

AARHUS UNIVERSITET

ELEKTRISK ENERGITEKNOLOGI

ENERGY SYSTEM STABILITY

GRUPPE 1

PROJEKTRAPPORT

Implementering af husstands batterier

201505115 - Laurids Givskov Jørgensen

13114 - Jeppe Hansen

Underviser
Björn Andresen

27. maj 2018

Indhold

Indhold	i
1 Indledning	1
2 Problemformulering	2
3 Afgrænsning	3
4 Systemstabilitet	4
5 Frekvensstabilitet	6
5.1 Frekvensregulering og kontrol	6
5.2 Batterier som aktivt netelement	8
6 Spændingsstabilitet	10
6.1 Batterier som aktiv netelement	11
7 Model og validering	12
7.1 Model	12
7.2 Validering	14
7.2.1 Validering med spændingsfaldsberegninger	14
7.2.2 Validering med kortslutningsberegninger	16
7.2.3 Resultat af validering	17
8 Simulering	18
8.1 Case 1: Husstandsbatteriers evne til at stabilisere elnettet ved fejl på nettet .	18
8.2 Case 2: Husstandsbatteriers evne til at absorbere overproduktion	18
8.3 Case 3: Husstandsbatteriers evne til at kompensere for tab af produktion . .	19
8.4 Case 4: Den centrale batteriparks evne til at kompensere for tab af produktion	19
9 Resultat og diskussion	21
9.1 Case 1: Husstandsbatteriers evne til at stabilisere elnettet ved fejl på nettet .	21
9.2 Case 2: Husstandsbatteriers evne til at absorbere overproduktion	23
9.3 Case 3: Husstandsbatteriers evne til at kompensere for tab af produktion . .	25
9.4 Case 4: Den centrale batteriparks evne til at kompensere for tab af produktion	28
10 Konklusion	31
11 Perspektivering	32

Kapitel 1

Indledning

Denne rapport er udarbejdet i forbindelse med kurset Energy System stability på Aarhus Universitet. Danmark har en af verdens mest stabile energiforsyninger med gode forbindelse til omkringliggende lande. Men pga. de høje ambitioner om at nedsætte CO₂ udslippet i hele Europa ændres energiproduktionen i stor grad til vedvarende energikilder. Da de vedvarende energikilder er afhængige af vejrforholdene bliver produktionen mere fluktuerende, det kan skabe ubalance mellem produktion og forbrug og derved give anledning til stabilitetsproblemer. En af mulighederne for at undgå stabilitetsproblemerne er ved at implementere batterier i elnettet.

I dette projekt undersøges hvordan husstands batterier kan stabilisere et elnet. Det undersøges hvilke former for stabilitetsproblemer batterier kan afhjælpe og derefter opbygges et simplificeret elnet i PowerFactory for at verificere de teoretiske undersøgelser. Til slut dokumenteres resultater og der diskuteres på de enkelte undersøgelser.

Kapitel 2

Problemformulering

Danmark er et land med stor kapacitet indenfor vedvarende energikilder, især indenfor vindenergi. Dette gør at der i perioder med gunstige vindforhold kan forekomme overproduktion, som er nødvendig at eksportere. En måde at sikre den grønne energi bliver brugt i Danmark er ved at oplagre energien i batterier.

Der vil derfor undersøges muligheden for implementering af batterier i husstande. Det forventes at en stor mængde batterier i husstande vil kunne oplagre overproduktionen af grøn energi.

Derudover vil det undersøges om batterierne vil kunne stabilisere det danske elnet ved fejltilstande og udglatte produktionen henover 24 timer, da batterierne vil kunne bidrage med strøm i perioder med stort forbrug.

Desuden vil det undersøges om de decentrale husholdningsbatterier har en fordel frem for større centrale batteriparker, der er tilsluttet på højere spændingsniveau i elnettet, som f.eks. Tesla's batteripark i Australien.

ALTERNATIV I FORHOLD TIL AT DET SÅ PASER MED CASENE

Danmark er et land med stor kapacitet indenfor vedvarende energikilder, især indenfor vindenergi. Dette gør at der i perioder med gunstige vindforhold kan forekomme overproduktion, som er nødvendig at eksportere. En måde at sikre den grønne energi bliver brugt i Danmark er ved at oplagre energien i batterier.

Der vil derfor undersøges muligheden for implementering af batterier i husstande. Det forventes at en stor mængde batterier i husstande vil kunne **absorbere** overproduktionen af grøn energi.

Derudover vil det undersøges om batterierne vil kunne stabilisere det danske elnet ved fejltilstande og **udglatte produktionen**, da batterierne vil kunne bidrage med strøm i perioder med stort forbrug.

Desuden **kan** det undersøges om de decentrale husholdningsbatterier har en fordel frem for større centrale batteriparker, der er tilsluttet på højere spændingsniveau i elnettet, som f.eks. Tesla's batteripark i Australien.

Kapitel 3

Afgrænsning

Projektet afgrænses til at skal indeholde en undersøgelse af følgende tre cases:

Case 1 Husstands batteriers evne til at stabilisere elnettet ved fejl på nettet.

Case 2 Husstands batteriers evne til at absorbere overproduktion.

Case 3 Husstands batteriers evne til at kompensere for tab af produktion

Derudover kan følgende to cases blive en del af projektet, hvis tiden til det forefindes. Hvis de to cases ikke bliver en del af projektet vil det være relevante cases at undersøge i et opfølgende projekt.

Case 4 Husstands batteriers stabiliserende effekt af elnettet kontra en central batteripark.

Case 5 Ø-drift af et boligområde.

En beskrivelse af casene er lavet i kapitel 8.

Det kunne være relevant at lave en business case på hvordan implementering af batterier i elnettet kunne udføres optimalt. Men i dette projekt fokuseres på de tekniske fordele det kunne medføre at implementere batterier i elnettet. Derfor vil en business case være endnu en ting der vil være relevant at lave i et opfølgende projekt.

Det vil i projektet have været relevant at undersøge hvordan man kan implementere regulering i de forskellige produktionsenheder i simuleringen af de forskellige cases, men dette er for simplificerings skyld ikke en del af projektet.

Kapitel 4

Systemstabilitet

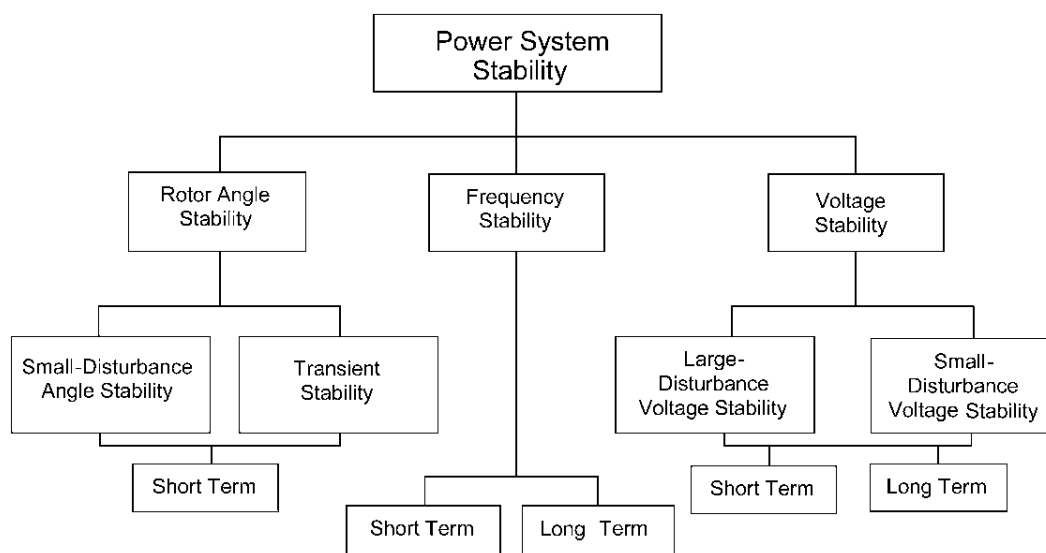
For at kunne forstå den effekt det vil have at implementere batterier i et elnet, skal man først kende til systemstabilitet og de problemer der er relateret til at sikre et stabilt netværk.

Et elektriske netværk i steady state tilstand skal kunne håndtere forstyrrelse og fejl i nettet, sådan at det ikke fejlramte net forbliver i dets steady state tilstand eller finder et ny steady state arbejds punkt efter fejlen er clear.

Derved sikres forsyning til de ikke direkte påvirkede dele af nettet. Systemstabilitet er på den måde viden omkring hvordan man kan designe sit netværk, for at undgå blackouts af større dele eller hele det elektriske netværk.

Systemstabilitet opdeles i tre hovedgrupper: Rotorvinkelstabilitet, frekvensstabilitet og spændingsstabilitet.

Hver gruppe opdeles i forskellige typer ustabilitet, der kan forekomme pga. af forstyrrelse eller fejl i nettet. På figur 4.1 ¹ ses et overblik over klassificering af systemstabilitet.



Figur 4.1: Klassificering af systemstabilitet

I dette projekt er det hovedsageligt relevant at undersøge implementeringen af batteriers effekt på nettets frekvensstabilitet og spændingsstabilitet. Dette skyldes at frekvensstabilitet hænger sammen med forholdet mellem produktion og belastning af nettet og spændingsstabilitet hænger sammen med belastningen af nettet, samt kompensering af reaktiv effekt.

¹<https://www.semanticscholar.org/paper/Definition-and-classification-of-power-system-joint-Kundur-Paserba/5d9e9822845e172a7518218073831dab4ad41643>

Rotorvinkelstabilitet er primært relateret til synkron generatorers evne til at forblive synkroniseret med nettet under fejl og vil derfor ikke være et fokus i dette projekt.

En forklaring af de stabilitetsproblemer der kan forekomme i forbindelse med frekvensstabilitet og spændingsstabilitet er derfor gennemgået i de følgende kapitler.

Kapitel 5

Frekvensstabilitet

Frekvensstabilitet dækker over et elektrisk systems evne til at opretholde eller hurtigt genoprette systemfrekvensen, selvom systemet påvirkes af forstyrrelse, der vil resultere i ubalance mellem produktion og belastning. Systemet skal altså kunne reguleres således at der igen opnåes balance mellem produktion og belastning i systemet, uden signifikant tab af belastning. Vedvarende frekvensustabilitet vil føre til udkobling af produktionsenheder og forbrugere.

Frekvensstabilitet inddeles i *short term* og *long term* stabilitetsproblemer, som vist på figur 4.1.

Short term har en varighed på op til 1 minut og defineres som pludselige ændringer i belastningsforholdet. Dette kunne være tab af en større generationsenhed, en transmissionslinje eller en stor forbruger. *Short term* problemer kan udvikle sig til *long term*, hvis systemet, med de umiddelbare til rådige reguleringsreserver, ikke formår at skabe balance mellem produktion og belastning igen.

Long term har en varighed fra 1 minut til flere timer og defineres som længerevarende afvigelser fra den nominelle systemfrekvens. Et *long term* problem kunne opstå gennem mistiming af reguleringen af et stort synkron kraftværk grundet en forudset ændring i produktionen fra vedvarende energikilder i systemet, som følge af vejrændringer. Typiske reguleringshastigheder er for et kulkraftværk 1% i minuttet og for et gaskraftværk 10-15% i minuttet.

