanse_Midt.append(e)
    Differanse_Nord.append(f)

#Differanse prod-forb
#Vest
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Differanse_Vest, linewidth = 0.5)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.legend(['Differanse produksjon forbruk Vest'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon - forbruk (kW)')
plt.axhline(0, color = 'black')
plt.savefig('Differanse prod-forb Vest.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Midt
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Differanse_Midt, linewidth = 0.5)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.ylim(-3000, 5500)
plt.legend(['Differanse produksjon forbruk Midt'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon - forbruk (kW)')
plt.axhline(0, color = 'black')
plt.savefig('Differanse prod-forb Midt.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

```

```

#Nord
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Differanse_Nord, linewidth = 0.5)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.ylim(-2000, 3500)
plt.legend(['Differanse produksjon forbruk Nord'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon - forbruk (kW)')
plt.axhline(0, color = 'black')
plt.savefig('Differanse prod-forb Nord.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Sortert differanse, sorterer verdiene slik at (maxprod - minforb) er øverst til venstre og (minprod - maxforb) er nederst til høyre
#Vest
Differanse_Vest.sort(reverse = True)
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Differanse_Vest)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.legend(['Differanse produksjon forbruk Vest'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon - forbruk (kW)')
plt.axhline(0, color = 'black')
plt.savefig('Prod-forb Vest.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Midt
Differanse_Midt.sort(reverse = True)
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Differanse_Midt)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.legend(['Differanse produksjon forbruk Midt'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon - forbruk (kW)')
plt.axhline(0, color = 'black')
plt.savefig('Prod-forb Midt.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Nord
Differanse_Nord.sort(reverse = True)
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Differanse_Nord)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.legend(['Differanse produksjon forbruk Nord'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon - forbruk (kW)')
plt.axhline(0, color = 'black')
plt.savefig('Prod-forb Nord.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

print (max(Differanse_Vest), min(Differanse_Vest))
print (max(Differanse_Midt), min(Differanse_Midt))
print (max(Differanse_Nord), min(Differanse_Nord))

```

```

#Skalering av grafene, lager en skaleringsfaktor sf for regionene Vest (V), Midt (M) og Nord (N).
#Skalering av produksjon
#Bruker maxproduksjonen i Netbas (8 MW) over maxproduksjonen til serien
sfV = 8/1.48 #Vest
sfM = 8/4.94 #Midt
sfN = 8/3.15 #Nord

#Lager tre lister for å sortere data
Vest_2012_skalert = []
Midt_2012_skalert = []
Nord_2012_skalert = []

#I listen for Vest legger jeg inn alle verdiene i Vest_2012 og skalerer de med skaleringsfaktoren for Vest (sfV)
for i in Vest_2012:
    u = i*sfV
    Vest_2012_skalert.append(u)

#I listen for Midt legger jeg inn alle verdiene i Midt_2012 og skalerer de med skaleringsfaktoren for Midt (sfM)
for i in Midt_2012:
    u = i*sfM
    Midt_2012_skalert.append(u)

#I listen for Nord legger jeg inn alle verdiene i Nord_2012 og skalerer de med skaleringsfaktoren for Nord (sfN)
for i in Nord_2012:
    u = i*sfN
    Nord_2012_skalert.append(u)

#Plotter figurene for de skalerte differansene
#Vest
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Vest_2012_skalert)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.ylim(0, 9)
plt.legend(['Produksjon Vest 2012 Skalert'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon (MW)')
plt.savefig('Skalert produksjon Vest.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Midt
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Midt_2012_skalert)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.ylim(0, 9.2)
plt.legend(['Produksjon Midt 2012 Skalert'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon (MW)')
plt.savefig('Skalert produksjon Midt.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Nord
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Nord_2012_skalert)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)

```

```

plt.ylim(0, 9.1)
plt.legend(['Produksjon Nord 2012 Skalert'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon (MW)')
plt.savefig('Skalert produksjon Nord.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Forbruk CASE 1
#CASE 1 VEST
a = 5.5/(1479.2021/1000)

F1988V_skalert_C1 = []
for i in F1988V:
    u = (i)*a/1000
    F1988V_skalert_C1.append(u)

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(F1988V_skalert_C1, linewidth = 0.5)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.ylim(0, 6.3)
plt.legend(['Skalert forbruk case 1 region Vest'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Forbruk (MW)')
plt.savefig('C1 forbruk Vest skalert 1988.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

print (max(F1988V_skalert_C1), min(F1988V_skalert_C1), min(F1988V_skalert_C1)/max(F1988V_skalert_C1))

#CASE 1 MIDT
b = 5.5/(2580.639/1000)

F2002M_skalert_C1 = []
for i in F2002M:
    u = (i)*b/1000
    F2002M_skalert_C1.append(u)

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(F2002M_skalert_C1, linewidth = 0.5)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.ylim(0, 6)
plt.legend(['Skalert forbruk case 1 region Midt'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Forbruk (MW)')
plt.savefig('C1 forbruk Midt skalert 2002.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

print (max(F2002M_skalert_C1), min(F2002M_skalert_C1), min(F2002M_skalert_C1)/max(F2002M_skalert_C1))

#CASE 1 NORD
c = 5.5/(1611.4208/1000)

F1994N_skalert_C1 = []
for i in F1994N:
    u = (i)*c/1000
    F1994N_skalert_C1.append(u)

```

```

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(F1994N_skalert_C1, linewidth = 0.5)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.ylim(0, 6)
plt.legend(['Skalert forbruk case 1 region Nord'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Forbruk (MW)')
plt.savefig('C1 forbruk Nord skalert 2002.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

print (max(F1994N_skalert_C1), min(F1994N_skalert_C1), min(F1994N_skalert_C1)/max(F1994N_skalert_C1))

#Differansen
#Lager lister for differansene i de tre regionene for Case 1
Differanse_Vest_skalert_C1 = []
Differanse_Midt_skalert_C1 = []
Differanse_Nord_skalert_C1 = []

for i in range(8760):
    d = Vest_2012_skalert[i] - F1988V_skalert_C1[i]
    e = Midt_2012_skalert[i] - F2002M_skalert_C1[i]
    f = Nord_2012_skalert[i] - F1994N_skalert_C1[i]

    Differanse_Vest_skalert_C1.append(d)
    Differanse_Midt_skalert_C1.append(e)
    Differanse_Nord_skalert_C1.append(f)

#Sorterer differansene fra høyest til lavest
Differanse_Vest_skalert_C1.sort(reverse = True)
Differanse_Midt_skalert_C1.sort(reverse = True)
Differanse_Nord_skalert_C1.sort(reverse = True)

#Plotter kun differansen for alle regioner
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Differanse_Vest_skalert_C1)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.legend(['Differanse Vest skalert C1'])
plt.plot(Differanse_Vest_skalert_C1, 'g', Differanse_Midt_skalert_C1, 'b', Differanse_Nord_skalert_C1, 'r')
plt.legend(['Skalert differanse Vest C1', 'Skalert differanse Midt C1', 'Skalert differanse Nord C1'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon - forbruk (MW)')
plt.axhline(0, color = 'black')
plt.savefig('Differanse C1 alle regioner.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Plott av max produksjon tillatt av nettet
#Vest
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Differanse_Vest_skalert_C1, label = 'Varighetskurve Vest C1')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon - forbruk (MW)')
plt.axhline(0, color = 'black')
plt.hlines(0.15, 0, 4810, color = 'black', linestyle = '--')

```

```

plt.vlines(4810, -6, 0.15, color = 'black', linestyle = '--', label = 'MP_DR')
plt.hlines(-0.65, 0, 5338, color = 'blue', linestyle = '--')
plt.vlines(5338, -6, -0.65, color = 'blue', linestyle = '--', label = 'MP_AT')
plt.hlines(2.55, 0, 3553, color = 'red', linestyle = '--')
plt.vlines(3553, -6, 2.55, color = 'red', linestyle = '--', label = 'MP_AS')
plt.legend()
plt.savefig('Max prod uten porb C1V.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

```

```

#Midt
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Differanse_Midt_skalert_C1, label = 'Varighetskurve Midt C1')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon - forbruk (MW)')
plt.axhline(0, color = 'black')
plt.hlines(0.56, 0, 3733, color = 'black', linestyle = '--')
plt.vlines(3733, -6, 0.56, color = 'black', linestyle = '--', label = 'MP_DR')
plt.hlines(-0.24, 0, 4317, color = 'blue', linestyle = '--')
plt.vlines(4317, -6, -0.24, color = 'blue', linestyle = '--', label = 'MP_AT')
plt.hlines(2.96, 0, 2401, color = 'red', linestyle = '--')
plt.vlines(2401, -6, 2.96, color = 'red', linestyle = '--', label = 'MP_AS')
plt.legend()
plt.savefig('Max prod uten porb C1M.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

```

```

#Nord
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Differanse_Nord_skalert_C1, label = 'Varighetskurve Nord C1')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon - forbruk (MW)')
plt.axhline(0, color = 'black')
plt.hlines(0.45, 0, 2396, color = 'black', linestyle = '--')
plt.vlines(2396, -6, 0.45, color = 'black', linestyle = '--', label = 'MP_DR')
plt.hlines(-0.35, 0, 2638, color = 'blue', linestyle = '--')
plt.vlines(2638, -6, -0.35, color = 'blue', linestyle = '--', label = 'MP_AT')
plt.hlines(2.85, 0, 1659, color = 'red', linestyle = '--')
plt.vlines(1659, -6, 2.85, color = 'red', linestyle = '--', label = 'MP_AS')
plt.legend()
plt.savefig('Max prod uten porb C1N.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

```

```

#Forbruk Case 2
a = 13/(1479.2021/1000)

```

```

F1988V_skalert_C2 = []
for i in F1988V:
    u = (i)*a/1000
    F1988V_skalert_C2.append(u)

```