5.1 Frekvensregulering og kontrol

Frekvensstabiliteten opretholdes i normal drift af elnettet gennem handel af elektricitet. Dette sker på timebasis og elektricitetsmarkedet er derfor ansvarlig for at produktionen matcher det forbrug markedet forventer. Ved ubalance i belastningsforholdet har Transmission System Operatoren (TSO) - i Danmark er det Energinet.dk - ansvaret for regulering af produktionen. Der defineres i ENTSO-E Policy 1¹ fire forskellige kontrolrtyper til at opretholde den nominelle systemfrekvens.

Primær kontrol Det enkelte kraftværks egen regulering. Kan aktiveres på sekunder.

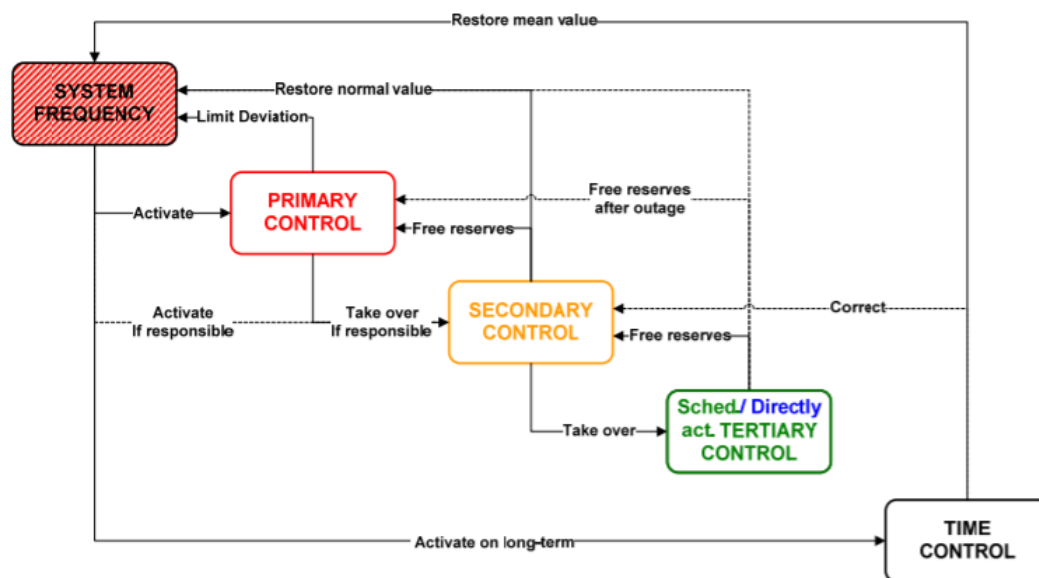
Sekundær kontrol Midlertidige produktionsreserve, styret af TSO'en, der kan aktiveres på sekunder/minutter med en varighed på ca 15 minutter.

Tertiær kontrol Manuelt aktiverede produktionsreserve, styret af TSO'en. Anvendt til længerevarende ustabilitet.

Time kontrol Handel på energimarkedet overvåges af TSO'en for at forudse behov for regulering af produktionen.

¹ENTSO-E Policy 1

Måden de forskellige kontrolreserver interagerer med hinanden på kan illustres som vist på figur 5.1². En afvigelse fra systemfrekvensen vil føre til aktivering af den primære kontrol, for at undgå tab af synkroniserede generationsenheder og stabilisere frekvensen ved et nyt arbejds punkt indenfor grænseværdierne for nominel systemfrekvens. Derefter vil den sekundære kontrol aktiveres for at genoprette den nominelle systemfrekvens. Hvis den sekundære kontrol ikke formår at genoprette systemfrekvensen eller hvis generationsenheder er blevet tabt aktiveres den tertiære kontrol. Den tertiære kontrol dækker også over planlagte aktivering/regulering af produktionsenheder, der vil blive anvendt ved tab af større generationsenheder i forbindelse med forstyrrelsen/fejlen.

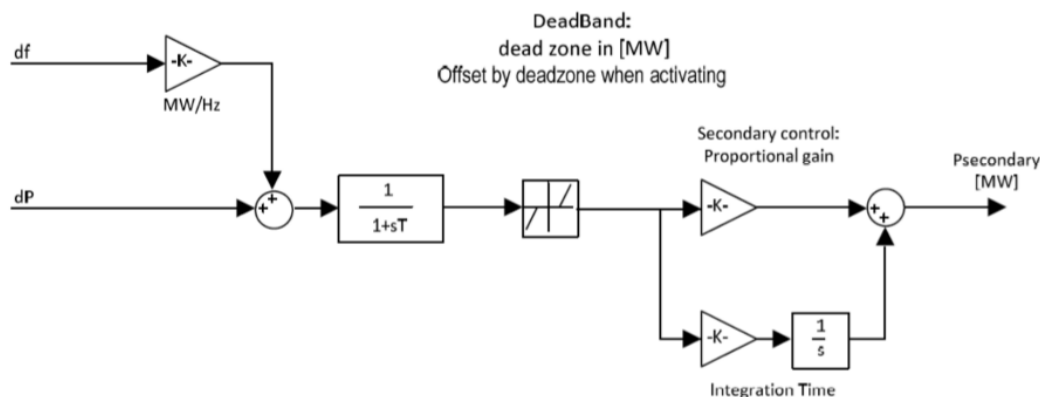


Figur 5.1: Skematisk overblik over aktiveringen af kontrolreserver til frekvensregulering

ENTSO-E Policy 1 nedsætter også nogle krav til reservekapaciteten i det centraleuropæiske elnet. Vigtige krav er at den primære kontrol skal aktiveres ved frekvensafvigelser på $\pm 20\text{mHz}$ og den skal være fuldt ud aktiveret ved afvigelser på $\pm 200\text{mHz}$. Størrelsen af den primære reserve bliver fastsat årligt og er på 3000MW. Den primære reserve er normeret fordelt på kraftværker i hele det centraleuropæiske elnet.

Den sekundære kontrol implementeres som en Load Frequency Control (LFC) struktur, som vist på figur 5.2.

²ENTSO-E Policy 1



Figur 5.2: LFC struktur

Ændringen i frekvens sammenholdes med ændringen i aktiv effekt gennem en K-faktor, der beregnes ud fra et område i systemets afvigelse fra systemfrekvensen efter effektreguleringen pga. aktivering af den primære kontrol. Den samlede påkrævede effektregulering filtreres herefter og hvis afvigelsen i frekvens er udenfor et dødbåndsområde vil en PI regulator regulere den generede effekt, sådan at systemfrekvensen kan genoprettes.

Et begreb der er relevant for et systems robusthed overfor forstyrrelser, der vil påvirke frekvensen, er inert. Dette skyldes at inert har betydning for hvor hurtigt et system reagerer overfor ændringer. Et system med stor inert vil have en længere responstid på forstyrrelse og frekvensændringen vil derfor ske langsommere. Dette er fordelagtigt, da det stiller mindre krav til hvor hurtigt den primære respons skal reagere. Typisk kommer inert i elnettet fra synkron maskiner. Nyere vedvarende energikilder er typisk koblet til nettet gennem en frekvensomformer og bidrager derfor ikke med naturlig inert. Der forskes derfor i hvordan kontrollen af frekvensomformere kan designes til at kunne generere "kunstig inert". I dag anvendes der også synkron kondensere til at tilføre elnettet inert.

5.2 Batterier som aktivt netelement

Måden hvorpå batterier i elnettet kan bidrage til at stabilisere systemfrekvensen er at de både kan absorbere og genere effekt afhængigt af behovet og deres opladningstilstand. Dette kan give fordele i et elnet, hvor andelen af vedvarende energikilder er stor og derved har mindre reguleringsreserve i situationer med utilstrækkeligt vejr.

Her kan batterier fungere som både primær og sekundær reserve grundet den hurtige reguleringsmulighed der er i et rent elektrisk system. Et husstands batterier har en typisk kapacitet på 14kWh og kan levere 5kW nominelt og 7kW peak³. Derfor vil enkelte husstands batterier ikke kunne bidrage særlig meget til balancering af produktion og forbrug, men en samling af mange husstands batterier, en såkaldt aggrering, vil kunne bidrage med betydelig effekt. Dette kombineret med muligheden for at oplade batterierne i perioder med stor produktion fra grønne generationsenheder, så deres kapacitet er til rådighed i perioder med lav produktion fra grønne produktionsenheder kan tilføre den nødvendige fleksibilitet til elnettet for at kunne opretholde systemfrekvensen i et elnet med stor andel af vedvarende energikilder.

Placeringen og typen af batterierne forventes for frekvensstabiliteten at være ubetydelig, da den generede effekt bare skal matche den absorberede for systemet for at opretholde den nominelle systemfrekvens. Det forventes heller ikke at have betydning for inertien i systemet hvor batterierne implementeres, da batterier er ikke roterende enheder og derfor

³https://www.tesla.com/da_DK/powerwall

ikke vil bidrage med naturlig inertie. En batteri inverter kunne muligvis designes til at kunne genere "kunstig inertie", men dette vil ikke blive undersøgt i dette projekt.

Kapitel 6

Spændingsstabilitet

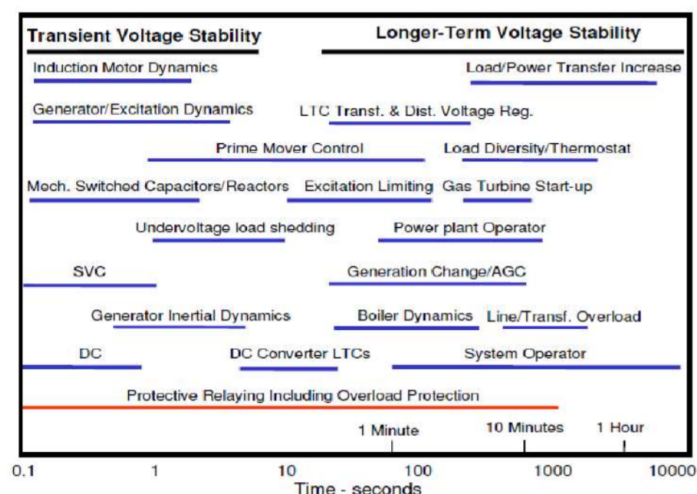
Spændingsstabilitet er et systems evne til at opretholde den nominelle spænding ved busbarere og forbrugere ved normale og unormale forhold i nettet. Spændingen ved belastning må maksimalt svinge med $\pm 10\%$ iht. INDSÆT STANDARD!, det er derfor vigtig at systemet kan regulere spændingen.

Spændingsstabilitet er iht. figur 4.1 opdelt i *Large- and Small Disturbance Voltage Stability* og herefter *Short Term* og *Long Term*. Store og små forstyrrelser henviser til hvor omfattende problemet er.

Small Disturbance Voltage Stability kan være resultatet af et øgede forbrug samtidig med at en linje er ude pga. service, så der vil være et større tab i de resterende linjer eller hvis en enkelt linje ryger ud pga. en fejl.

Large Disturbance Voltage Stability er som regel resultatet af flere hændelser i nettet, der skaber et spændingsfald i et større område eller i værste fald forårsager blackout.

Begge dele kan være *Short Term* og *Long Term*. Det kommer an på hvor hurtigt systemet kan reguleres, omlægges eller fjerne fejlen i nettet. På figur 6.1 ses hvilke elementer, der kan stabilisere systemet på kort og lang sigt. Til hurtig regulering kan anvendes mindre generatorer, konverterer eller kondensatorbanke, hvor der over længere tid f.eks. kan laves en regulering i et kraftværker eller opstartes en gas turbine.

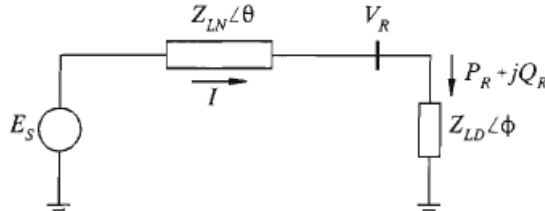


Figur 6.1: Oversigt over Short and Long Term disturbances

Hovedsageligt opstår spændingsustabilitet når systemet ikke kan levere nok reaktiv effekt. Når der tilføjes reaktiv effekt skal spændingen stige, men hvis spændingen falder er systemet ustabil. Spændingsustabilitet kan både forekomme som overspænding og spændingsfald.

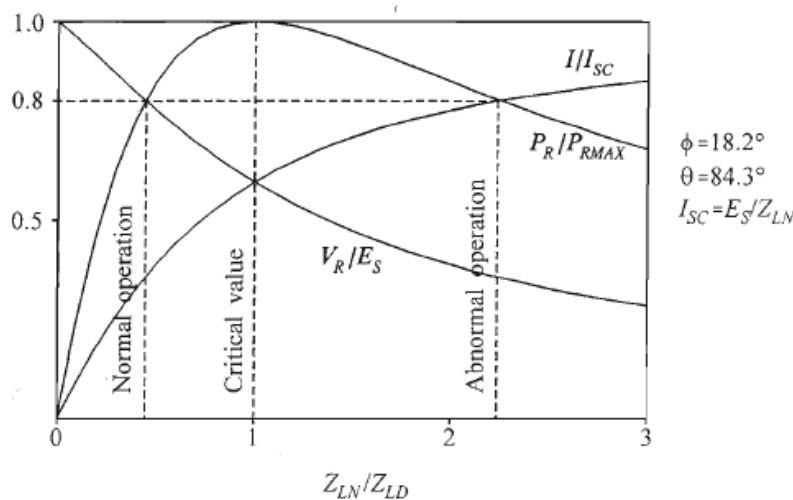
Overspænding kan ske ved for stor produktion i forhold til belastning, men også hvis der bliver tilføjet for meget reaktiv effekt i systemet pga. for meget kapacitiv belastning fra f.eks. shunt kondensatorer.

Den største årsag til spændingsustabilitet er spændingsfald der hovedsageligt opstår pga. den induktive reaktans i transmissionslinjer. Tabet i linjerne forøges sammen med belastning, hvilket vil kræve en større mængde reaktiv effekt af systemet. På figur 6.2 ses et simpelt system med spændingskilde E_s , kabel impedans Z_{LN} , belastnings impedans Z_{LD} .



Figur 6.2: Skematisk diagram af et net system med forsyning, transmissionslinje og belastning

Ved at undersøge systemet med en variable belastning ses det at den maksimale effektoverførelse er hvor spændingen ved belastningen V_R er lig med spændingsfaldet i transmissionslinjen. Dette kaldes det kritiske punkt. Det er også i dette punkt hvor Z_{LN} og Z_{LD} er lige store. Hvis Z_{LD} er mindre end Z_{LN} stiger strømmen og spændingen bliver mindre, det vil skabe et stort spændingsfald og gøre systemet ustabil. Det normale arbejds punkt i et system ligger på ca 80% af maks. belastningen.



Figur 6.3: graf for variable belastning i systemet

6.1 Batterier som aktiv netelement

Da batterier er en fleksibel belastning kan de hjælpe på spændingsstabilitet, både ved overspænding og spændingsfald. Ved normal drift stabiliseres nettet da batterier kan af- og oplades alt efter hvor hårdt nettet er belastet. Ved service af kabler og andet udstyr kan batterier aflaste det resterende net, så det ikke belastes så hårdt og ved pludselig fejl kan batterierne hurtigt kobles ind, indtil der bliver omlagt forbindelser i understationerne. Batterierne kan derfor blive en stor hjælp for spændingsstabilitet og kan hjælpe på små og store forstyrrelser og på kort og lang sigt.

Kapitel 7

Model og validering

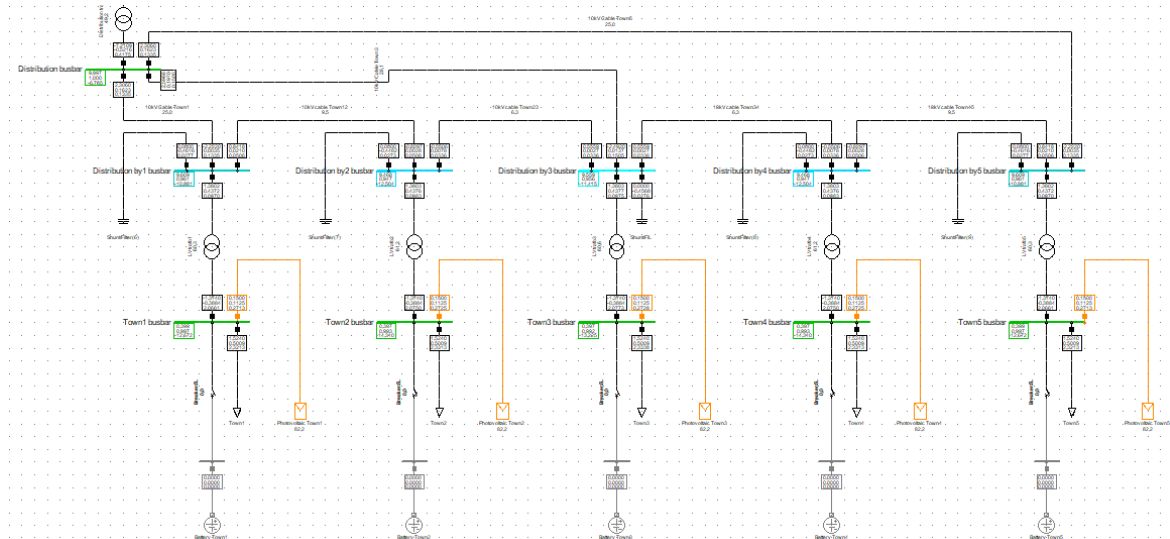
7.1 Model

For at undersøge husstandsbatterier indflydelse i et elnet er der simuleret 5 byer med ca. 2000 hustande, der alle har et batteri installeret. Hver husstand er sat til at have et gennemsnitligt dagligt forbrug på 14kWh¹. Det giver et gennemsnitlig forbrug på 1183kW per by. For at finde en realistisk maksimal belastning er der taget udgangspunkt i Energinets belastnings- og produktionsinformation for Danmark². Det er undersøgt hvor stor en del den gennemsnitlige belastning i modellen udgør af Danmarks gennemsnitlige belastning og derved fundet en skaleringsfaktor på 716. Denne skaleringsfaktor er brugt til at finde den samlede maksimale belastning for byerne ved dividere Danmarks maksimale belastning med faktoren. Den maks. belastning for hver by ligger derved på 1524kW.

På figur 7.1 ses distributionsnettets opbygning der er lavet som en ringforbindelse fra *Distribution busbar*, med en ekstra tværgående linje. Ved hver by er placeret en transformer der transformere spændingen fra 10kV til 0,4kV. Hver by er simplificeret til en belastning, et batteri og et solcelle anlæg. Den maksimale batteri kapacitet er fundet i forhold til at hver husstand har monteret en Tesla powerwall, der kan levere 5kW, så hver by har en batteri kapacitet på 10000kW. Den maksimale solcelle produktionsmængde er fundet ud fra Energinets oplysninger for hele landet og derefter divideret med skaleringsfaktoren, som giver en maksimal produktion på 912kW per by.

¹<https://orsted.dk/Privat/Faa-en-lavere-regning/Kom-godt-i-gang-og-spar-paa-energien/Test-dit-gennemsnitsforbrug/Elforbrug>

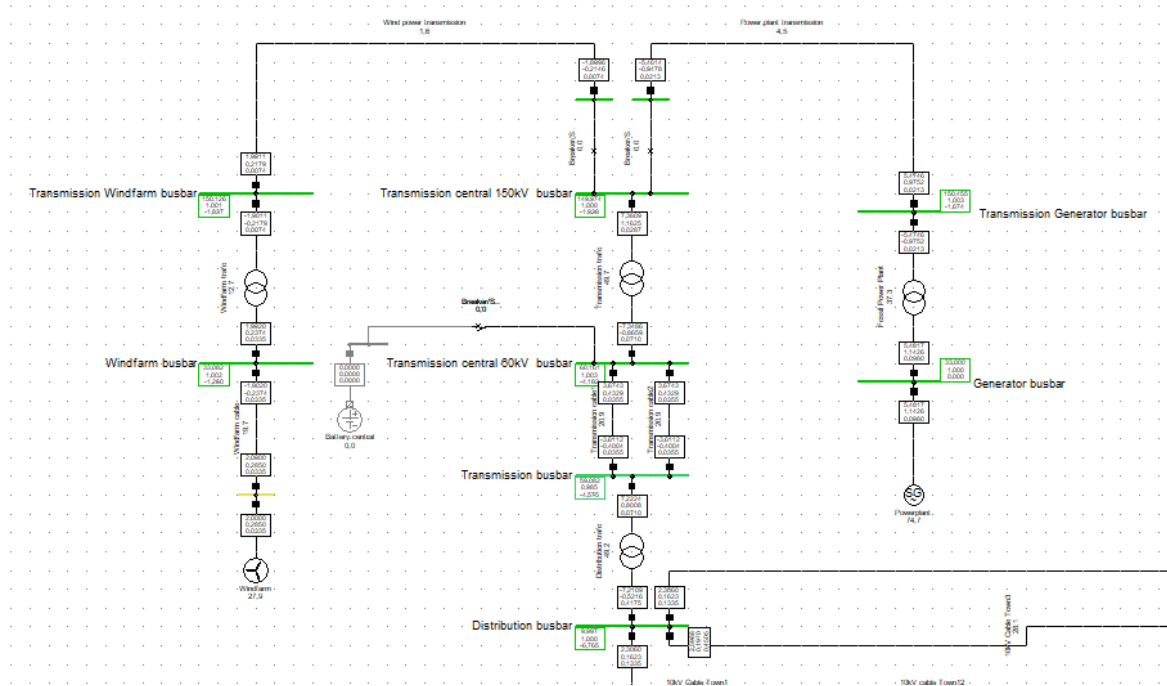
²https://www.energidataservice.dk/da_DK/



Figur 7.1: Systemets belastning og distribution

På figur 7.2 ses transmissionsnettet. For at simplificere modellen er al vind- og fossil energi samlet i to generatorer. Størrelsen af vind generatoren er valgt ud fra den gennemsnitlige produktion af vindenergi i Danmark. Vindmølle generatoren producerer derved 2MW. Den fossile generator er sat som referencemaskine og ændre sin produktion i forhold til belastningen i nettet. Energien transformeres først op til et 150kV transmissions net og derefter til 60kV. 60kV transmissionen er lavet med 2 redundante kabler så det kan undersøges hvad der sker, hvis det ene kable falder ud. Til sidst transformeres spændingen ned til distributions niveauet. Ydermere er der placeret en stor batterienhed på 60kV busbaren til at kunne undersøge forskellen mellem husstandsbatterier og en centralt placeret batteripark.