```

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(F1988V_skalert_C2, linewidth = 0.5)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.ylim(0, 15)

```

```

plt.legend(['Skalert forbruk case 2 region Midt'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Forbruk (MW)')
plt.savefig('C2 forbruk Vest skalert 1988.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

print (max(F1988V_skalert_C2), min(F1988V_skalert_C2), min(F1988V_skalert_C2)/max(F1988V_skalert_C2))

b = 13/(2580.639/1000)

F2002M_skalert_C2 = []
for i in F2002M:
    u = (i)*b/1000
    F2002M_skalert_C2.append(u)

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(F2002M_skalert_C2, linewidth = 0.5)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.ylim(0, 15)
plt.legend(['Skalert forbruk case 2 region Midt'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Forbruk (MW)')
plt.savefig('C2 forbruk Midt skalert 2002.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

print (max(F2002M_skalert_C2), min(F2002M_skalert_C2), min(F2002M_skalert_C2)/max(F2002M_skalert_C2))

c = 13/(1611.4208/1000)

F1994N_skalert_C2 = []
for i in F1994N:
    u = (i)*c/1000
    F1994N_skalert_C2.append(u)

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(F1994N_skalert_C2, linewidth = 0.5)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.ylim(0, 15)
plt.legend(['Skalert forbruk case 2 region Nord'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Forbruk (MW)')
plt.savefig('C2 forbruk Nord skalert 1994.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

print (max(F1994N_skalert_C2), min(F1994N_skalert_C2), min(F1994N_skalert_C2)/max(F1994N_skalert_C2))

Differanse_Vest_skalert_C2 = []
Differanse_Midt_skalert_C2 = []
Differanse_Nord_skalert_C2 = []

for i in range(8760):
    d = Vest_2012_skalert[i] - F1988V_skalert_C2[i]
    e = Midt_2012_skalert[i] - F2002M_skalert_C2[i]
    f = Nord_2012_skalert[i] - F1994N_skalert_C2[i]

    Differanse_Vest_skalert_C2.append(d)
    Differanse_Midt_skalert_C2.append(e)

```



```

Differanse_Nord_skalert_C2.append(f)

Differanse_Vest_skalert_C2.sort(reverse = True)
Differanse_Midt_skalert_C2.sort(reverse = True)
Differanse_Nord_skalert_C2.sort(reverse = True)
#Plotter differansen for alle regionene i Case 2
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Differanse_Vest_skalert_C2, 'g', Differanse_Midt_skalert_C2, 'b', Differanse_Nord_skalert_C2, 'r')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.legend(['Skalert differanse Vest C2', 'Skalert differanse Midt C2', 'Skalert differanse Nord C2'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon - forbruk (MW)')
plt.axhline(0, color = 'black')
plt.savefig('Differanse C2 alle regioner.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Plott av max produksjon tillatt av nettet
#Vest
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Differanse_Vest_skalert_C2, label = 'Varighetskurve Vest C2')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon - forbruk (MW)')
plt.axhline(0, color = 'black')
plt.hlines(1.64, 0, 1241, color = 'black', linestyle = '--')
plt.vlines(1241, -15, 1.64, color = 'black', linestyle = '--', label = 'MP_DR')
plt.hlines(0.84, 0, 1691, color = 'blue', linestyle = '--')
plt.vlines(1691, -15, 0.84, color = 'blue', linestyle = '--', label = 'MP_AT')
plt.hlines(2.34, 0, 836, color = 'red', linestyle = '--')
plt.vlines(836, -15, 2.34, color = 'red', linestyle = '--', label = 'MP_AS')
plt.legend()
plt.savefig('Max prod uten porb C2V.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Midt
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Differanse_Midt_skalert_C2, label = 'Varighetskurve Midt C2')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon - forbruk (MW)')
plt.axhline(0, color = 'black')
plt.hlines(2.03, 0, 1397, color = 'black', linestyle = '--')
plt.vlines(1397, -15, 2.03, color = 'black', linestyle = '--', label = 'MP_DR')
plt.hlines(1.23, 0, 1759, color = 'blue', linestyle = '--')
plt.vlines(1759, -15, 1.23, color = 'blue', linestyle = '--', label = 'MP_AT')
plt.hlines(2.53, 0, 1163, color = 'red', linestyle = '--')
plt.vlines(1163, -15, 2.53, color = 'red', linestyle = '--', label = 'MP_AS')
plt.legend()
plt.savefig('Max prod uten porb C2M.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Nord
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Differanse_Nord_skalert_C2, label = 'Varighetskurve Nord C2')
fig = plt.gcf()

```

```

fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon - forbruk (MW)')
plt.axhline(0, color = 'black')
plt.hlines(1.66, 0, 901, color = 'black', linestyle = '--')
plt.vlines(901, -15, 1.66, color = 'black', linestyle = '--', label = 'MP_DR')
plt.hlines(0.86, 0, 1244, color = 'blue', linestyle = '--')
plt.vlines(1244, -15, 0.86, color = 'blue', linestyle = '--', label = 'MP_AT')
plt.hlines(2.46, 0, 600, color = 'red', linestyle = '--')
plt.vlines(600, -15, 2.46, color = 'red', linestyle = '--', label = 'MP_AS')
plt.legend()
plt.savefig('Max prod uten porb C2N.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Case 3
a = 6/(1479.2021/1000)

F1988V_skalert_C3 = []
for i in F1988V:
    u = (i)*a/1000
    F1988V_skalert_C3.append(u)

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(F1988V_skalert_C3, linewidth = 0.5)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.ylim(0, 6.9)
plt.legend(['Skalert forbruk case 3 region Vest'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Forbruk (MW)')
plt.savefig('C3 forbruk Vest skalert 1988.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

print (max(F1988V_skalert_C3), min(F1988V_skalert_C3), min(F1988V_skalert_C3)/max(F1988V_skalert_C3))

b = 6/(2580.639/1000)

F2002M_skalert_C3 = []
for i in F2002M:
    u = (i)*b/1000
    F2002M_skalert_C3.append(u)

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(F2002M_skalert_C3, linewidth = 0.5)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.ylim(0, 6.9)
plt.legend(['Skalert forbruk case 3 region Midt'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Forbruk (MW)')
plt.savefig('C3 forbruk Midt skalert 2002.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

print (max(F2002M_skalert_C3), min(F2002M_skalert_C3), min(F2002M_skalert_C3)/max(F2002M_skalert_C3))

c = 6/(1611.4208/1000)

F1994N_skalert_C3 = []

```

```

for i in F1994N:
    u = (i)*c/1000
    F1994N_skalert_C3.append(u)

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(F1994N_skalert_C3, linewidth = 0.5)
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.ylim(0, 6.9)
plt.legend(['Skalert forbruk case 3 region Nord'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Forbruk (MW)')
plt.savefig('C3 forbruk Nord skalert 1994.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

print (max(F1994N_skalert_C3), min(F1994N_skalert_C3), min(F1994N_skalert_C3)/max(F1994N_skalert_C3))

Differanse_Vest_skalert_C3 = []
Differanse_Midt_skalert_C3 = []
Differanse_Nord_skalert_C3 = []

for i in range(8760):
    d = Vest_2012_skalert[i] - F1988V_skalert_C3[i]
    e = Midt_2012_skalert[i] - F2002M_skalert_C3[i]
    f = Nord_2012_skalert[i] - F1994N_skalert_C3[i]

    Differanse_Vest_skalert_C3.append(d)
    Differanse_Midt_skalert_C3.append(e)
    Differanse_Nord_skalert_C3.append(f)

print(max(Differanse_Vest_skalert_C3), min(Differanse_Vest_skalert_C3))

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Differanse_Vest_skalert_C3, 'g', Differanse_Midt_skalert_C3, 'b', Differanse_Nord_skalert_C3, 'r')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.ylim(-7, 13)
plt.legend(['Skalert differanse Vest C3', 'Skalert differanse Midt C3', 'Skalert differanse Nord C3'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon - forbruk (MW)')
plt.axhline(0, color = 'black')
plt.savefig('Differanse C3 alle regioner usortert.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

Differanse_Vest_skalert_C3.sort(reverse = True)
Differanse_Midt_skalert_C3.sort(reverse = True)
Differanse_Nord_skalert_C3.sort(reverse = True)

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Differanse_Vest_skalert_C3, 'g', Differanse_Midt_skalert_C3, 'b', Differanse_Nord_skalert_C3, 'r')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.legend(['Skalert differanse Vest C3', 'Skalert differanse Midt C3', 'Skalert differanse Nord C3'])
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon - forbruk (MW)')
plt.axhline(0, color = 'black')
plt.savefig('Differanse C3 alle regioner.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

```

```

#Plott av max produksjon tillatt av nettet
#Vest
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Differanse_Vest_skalert_C3, label = 'Varighetskurve Vest C3')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon - forbruk (MW)')
plt.axhline(0, color = 'black')
plt.hlines(4.82, 0, 1179, color = 'black', linestyle = '--')
plt.vlines(1179, -6, 4.82, color = 'black', linestyle = '--', label = 'MP_DR')
plt.hlines(4.02, 0, 2153, color = 'blue', linestyle = '--')
plt.vlines(2153, -6, 4.02, color = 'blue', linestyle = '--', label = 'MP_AT')
plt.hlines(5.42, 0, 535, color = 'red', linestyle = '--')
plt.vlines(535, -6, 5.42, color = 'red', linestyle = '--', label = 'MP_AS')
plt.legend()
plt.savefig('Max prod uten porb C3V.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

```