Generatorer, kabler og transformere er lavet som simplificeret modeller med generelle værdier for de enkelte komponenter samt tilpasset for spænding og belastning i de forskellige niveauer.



Figur 7.2: systemets produktion transmission

7.2 Validering

For at sikre at PowerFactory modellen af det dansk elnet, er designet som forventet er der blevet gennemført en validering af modellen. Validering er lavet på baggrund af en spændingsfaldsberegninger og en kortslutningsberegninger. I valideringen forsyner den synkrone generatorenhed hele nettet og belastningsforholdet er designet således der er overensstemmelse mellem produktion og belastning. Vindmølleparken er koblet ud ved *Transmission central 160kV busbar* og alle batterier og solceller er koblet ud ved deres POC. Ydermere er evt. ringforbindelser og redundant forbindelser koblet ud, således at kun *Town3* forsynes direkte fra *Distribution busbar*. Se figur 7.1 og 7.2 for referencer.

7.2.1 Validering med spændingsfaldsberegninger

Spændingsfaldet blev beregnet på 10kV distributionsbusbaren. Dette blev gjort ved at beregne impedansen for alle dele af modellen. Herunder er et beregningseksempel for hvert elnet element i valideringsmodellen.

Synkron generator:

Synkron generator

$$\begin{aligned}
S_{pp} &:= 6.01 \cdot 10^3 \text{ kV} \cdot \text{A} & V_{pp} &:= 33 \text{ kV} & \chi'_{dpp} &:= 0.232 & pf_{pp} &:= 0.8 \\
\phi_{pp} &:= \arccos(pf_{pp}) = 0.644 & & & & & & + \\
Kg_{pp} &:= 1 \cdot \frac{c}{1 + \chi'_{dpp} \cdot \sin(\phi_{pp})} = 0.966 \\
\chi'_{dpp} &:= \chi'_{dpp} \cdot Kg_{pp} \cdot \frac{V_{pp}^2}{S_{pp}} = 40.591 \text{ } \Omega & R_{pp} &:= \frac{\chi'_{dpp}}{X''Rratio} = 4.059 \text{ } \Omega \\
Z_{pp} &:= R_{pp} + \chi'_{dpp} \cdot 1i = (4.059 + 40.591i) \text{ } \Omega
\end{aligned}$$

Figur 7.3: Synkron generator impedans

Transformer:

Transformer 15MVA 33/150kV

$$\begin{aligned}
S_{T1} &:= 15 \cdot 10^3 \text{ kV} \cdot \text{A} & V_{T1HV} &:= 150 \text{ kV} & V_{T1LV} &:= 33 \text{ kV} & U_{kT1} &:= 0.0802 \\
P_{T1} &:= 50 \text{ kW} \\
Z_{T1} &:= U_{kT1} \cdot \frac{V_{T1HV}^2}{S_{T1}} = 120.3 \text{ } \Omega & I_{T1} &:= \frac{S_{T1}}{V_{T1HV} \cdot \sqrt{3}} = 57.735 \text{ A} \\
R_{T1} &:= \frac{P_{T1}}{3 \cdot I_{T1}^2} = 5 \text{ } \Omega & X_{T1} &:= \sqrt{Z_{T1}^2 - R_{T1}^2} = 120.196 \text{ } \Omega \\
Z_{T1} &:= R_{T1} + X_{T1} \cdot 1i = (120.3 \angle 87.618^\circ) \text{ } \Omega
\end{aligned}$$

Figur 7.4: Transformer impedans

Kabel:

Transmission cable 150kV

$$\begin{aligned}
R_{150kV} &:= 0.194 \frac{\Omega}{km} & X_{150kV} &:= 0.4 \frac{\Omega}{km} & L_{c150kV} &:= 50 km \\
R_{c150kV} &:= R_{150kV} \cdot L_{c150kV} = 9.7 \text{ } \Omega & X_{c150kV} &:= X_{150kV} \cdot L_{c150kV} = 20 \text{ } \Omega \\
Z_{c150kV} &:= R_{c150kV} + X_{c150kV} \cdot 1i = (22.228 \angle 64.127^\circ) \text{ } \Omega
\end{aligned}$$

Figur 7.5: Kabel impedans

Byer:

Byer

$$P_{by} := 0.5 \text{ MW} \quad Q_{by} := 0.242 \text{ MW} \quad S_{by} := \sqrt{P_{by}^2 + Q_{by}^2} = 0.555 \text{ MW} \quad V_{by} := 0.333 \text{ kV}$$

$$Z_{by} := \frac{V_{by}^2}{S_{by}} = 0.2 \text{ } \Omega$$

$$R_{by} := Z_{by} \cdot \frac{P_{by}}{S_{by}} = 0.18 \text{ } \Omega$$

$$X_{by} := \sqrt{Z_{by}^2 - R_{by}^2} = 0.087 \text{ } \Omega$$

$$Z_{by} := R_{by} + X_{by} \cdot 1i = (0.2 \angle 25.827^\circ) \text{ } \Omega$$

Figur 7.6: By impedans ved simuleringsspænding

Når impedansen for alle elementer i valideringssimuleringen er beregnet kan man beregne spændingsfaldet ved en bestemt busbar. *Distribution busbar* blev brugt til validering. Z_{source} dækker her over alle impedanser før 10kV distributionsbusbaren og Z_{load} dækker over alle impedanser efter *Distribution busbar*. V_{T4HV} er 10kV.

Spændingsfald**Beregning**

$$V_{10kV_{act}} := V_{T4HV} \cdot \frac{Z_{load}}{Z_{load} + Z_{source}} = (9.498 \angle -2.462^\circ) \text{ kV}$$

Simulering

$$V_{10kV_{sim}} := (9.452 \angle -2.465 \text{ deg}) \text{ kV} \quad V_{10kV_{pu}} := 0.945$$

Figur 7.7: Spændingsfald ved beregning og simulering

Som det ses på figur 7.7 er afvigelsen mellem beregning og simulering 46V vinkel 0.003deg, som er en tilladelig afvigelse på et 10kV referencepunkt. Ud fra spændingsfaldsvalidering er modellen dermed accepteret.

7.2.2 Validering med kortslutningsberegninger

Kortslutningsberegninger er også beregnet for *Distribution busbar*. Dette gøres ved at finde kortslutningsimpedansen, der er den samme som Z_{source} , bortset fra at synkron generatorens kortslutningseffekt er større end dens rated effekt og dermed ses en mindre kildeimpedans for synkron generatoren. Den nye beregning for synkron generator impedansen ses på figur 7.8.

Synkron generator kortslutningsimpedans

$$S_{pp} := 6.01 \cdot 10^3 \text{ kV} \cdot \text{A} \quad V_{pp} := 33 \text{ kV} \quad \chi''_{dpp} := 0.12 \quad pf_{pp} := 0.8$$

$$S_{ppSC} := \frac{S_{pp}}{\chi''_{dpp}} = 50.083 \text{ MW}$$

$$\phi_{pp} := \arccos(pf_{pp}) = 0.644$$

$$Kg_{pp} := 1 \cdot \frac{c}{1 + \chi''_{dpp} \cdot \sin(\phi_{pp})} = 1.026$$

$$X''_{dpp} := \chi''_{dpp} \cdot Kg_{pp} \cdot \frac{V_{pp}^2}{S_{pp}} = 22.312 \text{ } \Omega \quad R_{pp} := \frac{X''_{dpp}}{X''Rratio} = 2.231 \text{ } \Omega$$

$$Z_{ppSC} := R_{pp} + X''_{dpp} \cdot 1i = (2.231 + 22.312i) \text{ } \Omega$$

Figur 7.8: Synkron generator kortslutningsimpedans

Derefter kan kortslutningsstrømmen ved en trefaset kortslutning på *Distribution busbar* beregnes, samt findes ved simulering.

$$Z_{SC} := Z_{ppSC} + Z_{T1'} + Z_{c150kV} + Z_{T2'} + Z_{c60kV} + Z_{T3'} = (4.055 \angle 78.936^\circ) \text{ } \Omega$$

Beregning

$$I_{SCact} := \left| \frac{c \cdot V_{T3LV}}{\sqrt{3} \cdot Z_{SC}} \right| = 1.566 \text{ kA}$$

Simulering

$$I_{SCsim} := 1.57 \text{ kA}$$

Figur 7.9: Kortslutningsstrøm ved beregning og simulering

På figur 7.9 ses det at forskellen på beregning og simulering kun er 4A. Derfor accepteres modellen også gennem validering med kortslutningsberegninger.

7.2.3 Resultat af validering

Ud fra de beskrevne resultater i begge dele af valideringen, er der opnåede acceptable afvigelser mellem beregning og simulering. Derfor accepteres modellen til videre simuleringen af de tidligere nævnte projekt cases.

Kapitel 8

Simulering

Der er i case simuleringerne som beskrevet i kapitel 3 ikke implementeret nogen form for regulering i produktionsenhederne, dvs. vindmølleparken, synkron generatoren og batterierne. Til gengæld anvendes en meget stor inertikonstant på 100MW*s for synkron generatoren, for at tilføre systemet en mere realistisk dæmpning i forhold til frekvensændringer.

8.1 Case 1: Husstands batteriers evne til at stabilisere elnettet ved fejl på nettet

For at simulere case 1 anvendes et scenarie, hvor systemet er fuldt belastet, dvs. hver by trækker 1,524MW med pf 0,95 lagging. Efter 10s mister systemet kablet 10kV *Cable Town5* ved en udkobling. Dette betegnes som en small disturbance fejl der vil skabe short term ubalance i powerflowet.

Vindmølleparken generer 2MW med pf 0,99 lagging, solcellerne i hver by leverer 0,15MW med pf 0.8 lagging og synkron generatoren er reference maskine.

Case 1 simuleres i fire forskellige tilstande.

Tilstand 1 Alle batterierne er frakoblet.

Tilstand 2 Batteriet i *Town4* leverer 0,25MW og batteriet i *Town5* leverer 0,5MW. Begge med pf 0,95 lagging.

Tilstand 3 Batteriet i *Town4* leverer 0,5MW og batteriet i *Town5* leverer 1MW. Begge med pf 0,95 lagging.

Tilstand 4 Batteriet i *Town4* leverer 0,75MW og batteriet i *Town5* leverer 1,5MW. Begge med pf 0,95 lagging.

Parametrene der overvåges er for synkron generatoren P, Q og V. For batterierne i *Town4* og *Town5* P og Q. Samt V for *Transmission 60kV busbar*, *Town1 busbar*, *Town2 busbar*, *Town3 busbar*, *Town4 busbar* og *Town5 busbar*. Derudover overvåges systemfrekvensen.