```

#Midt
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Differanse_Midt_skalert_C3, label = 'Varighetskurve Midt C3')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon - forbruk (MW)')
plt.axhline(0, color = 'black')
plt.hlines(5.27, 0, 1070, color = 'black', linestyle = '--')
plt.vlines(1070, -6, 5.27, color = 'black', linestyle = '--', label = 'MP_DR')
plt.hlines(4.47, 0, 1503, color = 'blue', linestyle = '--')
plt.vlines(1503, -6, 4.47, color = 'blue', linestyle = '--', label = 'MP_AT')
plt.hlines(5.77, 0, 643, color = 'red', linestyle = '--')
plt.vlines(643, -6, 5.77, color = 'red', linestyle = '--', label = 'MP_AS')
plt.legend()
plt.savefig('Max prod uten porb C3M.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

```

```

#Nord
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Differanse_Nord_skalert_C3, label = 'Varighetskurve Nord C3')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.xlim(0, 8760)
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon - forbruk (MW)')
plt.axhline(0, color = 'black')
plt.hlines(5.15, 0, 697, color = 'black', linestyle = '--')
plt.vlines(697, -6, 5.15, color = 'black', linestyle = '--', label = 'MP_DR')
plt.hlines(4.35, 0, 1157, color = 'blue', linestyle = '--')
plt.vlines(1157, -6, 4.35, color = 'blue', linestyle = '--', label = 'MP_AT')
plt.hlines(5.65, 0, 380, color = 'red', linestyle = '--')
plt.vlines(380, -6, 5.65, color = 'red', linestyle = '--', label = 'MP_AS')
plt.legend()
plt.savefig('Max prod uten porb C3N.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

```

#presentasjon av hvor mye kraftverket faktisk får produsert i løpet av et år

```

#Case1
#Vest: Lager en for-løkke for alle verdier over 2.55 i lista Vest_2012_skaler
Vest_2012_maxprod_C1 = []
Vest_2012_maxprod_C2 = []
Vest_2012_maxprod_C3 = []

for i in Vest_2012_skalert:
    if i > 1.6:
        i = 1.6
        Vest_2012_maxprod_C1.append(i)

for i in Vest_2012_skalert:
    if i > 5.6:
        i = 5.6
        Vest_2012_maxprod_C2.append(i)

for i in Vest_2012_skalert:
    if i > 6.4:
        i = 6.4
        Vest_2012_maxprod_C3.append(i)

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Vest_2012_skalert, 'y')
plt.plot(Vest_2012_maxprod_C3, 'b')
plt.plot(Vest_2012_maxprod_C2, 'g')
plt.plot(Vest_2012_maxprod_C1, 'r')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(12,5)
plt.legend(['MP', 'MPC3', 'MPC2', 'MPC1'], fontsize = 12, bbox_to_anchor = (1.13, 1.02))
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon (MW)')
plt.savefig('Prod Vest skalert maxprod.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Midt
Midt_2012_maxprod_C1 = []
Midt_2012_maxprod_C2 = []
Midt_2012_maxprod_C3 = []

for i in Midt_2012_skalert:
    if i > 1.6:
        i = 1.6
        Midt_2012_maxprod_C1.append(i)

for i in Midt_2012_skalert:
    if i > 4.8:
        i = 4.8
        Midt_2012_maxprod_C2.append(i)

for i in Midt_2012_skalert:
    if i > 6.4:
        i = 6.4
        Midt_2012_maxprod_C3.append(i)

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Midt_2012_skalert, 'y')
plt.plot(Midt_2012_maxprod_C3, 'b')

```

```

plt.plot(Midt_2012_maxprod_C2, 'g')
plt.plot(Midt_2012_maxprod_C1, 'r')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(12,5)
plt.legend(['MP', 'MPC3', 'MPC2', 'MPC1'], fontsize = 12, bbox_to_anchor = (1.13, 1.02))
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon (MW)')
plt.savefig('Prod Midt skalert maxprod.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Nord
Nord_2012_maxprod_C1 = []
Nord_2012_maxprod_C2 = []
Nord_2012_maxprod_C3 = []

for i in Nord_2012_skalert:
    if i > 1.6:
        i = 1.6
        Nord_2012_maxprod_C1.append(i)

for i in Nord_2012_skalert:
    if i > 4.8:
        i = 4.8
        Nord_2012_maxprod_C2.append(i)

for i in Nord_2012_skalert:
    if i > 6.4:
        i = 6.4
        Nord_2012_maxprod_C3.append(i)

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Nord_2012_skalert, 'y')
plt.plot(Nord_2012_maxprod_C3, 'b')
plt.plot(Nord_2012_maxprod_C2, 'g')
plt.plot(Nord_2012_maxprod_C1, 'r')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(12,5)
plt.legend(['MP', 'MPC3', 'MPC2', 'MPC1'], fontsize = 12, bbox_to_anchor = (1.13, 1.02))
plt.xlabel('Timer (h)')
plt.ylabel('Produksjon (MW)')
plt.savefig('Prod Nord skalert maxprod.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

```

E.2 Plotting av grafer for effekttap

```

#impoerterer pakker
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import xlrd

#Velger stil på alle grafer
plt.style.use('classic')

#PRODUKSJON
book = xlrd.open_workbook('Resultater Netbaskjøring runde 2.xlsx') #Åpne produksjonsprofiler

#Henter ut tapsdata for lokalisering C1
sheet = book.sheet_by_index(13)
celler = sheet.cell_value

```

```
r_range = np.arange(3, 53)
```

```
G1_Heste_P_095 = []  
G1_Heste_P_080 = []  
G1_Heste_P_075 = []  
G1_Heste_P_060 = []
```

```
G1_Heste_Q_095 = []  
G1_Heste_Q_080 = []  
G1_Heste_Q_075 = []  
G1_Heste_Q_060 = []
```

```
Hoste_Stor_P_095 = []  
Hoste_Stor_P_080 = []  
Hoste_Stor_P_075 = []  
Hoste_Stor_P_060 = []
```

```
Hoste_Heste_P_095 = []  
Hoste_Heste_P_080 = []  
Hoste_Heste_P_075 = []  
Hoste_Heste_P_060 = []
```

```
Hoste_Stor_P_095 = []  
Hoste_Stor_P_080 = []  
Hoste_Stor_P_075 = []  
Hoste_Stor_P_060 = []
```

```
Sving_Stor_P_095 = []  
Sving_Stor_P_080 = []  
Sving_Stor_P_075 = []  
Sving_Stor_P_060 = []
```

```
Stor132_Stor22_P_095 = []  
Stor132_Stor22_P_080 = []  
Stor132_Stor22_P_075 = []  
Stor132_Stor22_P_060 = []
```

```
Hoste_Heste_Q_095 = []  
Hoste_Heste_Q_080 = []  
Hoste_Heste_Q_075 = []  
Hoste_Heste_Q_060 = []
```

```
Hoste_Stor_Q_095 = []  
Hoste_Stor_Q_080 = []  
Hoste_Stor_Q_075 = []  
Hoste_Stor_Q_060 = []
```

```
Sving_Stor_Q_095 = []  
Sving_Stor_Q_080 = []  
Sving_Stor_Q_075 = []  
Sving_Stor_Q_060 = []
```

```
Stor132_Stor22_Q_095 = []  
Stor132_Stor22_Q_080 = []  
Stor132_Stor22_Q_075 = []  
Stor132_Stor22_Q_060 = []
```

```

for r in r_range:
    if celler(r, 5) == 'G1 - Hesteneset22':
        G1_Heste_P_095.append(celler(r, 6))
        G1_Heste_P_080.append(celler(r, 14))
        G1_Heste_P_075.append(celler(r, 22))
        G1_Heste_P_060.append(celler(r, 30))

        G1_Heste_Q_095.append(celler(r, 7))
        G1_Heste_Q_080.append(celler(r, 15))
        G1_Heste_Q_075.append(celler(r, 23))
        G1_Heste_Q_060.append(celler(r, 31))

    if celler(r, 5) == 'Hesteneset22 - Hostekneet22':
        Hoste_Heste_P_095.append(celler(r, 6))
        Hoste_Heste_P_080.append(celler(r, 14))
        Hoste_Heste_P_075.append(celler(r, 22))
        Hoste_Heste_P_060.append(celler(r, 30))

        Hoste_Heste_Q_095.append(celler(r, 7))
        Hoste_Heste_Q_080.append(celler(r, 15))
        Hoste_Heste_Q_075.append(celler(r, 23))
        Hoste_Heste_Q_060.append(celler(r, 31))
    if celler(r, 5) == 'Hostekneet22 - Stordalen22':
        Hoste_Stor_P_095.append(celler(r, 6))
        Hoste_Stor_P_080.append(celler(r, 14))
        Hoste_Stor_P_075.append(celler(r, 22))
        Hoste_Stor_P_060.append(celler(r, 30))

        Hoste_Stor_Q_095.append(celler(r, 7))
        Hoste_Stor_Q_080.append(celler(r, 15))
        Hoste_Stor_Q_075.append(celler(r, 23))
        Hoste_Stor_Q_060.append(celler(r, 31))
    if celler(r, 5) == 'Svingbus132 - Stordalen132':
        Sving_Stor_P_095.append(celler(r, 6))
        Sving_Stor_P_080.append(celler(r, 14))
        Sving_Stor_P_075.append(celler(r, 22))
        Sving_Stor_P_060.append(celler(r, 30))

        Sving_Stor_Q_095.append(celler(r, 7))
        Sving_Stor_Q_080.append(celler(r, 15))
        Sving_Stor_Q_075.append(celler(r, 23))
        Sving_Stor_Q_060.append(celler(r, 31))
    if celler(r, 5) == 'Stordalen132 - Stordalen22':
        Stor132_Stor22_P_095.append(celler(r, 6))
        Stor132_Stor22_P_080.append(celler(r, 14))
        Stor132_Stor22_P_075.append(celler(r, 22))
        Stor132_Stor22_P_060.append(celler(r, 30))

        Stor132_Stor22_Q_095.append(celler(r, 7))
        Stor132_Stor22_Q_080.append(celler(r, 15))
        Stor132_Stor22_Q_075.append(celler(r, 23))
        Stor132_Stor22_Q_060.append(celler(r, 31))

```

```
x = [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9]
```

```
label = ['90', '80', '70', '60', '50', '40', '30', '20', '10']
```

```
#Tilknytningslinja: G1 - Hesteneset22
```



```
G1_Heste_P_080[1] = np.nan
G1_Heste_Q_080[1] = np.nan
```

```
G1_Heste_P_075[1] = np.nan
G1_Heste_P_075[2] = np.nan
G1_Heste_Q_075[1] = np.nan
G1_Heste_Q_075[2] = np.nan
```

```
G1_Heste_P_060[1] = np.nan
G1_Heste_P_060[2] = np.nan
G1_Heste_P_060[3] = np.nan
G1_Heste_Q_060[1] = np.nan
G1_Heste_Q_060[2] = np.nan
G1_Heste_Q_060[3] = np.nan
```

```
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(G1_Heste_P_095, 'b')
plt.plot(G1_Heste_Q_095, 'b--')
plt.plot(G1_Heste_P_080, 'k')
plt.plot(G1_Heste_Q_080, 'k--')
plt.plot(G1_Heste_P_075, 'k')
plt.plot(G1_Heste_Q_075, 'k--')
plt.plot(G1_Heste_P_060, 'r')
plt.plot(G1_Heste_Q_060, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap ved cos(fi)=0.95', 'Q-tap ved cos(fi)=0.95',
           'P-tap ved cos(fi)=0.80', 'Q-tap ved cos(fi)=0.80',
           'P-tap ved cos(fi)=0.75', 'Q-tap ved cos(fi)=0.75',
           'P-tap ved cos(fi)=0.60', 'Q-tap ved cos(fi)=0.60'],
          loc = 1, fontsize = 12)
plt.xlabel('% av maksimal effektproduksjon')
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(-100, 100)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
plt.grid()
plt.savefig('Tap G1_Heste cos(fi).png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')
```

```
#Linja Hostekneet22 - Hesteneset22
Hoste_Heste_P_080[1] = np.nan
Hoste_Heste_Q_080[1] = np.nan
```

```
Hoste_Heste_P_075[1] = np.nan
Hoste_Heste_P_075[2] = np.nan
Hoste_Heste_Q_075[1] = np.nan
Hoste_Heste_Q_075[2] = np.nan
```

```
Hoste_Heste_P_060[1] = np.nan
Hoste_Heste_P_060[2] = np.nan
Hoste_Heste_P_060[3] = np.nan
Hoste_Heste_Q_060[1] = np.nan
Hoste_Heste_Q_060[2] = np.nan
Hoste_Heste_Q_060[3] = np.nan
```

```
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Hoste_Heste_P_095, 'b')
```

```

plt.plot(Hoste_Heste_Q_095, 'b--')
plt.plot(Hoste_Heste_P_080, 'k')
plt.plot(Hoste_Heste_Q_080, 'k--')
"""plt.plot(Hoste_Heste_P_075, 'k')
plt.plot(Hoste_Heste_Q_075, 'k--')"""
plt.plot(Hoste_Heste_P_060, 'r')
plt.plot(Hoste_Heste_Q_060, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap ved cos(fi)=0.95', 'Q-tap ved cos(fi)=0.95',
           'P-tap ved cos(fi)=0.80', 'Q-tap ved cos(fi)=0.80',
           'P-tap ved cos(fi)=0.75', 'Q-tap ved cos(fi)=0.75',
           'P-tap ved cos(fi)=0.60', 'Q-tap ved cos(fi)=0.60'],
          loc = 1, fontsize = 12)
plt.xlabel('% av maksimal effektproduksjon')
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(0, 3000)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
plt.grid()
plt.savefig('Tap Hest-Host cos(fi).png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

```

```
#Linja Hostekneet22 - Stordalen22
```

```
Hoste_Stor_P_080[1] = np.nan
Hoste_Stor_Q_080[1] = np.nan
```

```
Hoste_Stor_P_075[1] = np.nan
Hoste_Stor_P_075[2] = np.nan
Hoste_Stor_Q_075[1] = np.nan
Hoste_Stor_Q_075[2] = np.nan
```

```
Hoste_Stor_P_060[1] = np.nan
Hoste_Stor_P_060[2] = np.nan
Hoste_Stor_P_060[3] = np.nan
Hoste_Stor_Q_060[1] = np.nan
Hoste_Stor_Q_060[2] = np.nan
Hoste_Stor_Q_060[3] = np.nan
```

```

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Hoste_Stor_P_095, 'b')
plt.plot(Hoste_Stor_Q_095, 'b--')
plt.plot(Hoste_Stor_P_080, 'k')
plt.plot(Hoste_Stor_Q_080, 'k--')
"""plt.plot(Hoste_Stor_P_075, 'k')
plt.plot(Hoste_Stor_Q_075, 'k--')"""
plt.plot(Hoste_Stor_P_060, 'r')
plt.plot(Hoste_Stor_Q_060, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap ved cos(fi)=0.95', 'Q-tap ved cos(fi)=0.95',
           'P-tap ved cos(fi)=0.80', 'Q-tap ved cos(fi)=0.80',
           'P-tap ved cos(fi)=0.75', 'Q-tap ved cos(fi)=0.75',
           'P-tap ved cos(fi)=0.60', 'Q-tap ved cos(fi)=0.60'],
          loc = 1, fontsize = 12)
plt.xlabel('% av maksimal effektproduksjon')
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(0, 1000)

```

```
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
plt.grid()
plt.savefig('Tap Hoste_Stor cos(fi).png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')
```

```
#Linja Svingbus132 - Stordalen132
Sving_Stor_P_080[1] = np.nan
Sving_Stor_Q_080[1] = np.nan
```

```
Sving_Stor_P_075[1] = np.nan
Sving_Stor_P_075[2] = np.nan
Sving_Stor_Q_075[1] = np.nan
Sving_Stor_Q_075[2] = np.nan
```

```
Sving_Stor_P_060[1] = np.nan
Sving_Stor_P_060[2] = np.nan
Sving_Stor_P_060[3] = np.nan
Sving_Stor_Q_060[1] = np.nan
Sving_Stor_Q_060[2] = np.nan
Sving_Stor_Q_060[3] = np.nan
```

```
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Sving_Stor_P_095, 'b')
plt.plot(Sving_Stor_Q_095, 'b--')
plt.plot(Sving_Stor_P_080, 'k')
plt.plot(Sving_Stor_Q_080, 'k--')
plt.plot(Sving_Stor_P_075, 'k')
plt.plot(Sving_Stor_Q_075, 'k--')
plt.plot(Sving_Stor_P_060, 'r')
plt.plot(Sving_Stor_Q_060, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap ved cos(fi)=0.95', 'Q-tap ved cos(fi)=0.95',
           'P-tap ved cos(fi)=0.80', 'Q-tap ved cos(fi)=0.80',
           'P-tap ved cos(fi)=0.75', 'Q-tap ved cos(fi)=0.75',
           'P-tap ved cos(fi)=0.60', 'Q-tap ved cos(fi)=0.60'],
           loc = 7, fontsize = 12)
plt.xlabel('% av maksimal effektproduksjon')
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(-200, 10)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
plt.grid()
plt.savefig('Tap Sving_Stor cos(fi).png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')
```

```
#Trafo Stordalen132 - Stordalen22
Stor132_Stor22_P_080[1] = np.nan
Stor132_Stor22_Q_080[1] = np.nan
```

```
Stor132_Stor22_P_075[1] = np.nan
Stor132_Stor22_P_075[2] = np.nan
Stor132_Stor22_Q_075[1] = np.nan
Stor132_Stor22_Q_075[2] = np.nan
```

```
Stor132_Stor22_P_060[1] = np.nan
Stor132_Stor22_P_060[2] = np.nan
Stor132_Stor22_P_060[3] = np.nan
Stor132_Stor22_Q_060[1] = np.nan
Stor132_Stor22_Q_060[2] = np.nan
```

```
Stor132_Stor22_Q_060[3] = np.nan
```

```
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Stor132_Stor22_P_095, 'b')
plt.plot(Stor132_Stor22_Q_095, 'b--')
plt.plot(Stor132_Stor22_P_080, 'k')
plt.plot(Stor132_Stor22_Q_080, 'k--')
plt.plot(Stor132_Stor22_P_075, 'k')
plt.plot(Stor132_Stor22_Q_075, 'k--')
plt.plot(Stor132_Stor22_P_060, 'r')
plt.plot(Stor132_Stor22_Q_060, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap ved cos(fi)=0.95', 'Q-tap ved cos(fi)=0.95',
           'P-tap ved cos(fi)=0.80', 'Q-tap ved cos(fi)=0.80',
           'P-tap ved cos(fi)=0.75', 'Q-tap ved cos(fi)=0.75',
           'P-tap ved cos(fi)=0.60', 'Q-tap ved cos(fi)=0.60'],
          loc = 1, fontsize = 12)
plt.xlabel('% av maksimal effektproduksjon')
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(0, 180)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
plt.grid()
plt.savefig('Tap Stor132_Stor22 cos(fi).png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')
```

```
#Gjør det samme for Case 2
```

```
sheet = book.sheet_by_index(14)
celler = sheet.cell_value
r_range = np.arange(3, 53)
```