8.2 Case 2: Husstands batteriers evne til at absorbere overproduktion

For at simulere case 2 anvendes et scenarie, hvor systemet er fuldt belastet, dvs. hver by trækker 1,524MW med pf 0,95 lagging. Efter 10s mister systemet *Town2* pga. en udkobling ved Distribution by2 busbar. Dette betegnes som en large disturbance fejl, der kunne udvikle

sig til en long term ubalance i systemet. I case 2 simuleres kun den short term påvirkning udkoblingen vil have på systemet, da det stadigvæk vil give et indblik i batteriernes evne til at absorbere overproduktion.

Vindmølleparken generer 2MW med pf 0,95 lagging, solcellerne i hver by levere 0,15MW med pf 0.8 lagging og synkron generatoren er reference maskine.

Case 2 simuleres i to forskellige tilstande.

Tilstand 1 Alle batterierne er frakoblet.

Tilstand 2 Batterierne i alle byer kobles ind 0,5s efter fejlen og absorberer 0,304MW som kompensation for tabet af byen. Alle med pf 0,95 lagging.

Parametrene der overvåges er for synkron generatoren P, Q og V. For batterierne i alle 5 byer P og Q. Samt V for *Transmission 60kV busbar*, *Town1 busbar*, *Town2 busbar*, *Town3 busbar*, *Town4 busbar* og *Town5 busbar*. Derudover overvåges systemfrekvensen.

8.3 Case 3: Husstands batteriers evne til at kompensere for tab af produktion

For at simulere case 3 anvendes et scenarie, hvor systemet er fuldt belastet, dvs. hver by trækker 1,524MW med pf 0,95 lagging, samt at kablet *Transmission cable2* er koblet ud pga. vedligeholdelse. Efter 10s mister systemet vindmølleparken pga. en udkobling ved *Transmission central 150kV busbar*. Dette betegnes som en large disturbance fejl, der kunne udvikle sig til en long term ubalance eller muligvis blackout i større dele af systemet. I case 3 simuleres kun den short term påvirkning det vil have på systemet, da det stadig vil give et indblik i batteriernes evne til at kompensere for mistet produktion.

Vindmølleparken generer 2MW med pf 0,95 lagging, solcellerne i hver by levere 0,15MW med pf 0.8 lagging og synkron generatoren er reference maskine.

Case 3 simuleres i fire forskellige tilstande.

Tilstand 1 Alle batterierne er frakoblet.

Tilstand 2 Alle batterier leverer 0,5MW med pf 0,95 lagging.

Tilstand 3 Alle batterier leverer 1MW med pf 0,95 lagging.

Tilstand 4 Alle batterier leverer 1,35MW (Byerne kan betegnes som selvforsynende) med pf 0,95 lagging.

Parametrene der overvåges er for synkron generatoren P, Q og V. For batterierne i alle 5 byer P og Q. Samt V for *Transmission 60kV busbar*, *Town1 busbar*, *Town2 busbar*, *Town3 busbar*, *Town4 busbar* og *Town5 busbar*. Derudover overvåges systemfrekvensen.

8.4 Case 4: Den centrale batteriparks evne til at kompensere for tab af produktion

Case 4 er den samme som case 3, bortset fra at batteriparken anvendes i stedet for husstands-batterierne. Case 4 simuleres i fire forskellige tilstande.

Tilstand 1 Batteriparken er frakoblet.

Tilstand 2 Batteriparken leverer 2,5MW med pf 0,95 lagging.

Tilstand 3 Batteriparken leverer 5MW med pf 0,95 lagging.

Tilstand 4 Batteriparken leverer 6,75MW med pf 0,95 lagging.

Parametrene der overvåges er for synkron generatoren P, Q og V. For batteriparken P og Q. Samt V for *Transmission 60kV busbar*, *Town1 busbar*, *Town2 busbar*, *Town3 busbar*, *Town4 busbar* og *Town5 busbar*. Derudover overvåges systemfrekvensen.

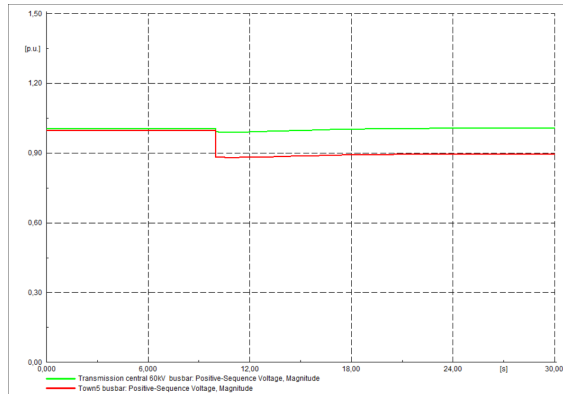
Kapitel 9

Resultat og diskussion

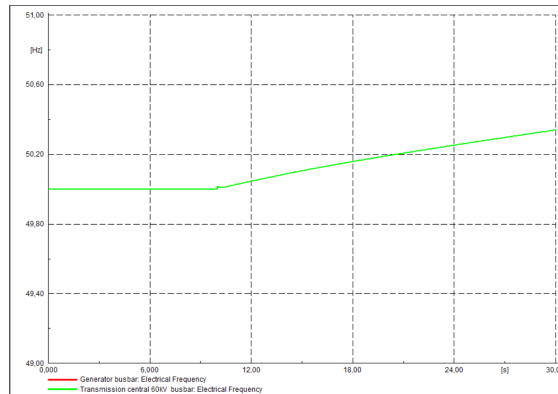
9.1 Case 1: Husstands batteriers evne til at stabilisere elnettet ved fejl på nettet

I dette afsnit præsenteres resultater for simuleringen af case 1 iht. beskrivelsen i afsnit 8.1. I alle fire tilstande er spændingsændringen ved *Town5 busbar* (rød linje) og *Transmission central 60kV busbar* (Grøn linje) samt frekvensændringen på *Transmission central 60kV busbar* (Grøn linje) præsenteret på hhv. spændingsgraf og frekvensgraf. Derudover er der lavet opsamling over spænding samt effektoverførelse andre relevante steder i systemet i tabel 9.9.

Tilstand 1: Alle batterierne er frakoblet.

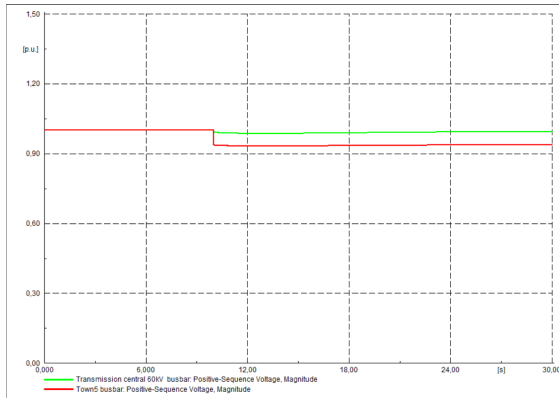


Figur 9.1: Case 1, Tilstand 1, Spændingsgraf

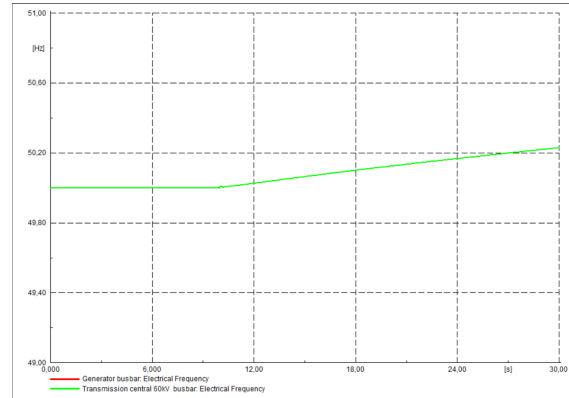


Figur 9.2: Case 1, Tilstand 1, Frekvensgraf

Tilstand 2: Batteriet i *Town4* leverer 0,25MW og batteriet i *Town5* leverer 0,5MW. Begge med pf 0,95 lagging.

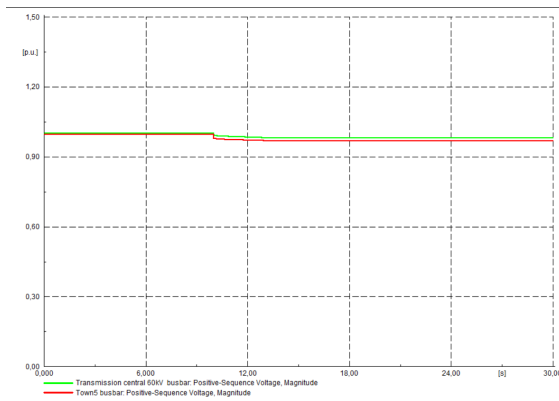


Figur 9.3: Case 1, Tilstand 2, Spændingsgraf

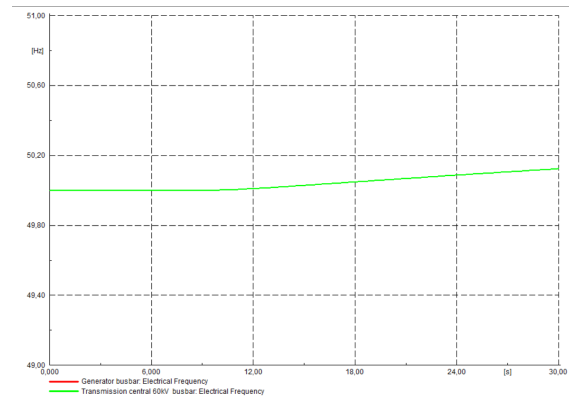


Figur 9.4: Case 1, Tilstand 2, Frekvensgraf

Tilstand 3: Batteriet i *Town4* leverer 0,5MW og batteriet i *Town5* leverer 1MW. Begge med pf 0,95 lagging.

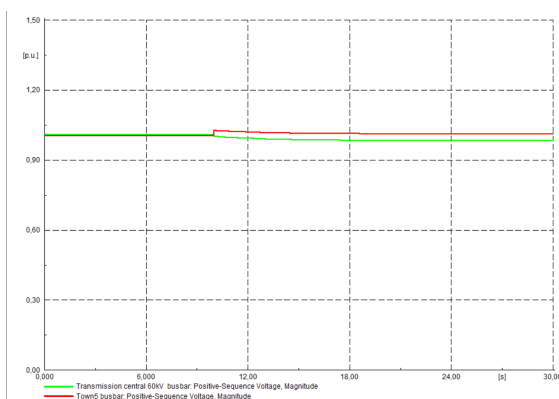


Figur 9.5: Case 1, Tilstand 3, Spændingsgraf

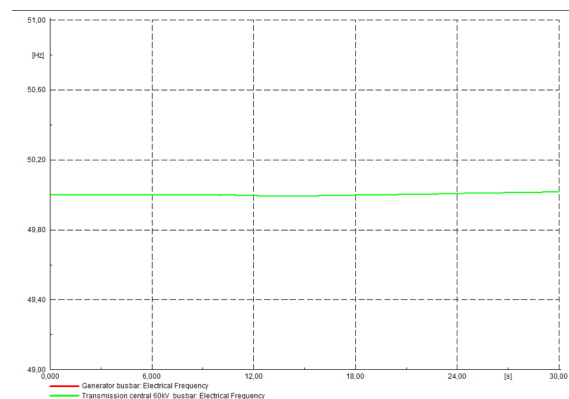


Figur 9.6: Case 1, Tilstand 3, Frekvensgraf

Tilstand 4: Batteriet i *Town4* leverer 0,75MW og batteriet i *Town5* leverer 1,5MW. Begge med pf 0,95 lagging.