```
G2_Seter_P_095 = []
G2_Seter_P_090 = []
G2_Seter_P_075 = []
```

```
G2_Seter_Q_095 = []
G2_Seter_Q_090 = []
G2_Seter_Q_075 = []
```

```
Seter_Fjell_P_095 = []
Seter_Fjell_P_090 = []
Seter_Fjell_P_075 = []
```

```
Seter_Fjell_Q_095 = []
Seter_Fjell_Q_090 = []
Seter_Fjell_Q_075 = []
```

```
for r in r_range:
```

```
    if celler(r, 3) == 'G2 - Seterseter22':
        G2_Seter_P_095.append(celler(r, 4))
        G2_Seter_P_090.append(celler(r, 10))
        G2_Seter_P_075.append(celler(r, 16))

        G2_Seter_Q_095.append(celler(r, 5))
        G2_Seter_Q_090.append(celler(r, 11))
        G2_Seter_Q_075.append(celler(r, 17))
```

```

if celler(r, 3) == 'Seterseter22 - Fjellheim22':
    Seter_Fjell_P_095.append(celler(r, 4))
    Seter_Fjell_P_090.append(celler(r, 10))
    Seter_Fjell_P_075.append(celler(r, 16))

    Seter_Fjell_Q_095.append(celler(r, 5))
    Seter_Fjell_Q_090.append(celler(r, 11))
    Seter_Fjell_Q_075.append(celler(r, 17))

x = [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9]
label = ['90', '80', '70', '60', '50', '40', '30', '20', '10']

#Tilknytningslinja: G2 - Seterseter22

G2_Seter_P_075[0] = np.nan
G2_Seter_P_075[1] = np.nan
G2_Seter_P_075[2] = np.nan
G2_Seter_Q_075[0] = np.nan
G2_Seter_Q_075[1] = np.nan
G2_Seter_Q_075[2] = np.nan

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(G2_Seter_P_095, 'b')
plt.plot(G2_Seter_Q_095, 'b--')
plt.plot(G2_Seter_P_090, 'k')
plt.plot(G2_Seter_Q_090, 'k--')
plt.plot(G2_Seter_P_075, 'r')
plt.plot(G2_Seter_Q_075, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap ved cos(fi)=0.95', 'Q-tap ved cos(fi)=0.95',
           'P-tap ved cos(fi)=0.90', 'Q-tap ved cos(fi)=0.90',
           'P-tap ved cos(fi)=0.75', 'Q-tap ved cos(fi)=0.75'],
          loc = 1, fontsize = 12)
plt.xlabel('% av maksimal effektproduksjon')
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(-100, 100)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
plt.grid()
plt.savefig('Tap G2_Seter cos(fi).png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Linja Seterseter22 - Fjellheim22
Seter_Fjell_P_075[0] = np.nan
Seter_Fjell_P_075[1] = np.nan
Seter_Fjell_P_075[2] = np.nan
Seter_Fjell_Q_075[0] = np.nan
Seter_Fjell_Q_075[1] = np.nan
Seter_Fjell_Q_075[2] = np.nan

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Seter_Fjell_P_095, 'b')
plt.plot(Seter_Fjell_Q_095, 'b--')
plt.plot(Seter_Fjell_P_090, 'k')
plt.plot(Seter_Fjell_Q_090, 'k--')

```

```

plt.plot(Seter_Fjell_P_075, 'r')
plt.plot(Seter_Fjell_Q_075, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap ved cos(fi)=0.95', 'Q-tap ved cos(fi)=0.95',
           'P-tap ved cos(fi)=0.90', 'Q-tap ved cos(fi)=0.90',
           'P-tap ved cos(fi)=0.75', 'Q-tap ved cos(fi)=0.75'],
           loc = 1, fontsize = 12)
plt.xlabel('% av maksimal effektproduksjon')
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(-10, 500)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
plt.grid()
plt.savefig('Tap Seter - Fjell cos(fi).png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

```

#Gjør det samme for Case 3

```

sheet = book.sheet_by_index(15)
celler = sheet.cell_value
r_range = np.arange(3, 43)

```

```

G3_Kabel_P_095 = []
G3_Kabel_P_090 = []
G3_Kabel_P_088 = []

```

```

G3_Kabel_Q_095 = []
G3_Kabel_Q_090 = []
G3_Kabel_Q_088 = []

```

```

Kabel_Fjos_P_095 = []
Kabel_Fjos_P_090 = []
Kabel_Fjos_P_088 = []

```

```

Kabel_Fjos_Q_095 = []
Kabel_Fjos_Q_090 = []
Kabel_Fjos_Q_088 = []

```

```

Fjos22_Fjos132_P_095 = []
Fjos22_Fjos132_P_090 = []
Fjos22_Fjos132_P_088 = []

```

```

Fjos22_Fjos132_Q_095 = []
Fjos22_Fjos132_Q_090 = []
Fjos22_Fjos132_Q_088 = []

```

for r in r_range:

```

    if celler(r, 3) == 'Østfoss22 - Kabelnes22':
        G3_Kabel_P_095.append(celler(r, 4))
        G3_Kabel_P_090.append(celler(r, 10))
        G3_Kabel_P_088.append(celler(r, 16))

```

```

        G3_Kabel_Q_095.append(celler(r, 5))
        G3_Kabel_Q_090.append(celler(r, 11))
        G3_Kabel_Q_088.append(celler(r, 17))

```

```

    if celler(r, 3) == 'Kabelnes22 - Fjosnes22':

```

```

Kabel_Fjos_P_095.append(cellar(r, 4))
Kabel_Fjos_P_090.append(cellar(r, 10))
Kabel_Fjos_P_088.append(cellar(r, 16))

Kabel_Fjos_Q_095.append(cellar(r, 5))
Kabel_Fjos_Q_090.append(cellar(r, 11))
Kabel_Fjos_Q_088.append(cellar(r, 17))

if cellar(r, 3) == 'Fjosnes22 - Fjosnes132':
    Fjos22_Fjos132_P_095.append(cellar(r, 4))
    Fjos22_Fjos132_P_090.append(cellar(r, 10))
    Fjos22_Fjos132_P_088.append(cellar(r, 16))

    Fjos22_Fjos132_Q_095.append(cellar(r, 5))
    Fjos22_Fjos132_Q_090.append(cellar(r, 11))
    Fjos22_Fjos132_Q_088.append(cellar(r, 17))

x = [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9]
label = ['90', '80', '70', '60', '50', '40', '30', '20', '10']

#Tilknytningslinja: G2 - Seterseter22
G3_Kabel_P_088[0] = np.nan
G3_Kabel_P_088[1] = np.nan
G3_Kabel_Q_088[0] = np.nan
G3_Kabel_Q_088[1] = np.nan

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(G3_Kabel_P_095, 'b')
plt.plot(G3_Kabel_Q_095, 'b--')
plt.plot(G3_Kabel_P_090, 'k')
plt.plot(G3_Kabel_Q_090, 'k--')
plt.plot(G3_Kabel_P_088, 'r')
plt.plot(G3_Kabel_Q_088, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap ved cos(fi)=0.95', 'Q-tap ved cos(fi)=0.95',
           'P-tap ved cos(fi)=0.90', 'Q-tap ved cos(fi)=0.90',
           'P-tap ved cos(fi)=0.88', 'Q-tap ved cos(fi)=0.88'],
          loc = 1, fontsize = 12)
plt.xlabel('% av maksimal effektproduksjon')
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(-10, 800)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
plt.grid()
plt.savefig('Tap G3_Kabel cos(fi).png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Linja Seterseter22 - Fjellheim22
Kabel_Fjos_P_088[0] = np.nan
Kabel_Fjos_P_088[1] = np.nan
Kabel_Fjos_Q_088[0] = np.nan
Kabel_Fjos_Q_088[1] = np.nan

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Kabel_Fjos_P_095, 'b')
plt.plot(Kabel_Fjos_Q_095, 'b--')
plt.plot(Kabel_Fjos_P_090, 'k')

```

```

plt.plot(Kabel_Fjos_Q_090, 'k--')
plt.plot(Kabel_Fjos_P_088, 'r')
plt.plot(Kabel_Fjos_Q_088, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap ved cos(fi)=0.95', 'Q-tap ved cos(fi)=0.95',
           'P-tap ved cos(fi)=0.90', 'Q-tap ved cos(fi)=0.90',
           'P-tap ved cos(fi)=0.88', 'Q-tap ved cos(fi)=0.88'],
           loc = 1, fontsize = 12)
plt.xlabel('% av maksimal effektproduksjon')
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(-300, 300)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
plt.grid()
plt.savefig('Tap Kabel_Fjos cos(fi).png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Trafoen Fjosnes22 - Fjosnes132

Fjos22_Fjos132_P_088[0] = np.nan
Fjos22_Fjos132_P_088[1] = np.nan
Fjos22_Fjos132_Q_088[0] = np.nan
Fjos22_Fjos132_Q_088[1] = np.nan

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Fjos22_Fjos132_P_095, 'b')
plt.plot(Fjos22_Fjos132_Q_095, 'b--')
plt.plot(Fjos22_Fjos132_P_090, 'k')
plt.plot(Fjos22_Fjos132_Q_090, 'k--')
plt.plot(Fjos22_Fjos132_P_088, 'r')
plt.plot(Fjos22_Fjos132_Q_088, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap ved cos(fi)=0.95', 'Q-tap ved cos(fi)=0.95',
           'P-tap ved cos(fi)=0.90', 'Q-tap ved cos(fi)=0.90',
           'P-tap ved cos(fi)=0.88', 'Q-tap ved cos(fi)=0.88'],
           loc = 1, fontsize = 12)
plt.xlabel('% av maksimal effektproduksjon')
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(-10, 70)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
plt.grid()
plt.savefig('Tap Fjos22_Fjos132 cos(fi).png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

```

E.3 Plotting av grafer for effekttap

```

#impoerterer pakker
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import xlrld

#Velger stil på alle grafer
plt.style.use('classic')

def average(x):
    average = sum(x)/len(x)
    return average

```



```

#PRODUKSJON
book = xlrd.open_workbook('Resultater Netbaskjøring runde 2.xlsx') #Åpne produksjonsprofiler