Figur 9.7: Case 1, Tilstand 4, Spændingsgraf



Figur 9.8: Case 1, Tilstand 4, Frekvensgraf

Tilstandsoverblik

Case 1		Tilstand 1		Tilstand 2		Tilstand 3		Tilstand 4	
		Start tilstand	20s efter udkobling	Start tilstand	20s efter udkobling	Start tilstand	20s efter udkobling	Start tilstand	20s efter udkobling
Powerplant	P(MW)	5,500	5,000	4,621	4,312	3,798	3,616	2,995	2,946
	Q(MVar)	1,100	1,500	0,308	0,571	-0,320	-0,126	-0,931	-0,786
	V(pu)	1,000	1,010	1,000	0,990	1,000	0,980	1,000	0,980
Transmission central 60kV busbar		V(pu)	1,000	1,010	1,000	0,990	1,000	0,980	1,010
Town1 busbar		V(pu)	1,000	0,990	1,010	0,990	0,970	1,000	0,980
Town2 busbar		V(pu)	0,990	0,970	1,010	0,980	0,990	1,000	0,980
Town3 busbar		V(pu)	0,990	0,960	1,010	0,980	1,000	0,970	1,000
Town4 busbar		V(pu)	0,990	0,930	1,000	0,960	0,990	0,970	1,010
Town5 busbar		V(pu)	1,000	0,900	1,000	0,940	1,000	0,970	1,000
Battery town4	P(MW)	disc.	disc.	0,250	0,250	0,500	0,487	0,750	0,747
	Q(MVar)	disc.	disc.	0,121	0,121	0,242	0,236	0,363	0,362
Battery town5	P(MW)	disc.	disc.	0,500	0,500	1,000	0,973	1,500	1,514
	Q(MVar)	disc.	disc.	0,242	0,242	0,484	0,471	0,726	0,733

Figur 9.9: Overblik for spænding og effektoverførelse i nettet

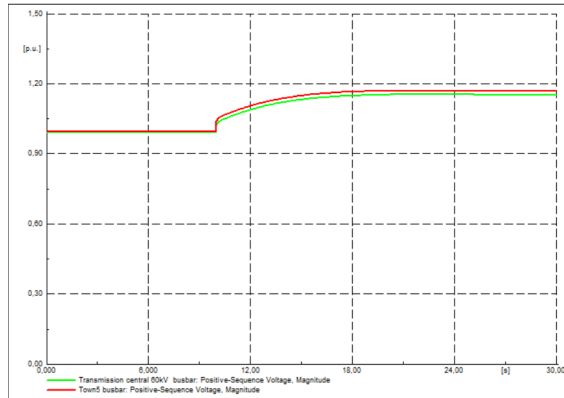
I de 3 første tilstande observeres et spændingsfald ved *Town5 busbar*, når linjen *10kV Cable Town5* udkobles. Størrelsen afhænger af batteriernes effektbidrag. I tilstand 4 ses det at spændingen ved *Town5 busbar* stiger ved udkoblingen. Spænding ved *Transmissions central 60kV busbar* forbliver konstant på ca. 1pu i alle tilstande. Spændingsfaldet i tilstandene 1 - 3 er forventet, fordi tabet af den redundante linje vil øge kildeimpedansen set fra *Town5 busbar*. Spændingsfaldet bliver mindre desto mere batteri effektbidrag pga. den reduceret strøm i transmissions og distributions kabler. Spændingsstigningen i tilstand 4 kan forklares ved at *Town5* har større produktion end forbrug, derved vil den levere effekt til resten af systemet. Ved tab af *10kV Cable Town5*, bliver load impedansen set fra *Town5 busbar* større og der vil opleves en spændingsstigning ved byens POC.

I de 4 tilstande ses det at frekvensen bliver mere stabilt ved større batteribidrag. Stigningen på frekvensen i de første tilstande sker fordi at den samlede belastning bliver mindre da spændingen falder, produktionen forsøger at nedregulere, men kan ikke regulere hurtigt nok ift. belastningen. Dette sker ikke i tilstand 4 da spændingen ikke falder.

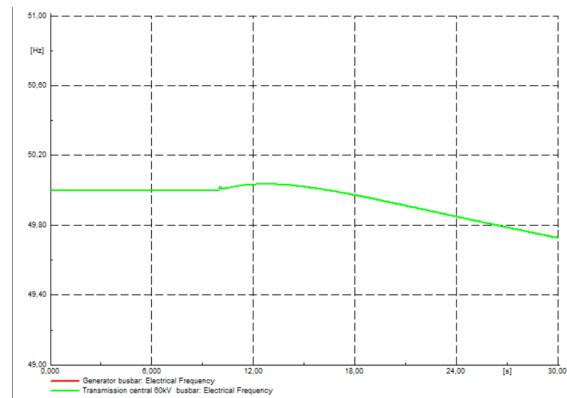
9.2 Case 2: Husstands batteriers evne til at absorbere overproduktion

I dette afsnit præsenteres resultater for simuleringen af case 2 iht. beskrivelsen i afsnit 8.1. I de 2 tilstande er spændingsændringen ved *Town5 busbar* (rød linje) og *Transmission central 60kV busbar* (Grøn linje) samt frekvensændringen på *Transmission central 60kV busbar* (Grøn linje) præsenteret på hhv. spændingsgraf og frekvensgraf. Derudover er der lavet opsamling over spænding samt effektoverførelse andre relevante steder i systemet i tabel 9.14.

Tilstand 1: Alle batterierne er frakoblet.

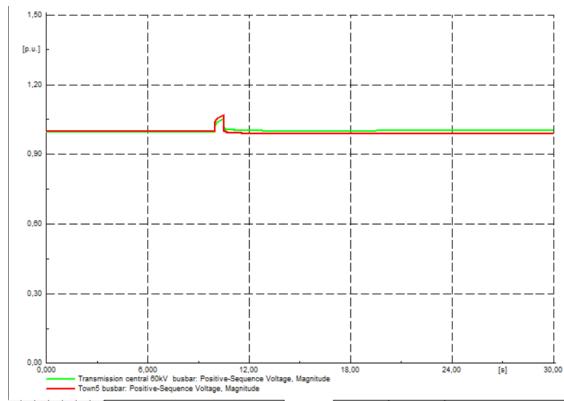


Figur 9.10: Case 2, Tilstand 1, Spændingsgraf

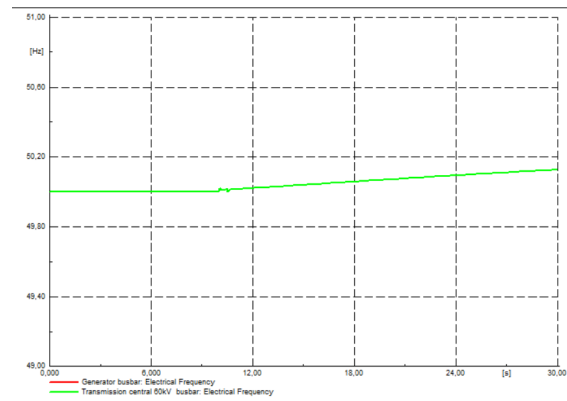


Figur 9.11: Case 2, Tilstand 1, Frekvensgraf

Tilstand 2: Batterierne i alle byer kobles ind 0,5s efter fejlen og absorberer 0,304MW som kompensation for tabet af byen. Alle med pf 0,95



Figur 9.12: Case 2, Tilstand 2, Spændingsgraf



Figur 9.13: Case 2, Tilstand 2, Frekvensgraf

Tilstandsoverblik

Case 2		Tilstand 1		Tilstand 2	
		Start tilstand	20s efter udkobling	Start tilstand	20s efter udkobling
Powerplant	P(MW)	5,502	6,095	5,502	5,338
	Q(MVar)	0,856	0,088	0,856	0,992
	V(pu)	1	1,15	1	1,01
Transmission central 60kV busbar	V(pu)	0,99	1,15	0,99	1
Town1 busbar	V(pu)	1	1,18	1	1,01
Town2 busbar	V(pu)	0,99	disc	0,99	disc
Town3 busbar	V(pu)	0,99	1,17	0,99	1
Town4 busbar	V(pu)	0,99	1,17	0,99	0,99
Town5 busbar	V(pu)	1	1,17	1	0,99
Battery town1	P(MW)	disc	disc	disc	-0,352
	Q(MVar)	disc	disc	disc	-0,171
Battery town2	P(MW)	disc	disc	disc	disc
	Q(MVar)	disc	disc	disc	disc
Battery town3	P(MW)	disc	disc	disc	-0,309
	Q(MVar)	disc	disc	disc	-0,15
Battery town4	P(MW)	disc	disc	disc	-0,276
	Q(MVar)	disc	disc	disc	-0,134
Battery town5	P(MW)	disc	disc	disc	-0,307
	Q(MVar)	disc	disc	disc	-0,149

Figur 9.14: Overblik for spænding og effektoverførelse i nettet

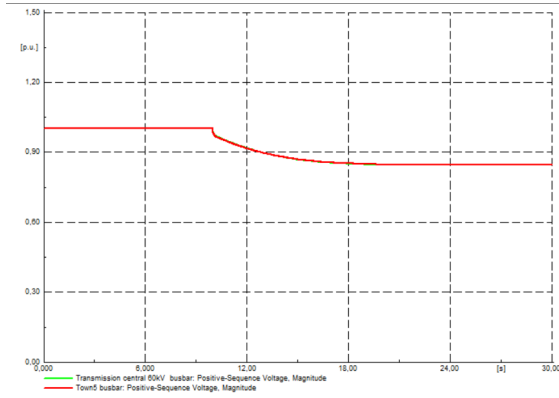
I tilstand 1 ses det at spænding stiger betydeligt ved *Town5 busbar* og *Transmissions central 60kV busbar*. I tilstand 2 stiger spændingen kortvarigt indtil batterierne kobles ind. Spænding stiger i tilstand 1, da der er for meget produktion i forhold til belastning. Da batterierne i tilstand 2 påbegynder opladning hurtigt efter tabet af *Town2* kompensere de for den manglende belastning og stabilisere derfor spændingen til normal.

Frekvensen starter med at stige lidt pga. den udkoblede belastning, hvorefter den begynder at falde lidt igen. Dette sker formentlig, fordi at belastning stiger i de ikke afkoblede byer pga. overspændingen og det ser ikke ud til at Powerfactory tilpasser spændingsniveauet efter at belastningen stiger igen. I tilstand 2 stiger frekvensen formentlig pga. det hurtigt afkoblede produktion og da inertien er ret høj i systemet går der lidt tid inden den tilpasser sig systemet igen.