#Henter ut tapsdata for lokalisering C1
sheet = book.sheet_by_index(10)
celler = sheet.cell_value
r_range = np.arange(3, 60)

G1_Heste_P = []
Hoste_Heste_P = []
Hoste_Stor_P = []
Sving_Stor_P = []
Stor132_Stor22_P = []

G1_Heste_Q = []
Hoste_Heste_Q = []
Hoste_Stor_Q = []
Sving_Stor_Q = []
Stor132_Stor22_Q = []

for r in r_range:
    if celler(r, 4) == 'G1 - Hesteneset22':
        G1_Heste_P.append(celler(r, 7))
        G1_Heste_Q.append(celler(r, 8))
    if celler(r, 4) == 'G1 - Hostekneet22':
        G1_Heste_P.append(celler(r, 7))
        G1_Heste_Q.append(celler(r, 8))
    if celler(r, 4) == 'G1 - Stordalen22':
        G1_Heste_P.append(celler(r, 7))
        G1_Heste_Q.append(celler(r, 8))
    if celler(r, 4) == 'Hostekneet22 - Hesteneset22':
        Hoste_Heste_P.append(celler(r, 7))
        Hoste_Heste_Q.append(celler(r, 8))
    if celler(r, 4) == 'Hostekneet22 - Stordalen22':
        Hoste_Stor_P.append(celler(r, 7))
        Hoste_Stor_Q.append(celler(r, 8))
    if celler(r, 4) == 'Svingbus132 - Stordalen132':
        Sving_Stor_P.append(celler(r, 7))
        Sving_Stor_Q.append(celler(r, 8))
    if celler(r, 4) == 'Stordalen132 - Stordalen22':
        Stor132_Stor22_P.append(celler(r, 7))
        Stor132_Stor22_Q.append(celler(r, 8))

#G1-Hesteneset22
G1_Heste_A = G1_Heste_P[0], G1_Heste_P[1], G1_Heste_P[2]
G1_Heste_B = G1_Heste_P[3], G1_Heste_P[4], G1_Heste_P[5]
G1_Heste_C = G1_Heste_P[6], G1_Heste_P[7], G1_Heste_P[8]

G1_Heste_D = G1_Heste_Q[0], G1_Heste_Q[1], G1_Heste_Q[2]
G1_Heste_E = G1_Heste_Q[3], G1_Heste_Q[4], G1_Heste_Q[5]
G1_Heste_F = G1_Heste_Q[6], G1_Heste_Q[7], G1_Heste_Q[8]

x = [0, 1, 2]
label = ['Hesteneset22', 'Hostekneet22', 'Stordalen22']

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(G1_Heste_A, 'b')

```

```

plt.plot(G1_Heste_B, 'g')
plt.plot(G1_Heste_C, 'r')
plt.plot(G1_Heste_D, 'b--')
plt.plot(G1_Heste_E, 'g--')
plt.plot(G1_Heste_F, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap med TSLE AL 3x1x240', 'P-tap med FEAL 1x25',
           'P-tap med FEAL1x95', 'Q-tap med TSLE AL 3x1x240',
           'Q-tap med FEAL 1x25', 'Q-tap med FEAL1x95'],
          loc = 2, fontsize = 12)
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(-10, 3000)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
ax = plt.axes()
ax.yaxis.grid()
plt.savefig('Effekttap lokalisering C1 G1 - Hesteneset.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Hostekneet22 - Hesteneset22
Hoste_Heste_A = Hoste_Heste_P[0], Hoste_Heste_P[1], Hoste_Heste_P[2], Hoste_Heste_P[3]
Hoste_Heste_B = Hoste_Heste_P[0], Hoste_Heste_P[4], Hoste_Heste_P[5], Hoste_Heste_P[6]
Hoste_Heste_C = Hoste_Heste_P[0], Hoste_Heste_P[7], Hoste_Heste_P[8], Hoste_Heste_P[9]

Hoste_Heste_D = Hoste_Heste_Q[0], Hoste_Heste_Q[1], Hoste_Heste_Q[2], Hoste_Heste_Q[3]
Hoste_Heste_E = Hoste_Heste_Q[0], Hoste_Heste_Q[4], Hoste_Heste_Q[5], Hoste_Heste_Q[6]
Hoste_Heste_F = Hoste_Heste_Q[0], Hoste_Heste_Q[7], Hoste_Heste_Q[8], Hoste_Heste_Q[9]

x = [0, 1, 2, 3]
label = ['Uten småkraftverket', 'Hesteneset22', 'Hostekneet22', 'Stordalen22']

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Hoste_Heste_A, 'b')
plt.plot(Hoste_Heste_B, 'g')
plt.plot(Hoste_Heste_C, 'r')
plt.plot(Hoste_Heste_D, 'b--')
plt.plot(Hoste_Heste_E, 'g--')
plt.plot(Hoste_Heste_F, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap med TSLE AL 3x1x240', 'P-tap med FEAL 1x25',
           'P-tap med FEAL1x95', 'Q-tap med TSLE AL 3x1x240',
           'Q-tap med FEAL 1x25', 'Q-tap med FEAL1x95'],
          loc = 4, fontsize = 12)
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(-1700, 500)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
ax = plt.axes()
ax.yaxis.grid()
plt.savefig('Effekttap lokalisering C1 Hostekneet - Hesteneset.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Tap i Hostekneet22 - Stordalen22
Hoste_Stor_A = Hoste_Stor_P[0], Hoste_Stor_P[1], Hoste_Stor_P[2], Hoste_Stor_P[3]
Hoste_Stor_B = Hoste_Stor_P[0], Hoste_Stor_P[4], Hoste_Stor_P[5], Hoste_Stor_P[6]
Hoste_Stor_C = Hoste_Stor_P[0], Hoste_Stor_P[7], Hoste_Stor_P[8], Hoste_Stor_P[9]

Hoste_Stor_D = Hoste_Stor_Q[0], Hoste_Stor_Q[1], Hoste_Stor_Q[2], Hoste_Stor_Q[3]
Hoste_Stor_E = Hoste_Stor_Q[0], Hoste_Stor_Q[4], Hoste_Stor_Q[5], Hoste_Stor_Q[6]

```

```
Hoste_Stor_F = Hoste_Stor_Q[0], Hoste_Stor_Q[7], Hoste_Stor_Q[8], Hoste_Stor_Q[9]
```

```
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Hoste_Stor_A, 'b')
plt.plot(Hoste_Stor_B, 'g')
plt.plot(Hoste_Stor_C, 'r')
plt.plot(Hoste_Stor_D, 'b--')
plt.plot(Hoste_Stor_E, 'g--')
plt.plot(Hoste_Stor_F, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap med TSLE AL 3x1x240', 'P-tap med FEAL 1x25',
           'P-tap med FEAL1x95', 'Q-tap med kabel',
           'Q-tap med FEAL 1x25', 'Q-tap med FEAL1x95'],
          loc = 2, fontsize = 12)
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(-10, 700)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
plt.savefig('Effekttap lokalisering C1 Hostekneet - Stordalen.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')
```

```
#Tap i Svingbus132 - Stordalen 132
```

```
Sving_Stor_A = Sving_Stor_P[0], Sving_Stor_P[1], Sving_Stor_P[2], Sving_Stor_P[3]
Sving_Stor_B = Sving_Stor_P[0], Sving_Stor_P[4], Sving_Stor_P[5], Sving_Stor_P[6]
Sving_Stor_C = Sving_Stor_P[0], Sving_Stor_P[7], Sving_Stor_P[8], Sving_Stor_P[9]
```

```
Sving_Stor_D = Sving_Stor_Q[0], Sving_Stor_Q[1], Sving_Stor_Q[2], Sving_Stor_Q[3]
Sving_Stor_E = Sving_Stor_Q[0], Sving_Stor_Q[4], Sving_Stor_Q[5], Sving_Stor_Q[6]
Sving_Stor_F = Sving_Stor_Q[0], Sving_Stor_Q[7], Sving_Stor_Q[8], Sving_Stor_Q[9]
```

```
plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Sving_Stor_A, 'b')
plt.plot(Sving_Stor_B, 'g')
plt.plot(Sving_Stor_C, 'r')
plt.plot(Sving_Stor_D, 'b--')
plt.plot(Sving_Stor_E, 'g--')
plt.plot(Sving_Stor_F, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap med TSLE AL 3x1x240', 'P-tap med FEAL 1x25',
           'P-tap med FEAL1x95', 'Q-tap med TSLE AL 3x1x240',
           'Q-tap med FEAL 1x25', 'Q-tap med FEAL1x95'],
          loc = 2, fontsize = 12)
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(-300, 300)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
ax = plt.axes()
ax.yaxis.grid()
plt.savefig('Effekttap lokalisering C1 Svingbus132 - Stordalen132.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')
```

```
#Tap i Stordalen132 - Stordalen 22
```

```
Stor132_Stor22_A = Stor132_Stor22_P[0], Stor132_Stor22_P[1], Sving_Stor_P[2], Sving_Stor_P[3]
Stor132_Stor22_B = Stor132_Stor22_P[0], Stor132_Stor22_P[4], Sving_Stor_P[5], Sving_Stor_P[6]
Stor132_Stor22_C = Stor132_Stor22_P[0], Stor132_Stor22_P[7], Sving_Stor_P[8], Sving_Stor_P[9]
```

```
Stor132_Stor22_D = Stor132_Stor22_Q[0], Stor132_Stor22_Q[1], Stor132_Stor22_Q[2], Stor132_Stor22_Q[3]
Stor132_Stor22_E = Stor132_Stor22_Q[0], Stor132_Stor22_Q[4], Stor132_Stor22_Q[5], Stor132_Stor22_Q[6]
Stor132_Stor22_F = Stor132_Stor22_Q[0], Stor132_Stor22_Q[7], Stor132_Stor22_Q[8], Stor132_Stor22_Q[9]
```