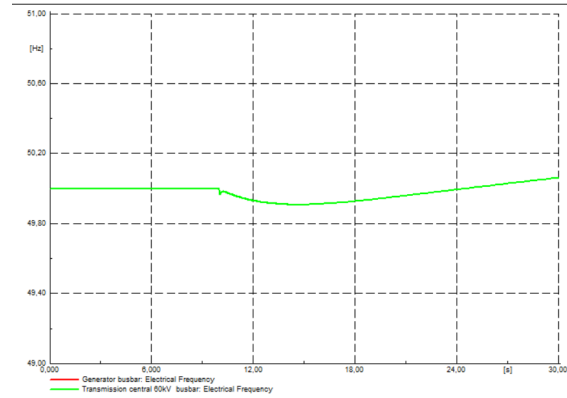
9.3 Case 3: Husstands batteriers evne til at kompensere for tab af produktion

I dette afsnit præsenteres resultater for simuleringen af case 3 iht. beskrivelsen i afsnit 8.1. I alle fire tilstande er spændingsændringen ved *Town5 busbar* (rød linje) og *Transmission central 60kV busbar* (Grøn linje) samt frekvensændringen på *Transmission central 60kV busbar* (Grøn linje) præsenteret på hhv. spændingsgraf og frekvensgraf. Derudover er der lavet opsamling over spænding samt effektoverførelse andre relevante steder i systemet i tabel 9.23.

Tilstand 1: Alle batterierne er frakoblet.

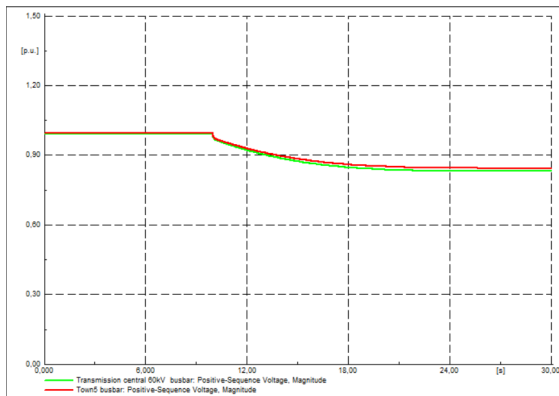


Figur 9.15: Case 3, Tilstand 1, Spændingsgraf

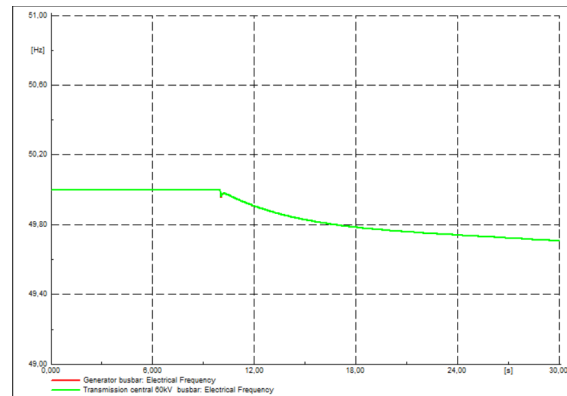


Figur 9.16: Case 3, Tilstand 1, Frekvensgraf

Tilstand 2: Alle batterier leverer 0,5MW med pf 0,95 lagging.

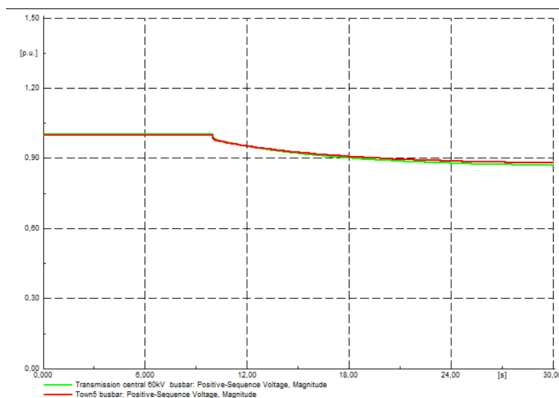


Figur 9.17: Case 3, Tilstand 2, Spændingsgraf

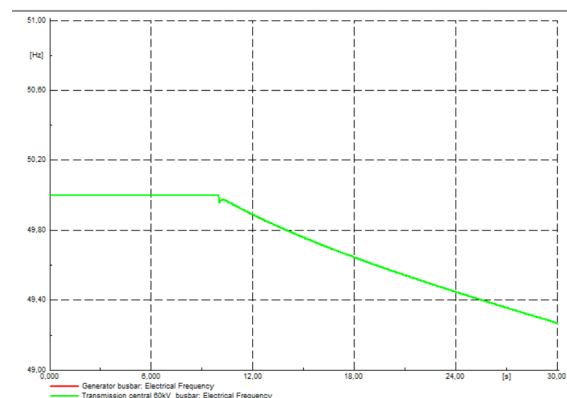


Figur 9.18: Case 3, Tilstand 2, Frekvensgraf

Tilstand 3: Alle batterier leverer 1MW med pf 0,95 lagging.

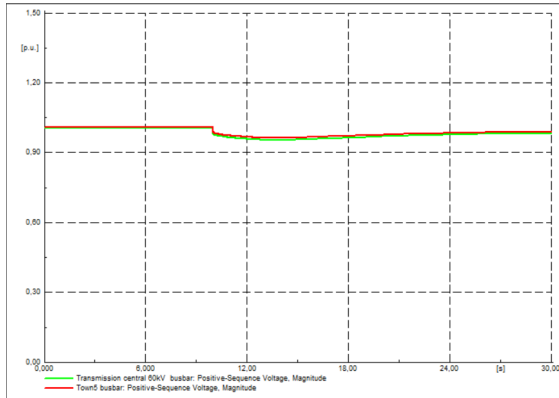


Figur 9.19: Case 3, Tilstand 3, Spændingsgraf

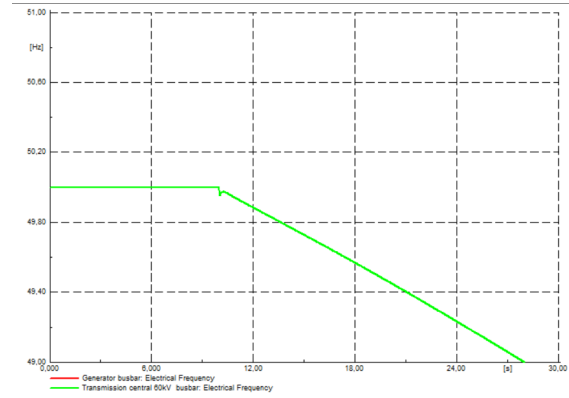


Figur 9.20: Case 3, Tilstand 3, Frekvensgraf

Tilstand 4: Alle batterier leverer 1,35MW (Byerne kan betegnes som selvforsynende) med pf 0,95 lagging.



Figur 9.21: Case 3, Tilstand 4, Spændingsgraf



Figur 9.22: Case 3, Tilstand 4, Frekvensgraf

Tilstandsoverblik

Case 3		Tilstand 1		Tilstand 2		Tilstand 3		Tilstand 4	
		Start tilstand	20s efter udkobling	Start tilstand	20s efter udkobling	Start tilstand	20s efter udkobling	Start tilstand	20s efter udkobling
Powerplant	P(MW)	5,621	5,289	2,749	2,911	0,121	0,976	-1,596	0,137
	Q(MVar)	0,827	1,005	-1,532	-0,951	-3,280	-2,398	-4,164	-3,536
	V(pu)	1,000	0,850	1,000	0,840	1,000	0,860	1,000	0,980
Transmission central 60kV busbar		V(pu)	1,000	0,850	0,990	0,830	1,000	0,870	1,010
Town1 busbar		V(pu)	1,000	0,850	0,990	0,840	1,000	0,880	1,010
Town2 busbar		V(pu)	1,010	0,850	0,990	0,840	1,000	0,880	1,000
Town3 busbar		V(pu)	1,010	0,850	0,990	0,840	1,000	0,880	1,000
Town4 busbar		V(pu)	1,010	0,850	0,990	0,840	1,000	0,880	1,000
Town5 busbar		V(pu)	1,000	0,850	0,990	0,840	1,000	0,880	1,010
Battery town1	P(MW)	disc	disc	0,500	0,425	1,000	0,884	1,350	1,323
	Q(MVar)	disc	disc	0,242	0,206	0,484	0,428	0,654	0,641
Battery town2	P(MW)	disc	disc	0,500	0,425	1,000	0,884	1,350	1,323
	Q(MVar)	disc	disc	0,242	0,206	0,484	0,428	0,654	0,641
Battery town3	P(MW)	disc	disc	0,500	0,425	1,000	0,884	1,350	1,323
	Q(MVar)	disc	disc	0,242	0,206	0,484	0,428	0,654	0,641
Battery town4	P(MW)	disc	disc	0,500	0,425	1,000	0,884	1,350	1,323
	Q(MVar)	disc	disc	0,242	0,206	0,484	0,428	0,654	0,641
Battery town5	P(MW)	disc	disc	0,500	0,425	1,000	0,884	1,350	1,323
	Q(MVar)	disc	disc	0,242	0,206	0,484	0,428	0,654	0,641

Figur 9.23: Overblik for spænding og effektoverførelse i nettet

Der observeres at når produktionen fra vindmølleparken udkobles vil der opleves et spændingsfald på både *Town5 busbar* - *Town5 busbar* er repræsentativ for alle byer - og *Transmission central 60kV busbar*. Det ses at spændingsfaldet i per unit er af samme størrelsesorden for både *Town5 busbar* og *Transmission central 60kV busbar*. På spændingsgraferne ses det at en stor andel af effektbidrag fra batteri vil resultere i et mindre spændingsfald ved udkobling. Dette skyldes det lavere effektbidrag fra synkron generatoren og derved mindre strøm i transmissions- og distributionskabler. I tilstand 4, hvor byerne er selvforsynende - jf. effektbidraget 20s efter udkobling fra Powerplant i tabel 9.23 - ses kun et lille spændingsfald efterfulgt af en spændingsstigning. Spændingen vil stabilisere sig selv efter udkoblingen pga. at produktion og belastning ligger samme sted og der derfor er en meget lille kildeimpedans mellem produktion og belastning.

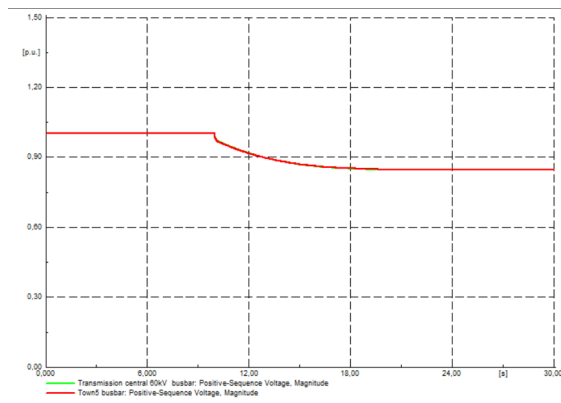
I forhold til frekvensen observeres det at når andelen af effektbidrag fra batterier øges ses der større fald i frekvensen. Dette tyder på at angående frekvensstabilitet i case 2 er en øget andel forsyning fra husstands batterier en ulempe. Grunden til dette er at systemet mister inert, når synkron generatoren næsten ikke leverer effekt. Synkron generatoren er i dette system kritisk i forhold til inertien, da den er den eneste enhed, der bidrager med inert. Der

observeres i tilstand 1 at frekvensen falder efterfulgt af en frekvensstigning. Dette sker på baggrund af den regulering der er i synkron generatoren, da den vil forsøge at kompensere for tabet af vindmølleparken, imens spændingsfaldet vil resultere en mindre belastning. På et tidspunkt vil produktionen derfor bliver større end forbruget og resultere i en frekvensstigning.

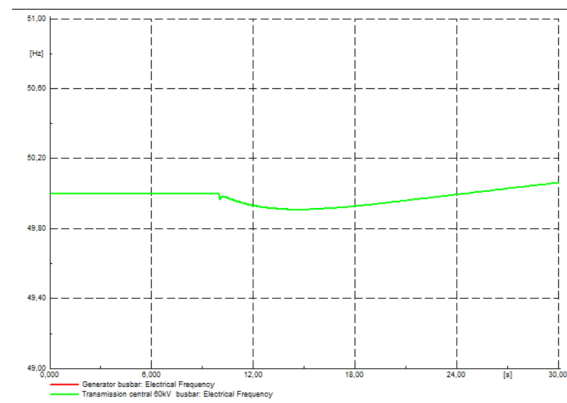
9.4 Case 4: Den centrale batteriparks evne til at kompensere for tab af produktion

I dette afsnit præsenteres resultater for simuleringen af case 4 iht. beskrivelsen i afsnit 8.1. I alle fire tilstande er spændingsændringen ved *Town5 busbar* (rød linje) og *Transmission central 60kV busbar* (Grøn linje) samt frekvensændringen på *Transmission central 60kV busbar* (Grøn linje) præsenteret på hhv. spændingsgraf og frekvensgraf. Derudover er der lavet opsamling over spænding samt effektoverførelse andre relevante steder i systemet i tabel 9.32.

Tilstand 1: Alle batterierne er frakoblet.

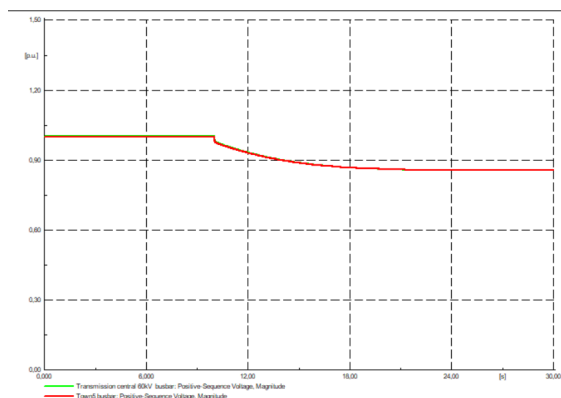


Figur 9.24: Case 4, Tilstand 1, Spændingsgraf

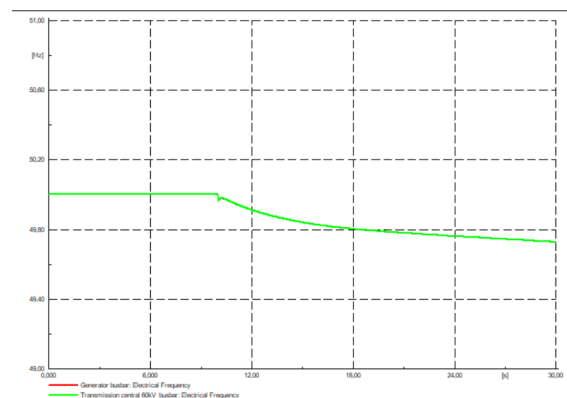


Figur 9.25: Case 4, Tilstand 1, Frekvensgraf

Tilstand 2: Batteri central leverer 2,5MW med pf 0,95 lagging.

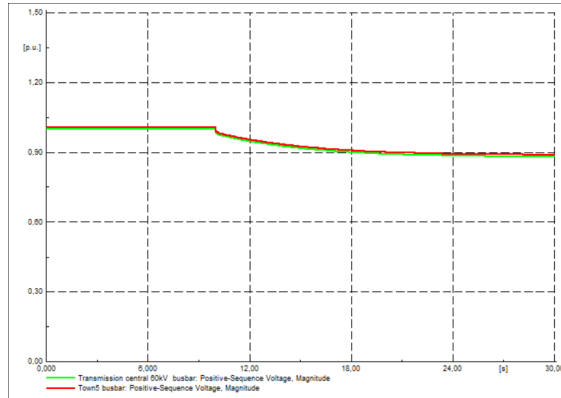


Figur 9.26: Case 4, Tilstand 2, Spændingsgraf

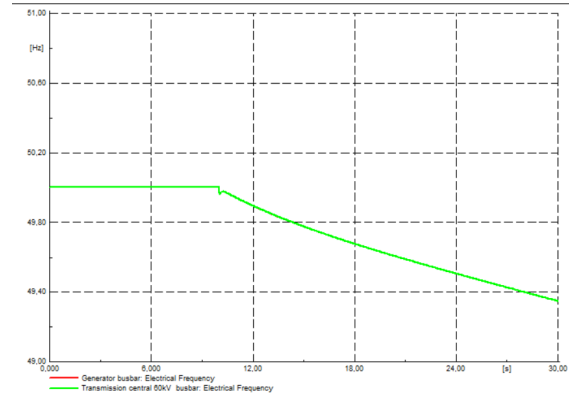


Figur 9.27: Case 4, Tilstand 2, Frekvensgraf

Tilstand 3: Batteri central leverer 5MW med pf 0,95 lagging.

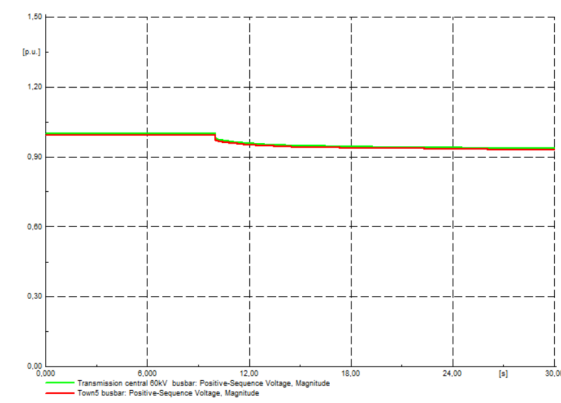


Figur 9.28: Case 4, Tilstand 3, Spændingsgraf

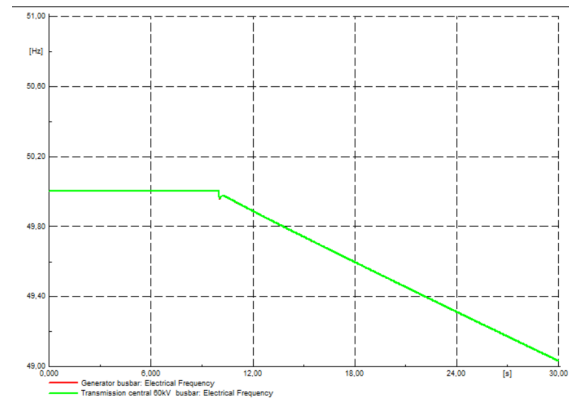


Figur 9.29: Case 4, Tilstand 3, Frekvensgraf

Tilstand 4: Batterier leverer 4,41MW med pf 0,95 lagging.



Figur 9.30: Case 4, Tilstand 4, Spændingsgraf



Figur 9.31: Case 4, Tilstand 4, Frekvensgraf

Tilstandsoverblik

Case 4		Tilstand 1		Tilstand 2		Tilstand 3		Tilstand 4	
		Start tilstand	20s efter udkobling	Start tilstand	20s efter udkobling	Start tilstand	20s efter udkobling	Start tilstand	20s efter udkobling
Powerplant	P(MW)	5,621	5,289	3,102	3,269	0,603	1,367	-1,135	0,227
	Q(MVar)	0,827	1,005	-0,676	-0,286	-1,977	-1,414	-2,724	-2,130
	V(pu)	1,000	0,850	1,000	0,850	1,000	0,880	1,000	0,940
Transmission central 60kV busbar	V(pu)	1,000	0,850	1,000	0,860	1,000	0,880	1,000	0,930
Town1 busbar	V(pu)	1,000	0,850	1,000	0,860	1,010	0,890	0,990	0,930
Town2 busbar	V(pu)	1,010	0,850	1,010	0,860	1,000	0,890	1,000	0,940
Town3 busbar	V(pu)	1,010	0,850	1,000	0,860	1,000	0,880	1,000	0,930
Town4 busbar	V(pu)	1,010	0,850	1,010	0,860	1,000	0,890	1,000	0,940
Town5 busbar	V(pu)	1,000	0,850	1,000	0,860	1,010	0,890	0,990	0,930
Battery town1	P(MW)	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc
	Q(MVar)	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc
Battery town2	P(MW)	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc
	Q(MVar)	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc
Battery town3	P(MW)	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc
	Q(MVar)	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc
Battery town4	P(MW)	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc
	Q(MVar)	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc
Battery town5	P(MW)	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc
	Q(MVar)	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc	disc
Battery central	P(MW)	disc	disc	2,500	2,134	5,000	4,410	6,750	6,318
	Q(MVar)	disc	disc	1,211	1,034	2,422	2,136	3,269	3,060

Figur 9.32: Overblik for spænding og effektoverførelse i nettet

I case 4 ses det at tendensen på spændingsgraferne er meget den samme som i case 4. Men ved at sammeholde tilstandsoverblikkene for case 3 og case 4 kan det ses at med en central batteripark, der leverer samme effekt som 5 decentrale forsamlinger af batterier, tilsluttet systemet formår nettet at opretholde en højere spænding efter udkoblingen i tilstand 2 og 3. I tilstand 4 ses det at de decentrale batterier kan opretholde den højeste spænding. Dette hænger primært sammen med at kildeimpedansen vil være højere i tilfældet med den centrale batteripark, da der er længere ud til belastningen. Det må betyde at de to typer af batteritilslutning har forskellige fordele i forskellige situation. Batteriparkens fordel i tilstand 2 og 3 er i størrelsesorden 0,01-0,03pu, hvilket kan tale for at de decentrale batterier vil være at foretrække, fordi deres fordel i tilstand 4 er noget mere betydelig. Det skal dog bemærkes at i tilstand 4 formår begge typer batterier at opretholde en tilladelig spænding indenfor de $\pm 10\%$ af nominal spænding.

Angående frekvensen kan der i tilstand 2 ikke observeres en forskel på de to cases. Derimod har den centrale batteripark et mindre frekvensfald i tilstand 3 og 4, hvilket betyder at dette system har den bedste frekvensstabilitet. Dette kan være pga. at den synkrone generator har en større produktion i case 4, der derved giver mere inert i systemet og gør frekvensen mere stabil. Den ekstra produktion i forhold til case 3, er nødvendig for at kompensere for tabet i kabler og transformere fra den centrale batteripark ud til belastningerne.

Kapitel 10

Konklusion

Kapitel 11

Perspektivering