```

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Stor132_Stor22_A, 'b')
plt.plot(Stor132_Stor22_B, 'g')
plt.plot(Stor132_Stor22_C, 'r')
plt.plot(Stor132_Stor22_D, 'b--')
plt.plot(Stor132_Stor22_E, 'g--')
plt.plot(Stor132_Stor22_F, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap med TSLE AL 3x1x240', 'P-tap med FEAL 1x25',
           'P-tap med FEAL1x95', 'Q-tap med TSLE AL 3x1x240',
           'Q-tap med FEAL 1x25', 'Q-tap med FEAL1x95'],
           loc = 1, fontsize = 12)
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(-40, 100)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
ax = plt.axes()
ax.yaxis.grid()
plt.savefig('Effekttap lokalisering C1 Stordalen132 - Stordalen22.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

```

```
# Gjør det samme for C2
```

```

sheet = book.sheet_by_index(11)
celler = sheet.cell_value
r_range = np.arange(3, 44)

```

```

G2_Seter_P = []
Fjell_Sving_P = []
Fjell_Seter_P = []
Fjell10_Fjell132_P = []
Fjell10_Fjell22_P = []

```

```

G2_Seter_Q = []
Fjell_Sving_Q = []
Fjell_Seter_Q = []
Fjell10_Fjell132_Q = []
Fjell10_Fjell22_Q = []

```

```

for r in r_range:
    if celler(r, 4) == 'G2 - Seterseter22':
        G2_Seter_P.append(celler(r, 7))
        G2_Seter_Q.append(celler(r, 8))
    if celler(r, 4) == 'G2 - Fjellheim22':
        G2_Seter_P.append(celler(r, 7))
        G2_Seter_Q.append(celler(r, 8))
    if celler(r, 4) == 'Fjellheim132 - Svingbus132':
        Fjell_Sving_P.append(celler(r, 7))
        Fjell_Sving_Q.append(celler(r, 8))
    if celler(r, 4) == 'Fjellheim22 - Seterseter22':
        Fjell_Seter_P.append(celler(r, 7))
        Fjell_Seter_Q.append(celler(r, 8))
    if celler(r, 4) == 'Fjellheim10 - Fjellheim132':
        Fjell10_Fjell132_P.append(celler(r, 7))
        Fjell10_Fjell132_Q.append(celler(r, 8))
    if celler(r, 4) == 'Fjellheim22 - Fjellheim10':
        Fjell10_Fjell22_P.append(celler(r, 7))

```

```

Fjell10_Fjell22_Q.append(cellar(r, 8))

#G2 - Seterseter22
G2_Seter_A = G2_Seter_P[0], G2_Seter_P[1]
G2_Seter_B = G2_Seter_P[2], G2_Seter_P[3]
G2_Seter_C = G2_Seter_P[4], G2_Seter_P[5]

G2_Seter_D = G2_Seter_Q[0], G2_Seter_Q[1]
G2_Seter_E = G2_Seter_Q[2], G2_Seter_Q[3]
G2_Seter_F = G2_Seter_Q[4], G2_Seter_Q[5]

x = [0, 1]
label = ['Seterseter22', 'Fjellheim22']

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(G2_Seter_A, 'b')
plt.plot(G2_Seter_B, 'g')
plt.plot(G2_Seter_C, 'r')
plt.plot(G2_Seter_D, 'b--')
plt.plot(G2_Seter_E, 'g--')
plt.plot(G2_Seter_F, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap med TSLE AL 3x1x240', 'P-tap med FEAL 1x25',
           'P-tap med FEAL1x95', 'Q-tap med TSLE AL 3x1x240',
           'Q-tap med FEAL 1x25', 'Q-tap med FEAL1x95'],
          loc = 1, fontsize = 12)
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(-10, 2000)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
ax = plt.axes()
ax.yaxis.grid()
plt.savefig('Effekttap lokalisering C2 G2_Seter.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Fjellheim - Svingbus
Fjell_Sving_A = Fjell_Sving_P[0], Fjell_Sving_P[1], Fjell_Sving_P[2]
Fjell_Sving_B = Fjell_Sving_P[0], Fjell_Sving_P[3], Fjell_Sving_P[4]
Fjell_Sving_C = Fjell_Sving_P[0], Fjell_Sving_P[5], Fjell_Sving_P[6]

Fjell_Sving_D = Fjell_Sving_Q[0], Fjell_Sving_Q[1], Fjell_Sving_Q[2]
Fjell_Sving_E = Fjell_Sving_Q[0], Fjell_Sving_Q[3], Fjell_Sving_Q[4]
Fjell_Sving_F = Fjell_Sving_Q[0], Fjell_Sving_Q[5], Fjell_Sving_Q[6]

x = [0, 1, 2]
label = ['Uten småkraftverk', 'Seterseter22', 'Fjellheim22']

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Fjell_Sving_A, 'b')
plt.plot(Fjell_Sving_B, 'g')
plt.plot(Fjell_Sving_C, 'r')
plt.plot(Fjell_Sving_D, 'b--')
plt.plot(Fjell_Sving_E, 'g--')
plt.plot(Fjell_Sving_F, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap med TSLE AL 3x1x240', 'P-tap med FEAL 1x25',
           'P-tap med FEAL1x95', 'Q-tap med TSLE AL 3x1x240',
           'Q-tap med FEAL 1x25', 'Q-tap med FEAL1x95'],
          loc = 1, fontsize = 12)

```

```

loc = 1, fontsize = 12)
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(200, 1300)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
ax = plt.axes()
ax.yaxis.grid()
plt.savefig('Effekttap lokalisering C2 Fjellheim132 - Svingbus132.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

```

```
#Fjellheim - Seterseter
```

```

Fjell_Seter_A = Fjell_Seter_P[0], Fjell_Seter_P[1], Fjell_Seter_P[2]
Fjell_Seter_B = Fjell_Seter_P[0], Fjell_Seter_P[3], Fjell_Seter_P[4]
Fjell_Seter_C = Fjell_Seter_P[0], Fjell_Seter_P[5], Fjell_Seter_P[6]

```

```

Fjell_Seter_D = Fjell_Seter_Q[0], Fjell_Seter_Q[1], Fjell_Seter_Q[2]
Fjell_Seter_E = Fjell_Seter_Q[0], Fjell_Seter_Q[3], Fjell_Seter_Q[4]
Fjell_Seter_F = Fjell_Seter_Q[0], Fjell_Seter_Q[5], Fjell_Seter_Q[6]

```

```

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Fjell_Seter_A, 'b')
plt.plot(Fjell_Seter_B, 'g')
plt.plot(Fjell_Seter_C, 'r')
plt.plot(Fjell_Seter_D, 'b--')
plt.plot(Fjell_Seter_E, 'g--')
plt.plot(Fjell_Seter_F, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap med TSLE AL 3x1x240', 'P-tap med FEAL 1x25',
           'P-tap med FEAL1x95', 'Q-tap med TSLE AL 3x1x240',
           'Q-tap med FEAL 1x25', 'Q-tap med FEAL1x95'],
loc = 1, fontsize = 12)
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(-700, 50)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
ax = plt.axes()
ax.yaxis.grid()
plt.savefig('Effekttap lokalisering C2 Fjellheim22- Seterseter22.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

```

```
#Fjellheim10 - Fjellheim132
```

```

Fjell10_Fjell132_A = Fjell10_Fjell132_P[0], Fjell10_Fjell132_P[1], Fjell10_Fjell132_P[2]
Fjell10_Fjell132_B = Fjell10_Fjell132_P[0], Fjell10_Fjell132_P[3], Fjell10_Fjell132_P[4]
Fjell10_Fjell132_C = Fjell10_Fjell132_P[0], Fjell10_Fjell132_P[5], Fjell10_Fjell132_P[6]

```

```

Fjell10_Fjell132_D = Fjell10_Fjell132_Q[0], Fjell10_Fjell132_Q[1], Fjell10_Fjell132_Q[2]
Fjell10_Fjell132_E = Fjell10_Fjell132_Q[0], Fjell10_Fjell132_Q[3], Fjell10_Fjell132_Q[4]
Fjell10_Fjell132_F = Fjell10_Fjell132_Q[0], Fjell10_Fjell132_Q[5], Fjell10_Fjell132_Q[6]

```

```

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Fjell10_Fjell132_A, 'b')
plt.plot(Fjell10_Fjell132_B, 'g')
plt.plot(Fjell10_Fjell132_C, 'r')
plt.plot(Fjell10_Fjell132_D, 'b--')
plt.plot(Fjell10_Fjell132_E, 'g--')
plt.plot(Fjell10_Fjell132_F, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap med TSLE AL 3x1x240', 'P-tap med FEAL 1x25',
           'P-tap med FEAL1x95', 'Q-tap med TSLE AL 3x1x240',

```

```

        'Q-tap med FEAL 1x25', 'Q-tap med FEAL1x95'],
        loc = 7, fontsize = 12)
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(0, 8000)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
ax = plt.axes()
ax.yaxis.grid()
plt.savefig('Effekttap lokalisering C2 Fjellheim10 og Fjellheim132.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

```

```
#Fjellheim10 - Fjellheim22
```

```

Fjell10_Fjell22_A = Fjell10_Fjell22_P[0], Fjell10_Fjell22_P[1], Fjell10_Fjell22_P[2]
Fjell10_Fjell22_B = Fjell10_Fjell22_P[0], Fjell10_Fjell22_P[3], Fjell10_Fjell22_P[4]
Fjell10_Fjell22_C = Fjell10_Fjell22_P[0], Fjell10_Fjell22_P[5], Fjell10_Fjell22_P[6]

```

```

Fjell10_Fjell22_D = Fjell10_Fjell22_Q[0], Fjell10_Fjell22_Q[1], Fjell10_Fjell22_Q[2]
Fjell10_Fjell22_E = Fjell10_Fjell22_Q[0], Fjell10_Fjell22_Q[3], Fjell10_Fjell22_Q[4]
Fjell10_Fjell22_F = Fjell10_Fjell22_Q[0], Fjell10_Fjell22_Q[5], Fjell10_Fjell22_Q[6]

```

```

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Fjell10_Fjell22_A, 'b')
plt.plot(Fjell10_Fjell22_B, 'g')
plt.plot(Fjell10_Fjell22_C, 'r')
plt.plot(Fjell10_Fjell22_D, 'b--')
plt.plot(Fjell10_Fjell22_E, 'g--')
plt.plot(Fjell10_Fjell22_F, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap med TSLE AL 3x1x240', 'P-tap med FEAL 1x25',
           'P-tap med FEAL1x95', 'Q-tap med TSLE AL 3x1x240',
           'Q-tap med FEAL 1x25', 'Q-tap med FEAL1x95'],
           loc = 1, fontsize = 12)
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(-50, 80)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
ax = plt.axes()
ax.yaxis.grid()
plt.savefig('Effekttap lokalisering C2 Fjellheim10 - Fjellheim22.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

```

```
#Gjør det samme for C3
```

```

sheet = book.sheet_by_index(12)
celler = sheet.cell_value
r_range = np.arange(3, 32)

```

```

G3_Kabel_P = []
Fjos_Sving_P = []
Fjos_Kab_P = []
Fjos22_Fjos132_P = []

```

```

G3_Kabel_Q = []
Fjos_Sving_Q = []
Fjos_Kab_Q = []
Fjos22_Fjos132_Q = []

```

```

for r in r_range:
    if celler(r, 4) == 'Østfoss22 - Kabelnes22':
        G3_Kabel_P.append(celler(r, 7))
        G3_Kabel_Q.append(celler(r, 8))
    if celler(r, 4) == 'Østfoss22 - Fjosnes22':
        G3_Kabel_P.append(celler(r, 7))
        G3_Kabel_Q.append(celler(r, 8))
    if celler(r, 4) == 'Fjosnes132 - Svingbus132':
        Fjos_Sving_P.append(celler(r, 7))
        Fjos_Sving_Q.append(celler(r, 8))
    if celler(r, 4) == 'Fjosnes22 - Kabelnes22':
        Fjos_Kab_P.append(celler(r, 7))
        Fjos_Kab_Q.append(celler(r, 8))
    if celler(r, 4) == 'Fjosnes22 - Fjosnes132':
        Fjos22_Fjos132_P.append(celler(r, 7))
        Fjos22_Fjos132_Q.append(celler(r, 8))

#G3 - Kabelnes22
G3_Kabel_A = G3_Kabel_P[0], G3_Kabel_P[1]
G3_Kabel_B = G3_Kabel_P[0], G3_Kabel_P[2]
G3_Kabel_C = G3_Kabel_P[3], G3_Kabel_P[4]

G3_Kabel_D = G3_Kabel_Q[0], G3_Kabel_Q[1]
G3_Kabel_E = G3_Kabel_Q[0], G3_Kabel_Q[2]
G3_Kabel_F = G3_Kabel_Q[3], G3_Kabel_Q[4]

x = [0, 1]
label = ['Kabelnes22', 'Fjosnes22']

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(G3_Kabel_A, 'b')
plt.plot(G3_Kabel_B, 'g')
plt.plot(G3_Kabel_C, 'r')
plt.plot(G3_Kabel_D, 'b--')
plt.plot(G3_Kabel_E, 'g--')
plt.plot(G3_Kabel_F, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap med FEAL 1x25', 'P-tap med FEAL 1x25 (plassering ved Kabelnes22)',
           'P-tap med FEAL1x95', 'Q-tap med FEAL 1x25',
           'Q-tap med FEAL 1x25 (plassering ved Kabelnes22)', 'Q-tap med FEAL1x95'],
          loc = 4, fontsize = 12)
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(-1500, 2000)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
ax = plt.axes()
ax.yaxis.grid()
plt.savefig('Effekttap lokalisering C3 G3_Kabel.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Fjellheim - Svingbus
Fjos_Sving_A = Fjos_Sving_P[0], Fjos_Sving_P[1], Fjos_Sving_P[2]
Fjos_Sving_B = Fjos_Sving_P[0], Fjos_Sving_P[1], Fjos_Sving_P[3]
Fjos_Sving_C = Fjos_Sving_P[0], Fjos_Sving_P[4], Fjos_Sving_P[5]

Fjos_Sving_D = Fjos_Sving_Q[0], Fjos_Sving_Q[1], Fjos_Sving_Q[2]
Fjos_Sving_E = Fjos_Sving_Q[0], Fjos_Sving_Q[1], Fjos_Sving_Q[3]
Fjos_Sving_F = Fjos_Sving_Q[0], Fjos_Sving_Q[4], Fjos_Sving_Q[5]

```



```

x = [0, 1, 2]
label = ['Uten småkraftverk', 'Kabelnes22', 'Fjosnes22']

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Fjos_Sving_A, 'b')
plt.plot(Fjos_Sving_B, 'g')
plt.plot(Fjos_Sving_C, 'r')
plt.plot(Fjos_Sving_D, 'b--')
plt.plot(Fjos_Sving_E, 'g--')
plt.plot(Fjos_Sving_F, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap med FEAL 1x25', 'P-tap med FEAL 1x25 (plassering ved Kabelnes22)',
          'P-tap med FEAL1x95', 'Q-tap med FEAL 1x25',
          'Q-tap med FEAL 1x25 (plassering ved Kabelnes22)', 'Q-tap med FEAL1x95'],
          loc = 1, fontsize = 12)
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(-200, 200)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
ax = plt.axes()
ax.yaxis.grid()
plt.savefig('Effekttap lokalisering C3 Fjosnes132 - Svingbus132.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Fjosnes22 - Kabelnes22
Fjos_Kab_A = Fjos_Kab_P[0], Fjos_Kab_P[1], Fjos_Kab_P[2]
Fjos_Kab_B = Fjos_Kab_P[0], Fjos_Kab_P[1], Fjos_Kab_P[3]
Fjos_Kab_C = Fjos_Kab_P[0], Fjos_Kab_P[4], Fjos_Kab_P[5]

Fjos_Kab_D = Fjos_Kab_Q[0], Fjos_Kab_Q[1], Fjos_Kab_Q[2]
Fjos_Kab_E = Fjos_Kab_Q[0], Fjos_Kab_Q[1], Fjos_Kab_Q[3]
Fjos_Kab_F = Fjos_Kab_Q[0], Fjos_Kab_Q[4], Fjos_Kab_Q[5]

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Fjos_Kab_A, 'b')
plt.plot(Fjos_Kab_B, 'g')
plt.plot(Fjos_Kab_C, 'r')
plt.plot(Fjos_Kab_D, 'b--')
plt.plot(Fjos_Kab_E, 'g--')
plt.plot(Fjos_Kab_F, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap med FEAL 1x25', 'P-tap med FEAL 1x25 (plassering ved Kabelnes22)',
          'P-tap med FEAL1x95', 'Q-tap med FEAL 1x25',
          'Q-tap med FEAL 1x25 (plassering ved Kabelnes22)', 'Q-tap med FEAL1x95'],
          loc = 3, fontsize = 12)
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(-700, 400)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
ax = plt.axes()
ax.yaxis.grid()
plt.savefig('Effekttap lokalisering C3 Fjosnes22 - Kabelnes22.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

#Fjosnes22 - Fjosnes132
Fjos22_Fjos132_A = Fjos22_Fjos132_P[0], Fjos22_Fjos132_P[1], Fjos22_Fjos132_P[2]
Fjos22_Fjos132_B = Fjos22_Fjos132_P[0], Fjos22_Fjos132_P[1], Fjos22_Fjos132_P[3]
Fjos22_Fjos132_C = Fjos22_Fjos132_P[0], Fjos22_Fjos132_P[4], Fjos22_Fjos132_P[5]

```

```

Fjos22_Fjos132_D = Fjos22_Fjos132_Q[0], Fjos22_Fjos132_Q[1], Fjos22_Fjos132_Q[2]
Fjos22_Fjos132_E = Fjos22_Fjos132_Q[0], Fjos22_Fjos132_Q[1], Fjos22_Fjos132_Q[3]
Fjos22_Fjos132_F = Fjos22_Fjos132_Q[0], Fjos22_Fjos132_Q[4], Fjos22_Fjos132_Q[5]

plt.figure(facecolor='white')
plt.plot(Fjos22_Fjos132_A, 'b')
plt.plot(Fjos22_Fjos132_B, 'g')
plt.plot(Fjos22_Fjos132_C, 'r')
plt.plot(Fjos22_Fjos132_D, 'b--')
plt.plot(Fjos22_Fjos132_E, 'g--')
plt.plot(Fjos22_Fjos132_F, 'r--')
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,5)
plt.legend(['P-tap med TSLE AL 3x1x240', 'P-tap med FEAL 1x25',
           'P-tap med FEAL1x95', 'Q-tap med TSLE AL 3x1x240',
           'Q-tap med FEAL 1x25', 'Q-tap med FEAL1x95'],
          loc = 1, fontsize = 12)
plt.xticks(x, label)
plt.ylim(-100, 100)
plt.ylabel('Effekttap (kW)')
ax = plt.axes()
ax.yaxis.grid()
plt.savefig('Effekttap lokalisering C3 Fjosnes22 - Fjosnes132.png', dpi = 300, bbox_inches = 'tight')

```



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway