

AARHUS UNIVERSITET

ELEKTRISK ENERGITEKNOLOGI

ENERGY SYSTEM STABILITY

GRUPPE 1

PROJEKTRAPPORT

Implementering af husstands batterier

201505115 - Laurids Givskov Jørgensen

13114 - Jeppe Hansen

Underviser
Björn Andresen

24. maj 2018

Resume

Abstract

Indhold

Indhold	i
1 Forord	1
2 Indledning	2
3 Problemformulering	3
4 Afgrænsning	4
5 Systemstabilitet	5
6 Frekvensstabilitet	7
6.1 Frekvensregulering og kontrol	7
6.2 Batterier som aktivt netelement	9
7 Spændingsstabilitet	10
7.1 Batterier som aktiv netelement	11
8 Kortslutningseffekt	12
9 Model og validering	13
9.1 Model	13
9.2 Validering	14
9.2.1 Validering med spændingsfaldsberegninger	14
9.2.2 Validering med kortslutningsberegninger	16
9.2.3 Resultat af validering	17
10 Simulering	18
10.1 Case 1: Husstandsbatteriers evne til at stabilisere elnettet ved fejl på nettet .	18
10.2 Case 2: Husstandsbatteriers evne til at absorbere overproduktion	18
10.3 Case 3: Husstandsbatteriers evne til at kompensere for tab af produktion . .	19
10.4 Case 4: Husstandsbatteriers stabiliserende effekt af elnettet kontra en central batteripark	19
11 Resultat og diskussion	20
11.1 Case 1: Husstandsbatteriers evne til at stabilisere elnettet ved fejl på nettet .	20
11.2 Case 2: Husstandsbatteriers evne til at absorbere overproduktion	22
12 Konklusion	25
13 Perspektivering	26

Kapitel 1

Forord

Kapitel 2

Indledning

Kapitel 3

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.

Kapitel 4

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 10.

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.

Kapitel 5

Systemstabilitet

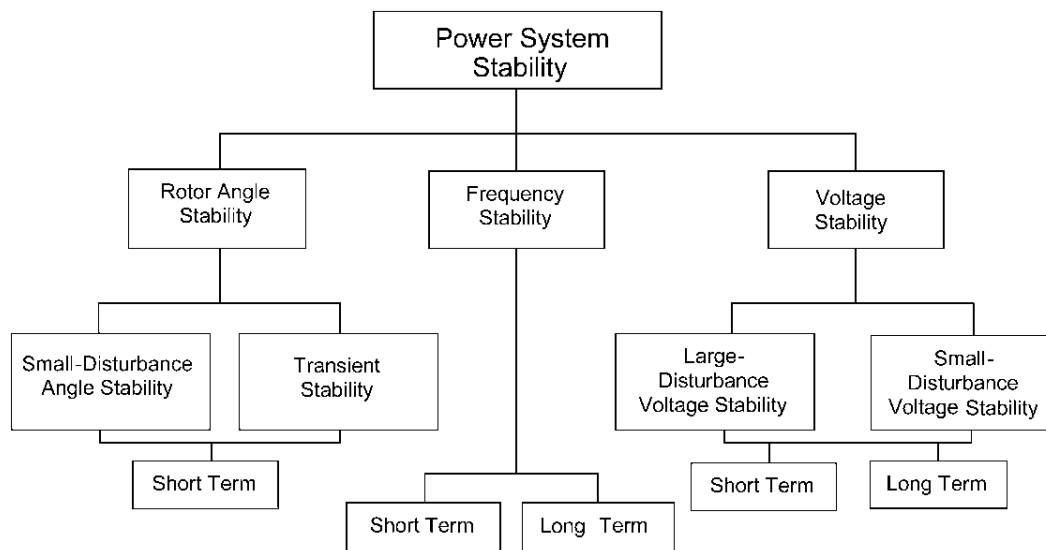
For at kunne forstå den effekt det vil have at implementere batterier i et elnet, skal man først kende til systemstabilitet og de problemer der er relateret til at sikre et stabilt netværk.

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 clearret.

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 5.1 ses et overblik over klassificering af systemstabilitet.¹



Figur 5.1: 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 6

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 frekvens ustabilitet vil føre til udkobling af produktionsenheder og forbrugere.

Frekvensstabilitet inddeles i *short term* og *long term* stabilitetsproblemer, som vist på figur 5.1.

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.

6.1 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 sørge 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 kontrolreserver til at opretholde den nominelle systemfrekvens.

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

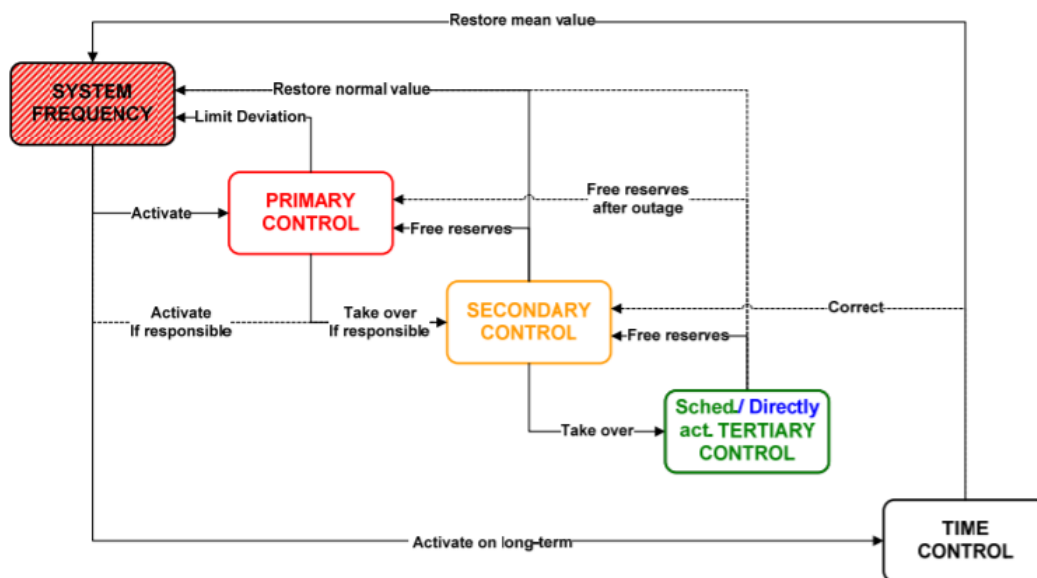
Sekundær kontrol Midlertidige produktionsreserve, styret af TSO'en, der kan aktiveres på sekunder/minutter med en varighed på ca 15 minutter.

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

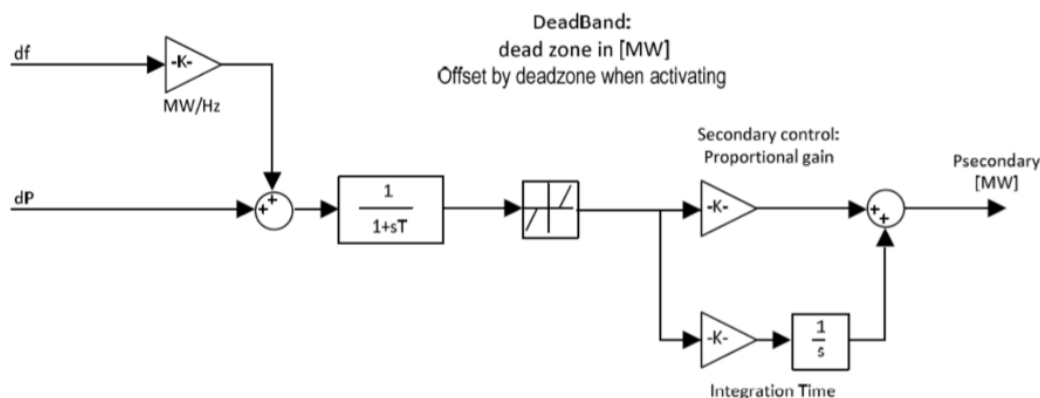
Måden de forskellige kontrolreserver interagerer med hinanden på kan illustres som vist på figur 6.1. En afvigelse fra systemfrekvensen vil føre til aktivering af den primære kontrol, for at undgå tab af synkroniserende generationer og stabilisere frekvensen ved et nyt arbejds punkt indenfor grænseværdierne 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 generationer 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 generationer i forbindelse med forstyrrelsen/fejlen.



Figur 6.1: 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 6.2.



Figur 6.2: LFC struktur

Ændringen i frekvens sammenholdes med ændringen i aktiv effekt gennem en K-faktor der er faktor der beregnes ud fra et område i systemets afvigelse fra systemfrekvensen i forhold til effektregulering 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 igen kan opnåes.

VED IKKE OM DTE HER SKAL MED! *Et begreb der er relevant for et systems robusthed overfor forstyrrelser der vil påvirke frekvensen, er inertie. Dette skyldes at inertie har betydning for hvor hurtigt et system reagerer overfor ændringer. Et system med stor inertie 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 inertie i elnettet fra synkron maskiner, men da nyere vedvarende energikilder typisk er koblet til nettet gennem en frekvensomformer, bidrager de ikke med naturlig inertie. Der forskes derfor i hvordan kontrollen af frekvensomformere kan designes til at kunne generere "kunstig inertie". I dag anvendes der også synkron kondensere til at tilføre elnettet inertie.*

6.2 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 peak². 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 aggrerering vil kunne - vil kunne bidrage med betydelig effekt. Dette kombineret med muligheden for at oplade batterierne i perioder med mulighed for 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 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.

²TESLA

Kapitel 7

Spændingsstabilitet

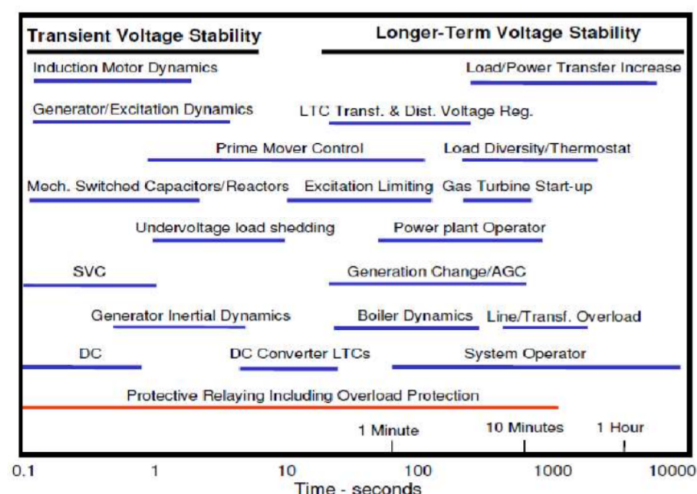
Spændingsstabilitet er et systems evne til at opretholde den nominelle spænding ved busbarere og forbrugere ved normale og unormale forhold i nettet. Spændingen ved belastning må maksimalt svinge med $\pm 10\%$ iht. INDSÆT STANDARD!, det er derfor vigtig at systemet kan regulere spændingen.

Spændingsstabilitet er iht. figur 5.1 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 7.1 ses hvilke elementer der kan stabilisere systemet på kort og lang sigt. Til hurtigt regulering kan anvendes mindre generatorer, konverterer eller kondensator banke, hvor der over længere tid f.eks. kan laves en regulering i et kraftværker eller opstartes en gas turbine.

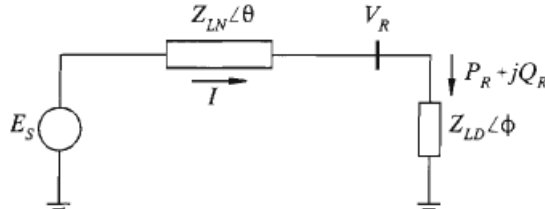


Figur 7.1: Oversigt over Short and Long Term disturbances

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.

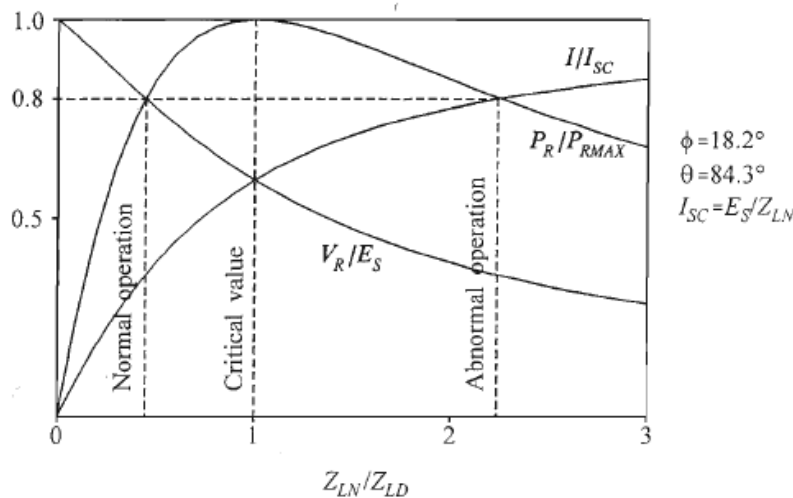
Overspænding kan ske ved for stor produktion i forhold til belastning, men også hvis der bliver tilføjet for meget reaktiv effekt i systemet pga. for meget kapacitiv belastning fra f.eks. shunt kondensatorer.

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 7.2 ses et simpelt system med spændingskilde E_s , kabel impedans Z_{LN} , belastnings impedans Z_{LD} .



Figur 7.2: Skematisk diagram af et net system med forsyning, transmissionslinje og belastning

Ved at undersøge systemet med en variable belastning ses det at den maksimale effekt overførelse 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 7.3: graf for variable belastning i systemet

7.1 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 8

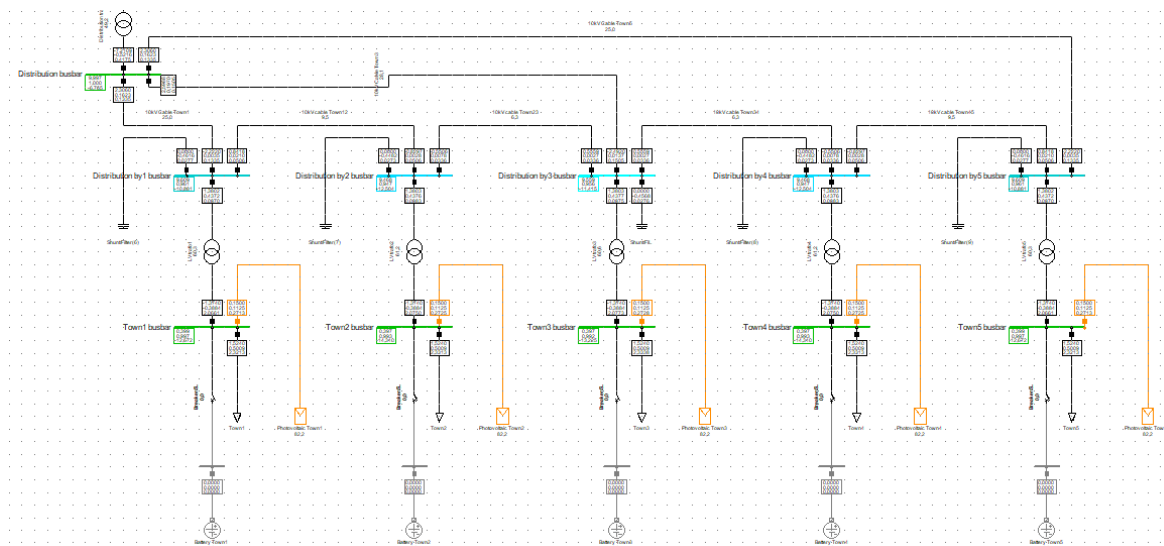
Kortslutningseffekt

Kapitel 9

Model og validering

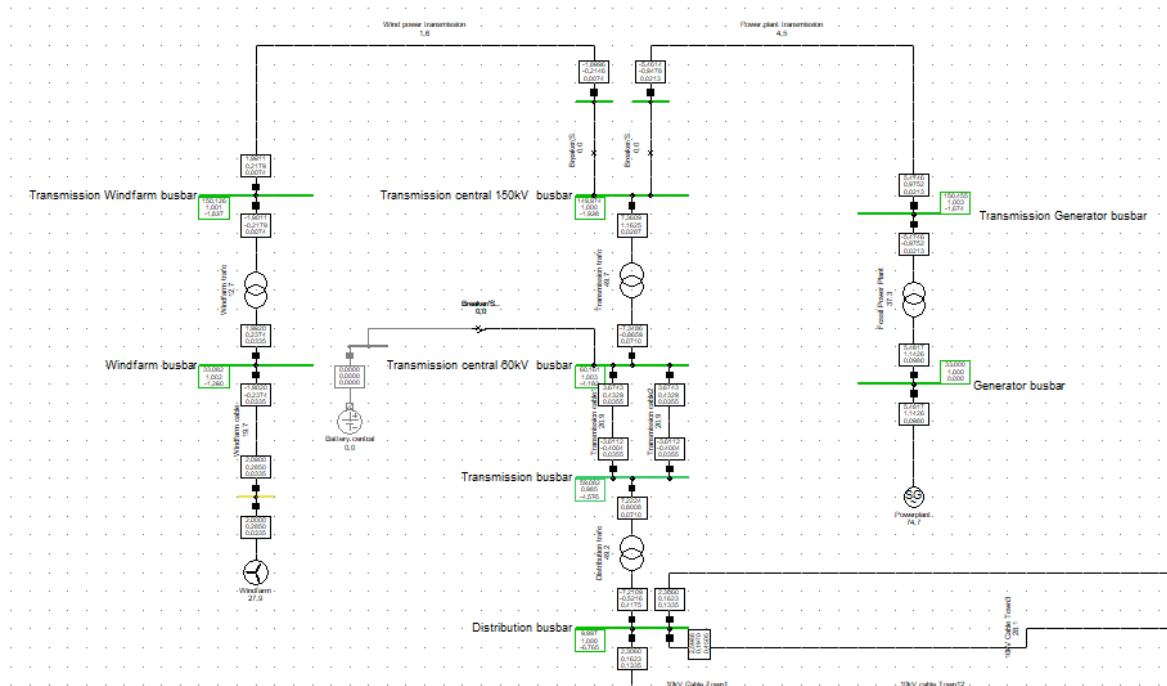
9.1 Model

For at undersøge husstands batterier indflydelse i et el net er der simuleret 5 byer med ca. 2000 hustande, der alle har et batteri installeret. Hver hustand er sat til at have et gennemsnitligt dagligt forbrug på 14kWh,¹. Det giver et gennemsnitlig forbrug på 1183kW per by, og en total gennemsnitlig belastning for modellen på 5914kW. For at finde en maks. belastning, forholdet mellem fossile brændsler og vedvarende energi er der taget udgangspunkt i Energinets belastning og produktions information fra Danmark. Det er undersøgt hvor stor en del den gennemsnitlige belastning i modellen udgør af Danmarks gennemsnitlige belastning og derved fundet en skallerings faktor på 716. Denne skallerings faktor er brugt til at finde en samlede maks. belastning for byerne ved dividere med Danmarks maksimale belastning. Den maksimale belastning for hver by ligger derved på 1524kW.



Figur 9.1: Systemets belastning og distribution

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



Figur 9.2: systemets produktion transmission

9.2 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 9.1 og 9.2 for referencer.

9.2.1 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 9.3: 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 9.4: 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 9.5: 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 9.6: By impedans ved simuleringsspænding

Når impedansen for alle elementer i valideringssimuleringen er beregnet kan man beregne spændingsfaldet ved en bestemt busbar med spændingsdeler formlen. 10kV distributionsbusbaren blev brugt til validering. Zsource dækker her over alle impedanser før 10kV distributionsbusbaren og Zload dækker over alle impedanser efter 10kV distributionsbusbaren. VT4HV 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 9.7: Spændingsfald ved beregning og simulering

Som det ses på figur 9.7 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.

9.2.2 Validering med kortslutningsberegninger

Kortslutningsberegninger blev også beregnet til 10kV distributionsbusbaren. Dette gøres ved at finde kortslutningsimpedansen der er den samme som Zsource, bortset fra at synkron generatorens kortslutningseffekt er større end dens rated effekt og dermed er ses en mindre impedans for synkron generatoren. Den nye beregning er synkron generator impedansen ses på figur 9.8.

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 9.8: Synkron generator kortslutningsimpedans

Derefter kan kortslutningsstrømmen ved en trefaset kortslutning på 10kV distributionsbusbaren 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 9.9: Kortslutningsstrøm ved beregning og simulering

På figur 9.9 ses det at forskellen på beregning og simulering kun er 4A. Derfor accepteres modellen også gennem validering med kortslutningsberegninger.

9.2.3 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 10

Simulering

10.1 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.

10.2 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 leverer 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.

10.3 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 160kV 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.

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

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 Batteripark 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.

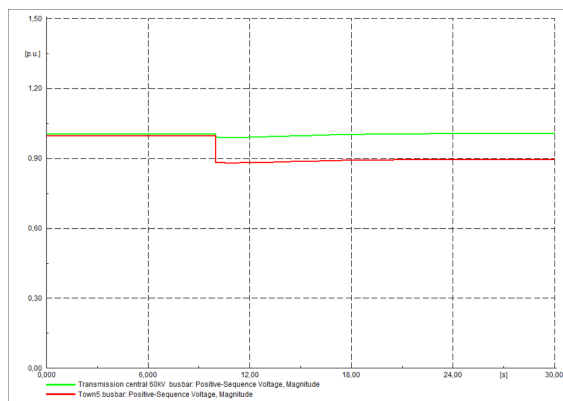
Kapitel 11

Resultat og diskussion

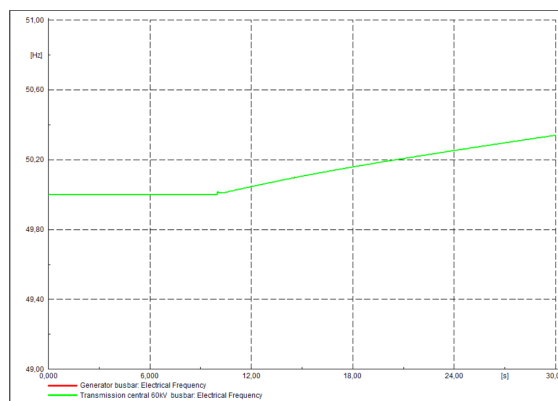
11.1 Case 1: Husstands batteriers evne til at stabilisere elnettet ved fejl på nettet

I dette afsnit præsenteres resultater for simuleringen af case 1 iht. beskrivelsen i afsnit 10.1. 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 11.9.

Tilstand 1: Alle batterierne er frakoblet.

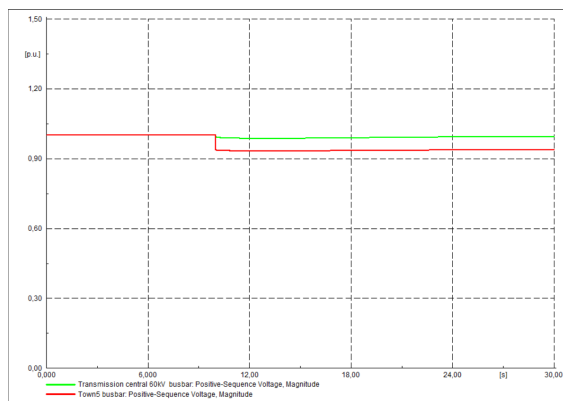


Figur 11.1: Case 1, Tilstand 1, Spændingsgraf

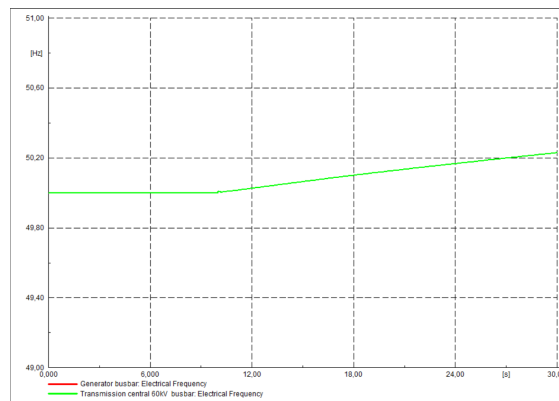


Figur 11.2: Case 1, Tilstand 1, Frekvensgraf

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

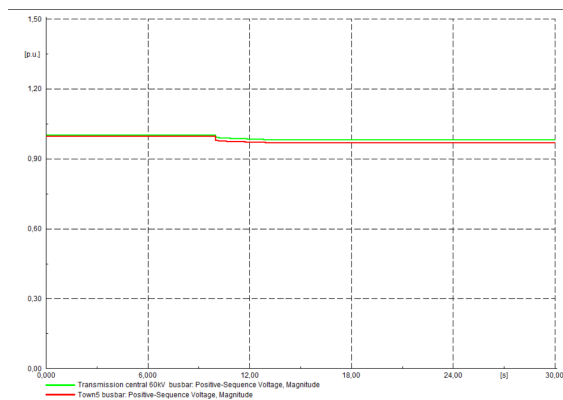


Figur 11.3: Case 1, Tilstand 2, Spændingsgraf

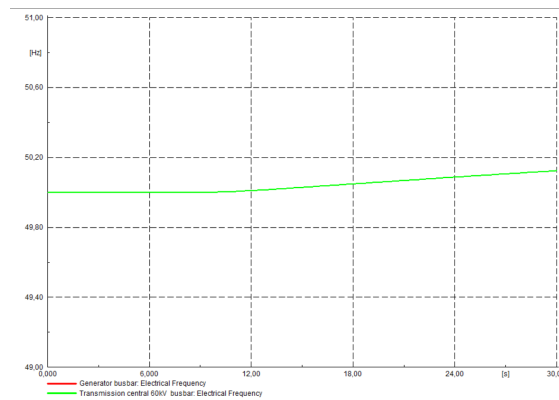


Figur 11.4: Case 1, Tilstand 2, Frekvensgraf

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

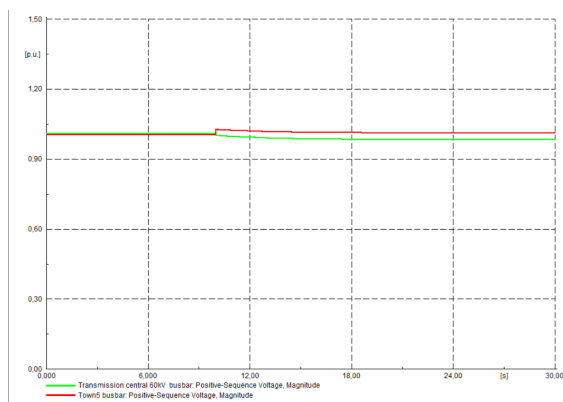


Figur 11.5: Case 1, Tilstand 3, Spændingsgraf

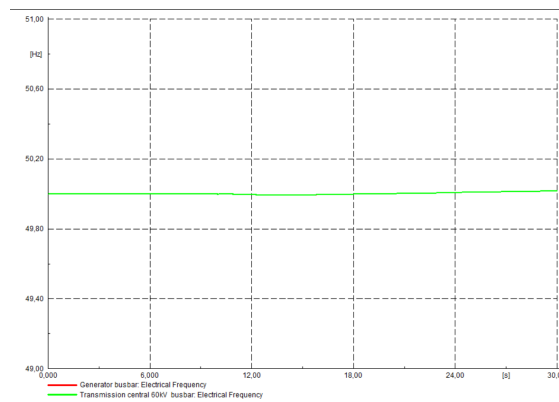


Figur 11.6: Case 1, Tilstand 3, Frekvensgraf

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



Figur 11.7: Case 1, Tilstand 4, Spændingsgraf



Figur 11.8: Case 1, Tilstand 4, Frekvensgraf

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 11.9: Overblik for spænding og effektoverførelse i nettet

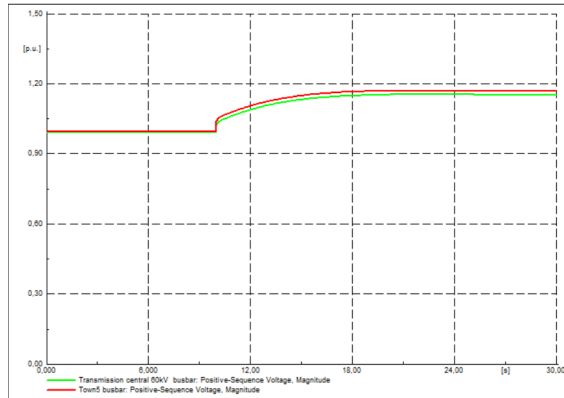
I de 3 første tilstande observeres et spændingsfald ved Town5 busbar, når linjen 10kV Cable Town5 udkobles. Størrelsen afhænger af batteriernes effektbidrag. I tilstand 4 ses det at spændingen ved Town5 busbar stiger ved udkoblingen. Spænding ved Transmissions central 60kV busbar forbliver konstant på ca. 1pu i alle tilstande. Spændingsfaldet i tilstandene 1 - 3 er forventet, fordi tabet af den redundante linje vil øge kilde impedansen 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 batteri bidrag. 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.

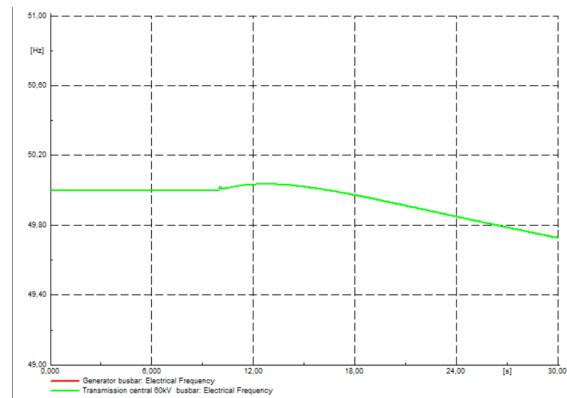
11.2 Case 2: Husstandsbatteriers evne til at absorbere overproduktion

I dette afsnit præsenteres resultater for simuleringen af case 2 iht. beskrivelsen i afsnit ???. 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 11.14.

Tilstand 1: Alle batterierne er frakoblet.

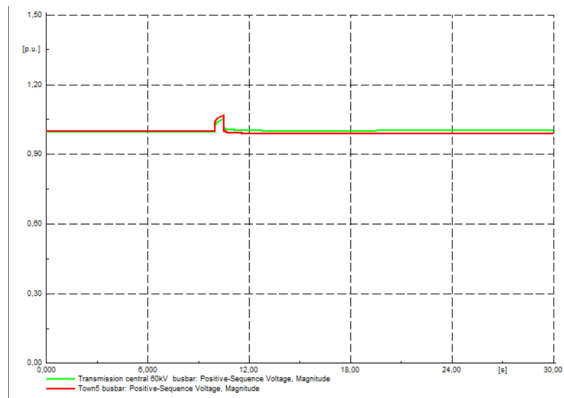


Figur 11.10: Case 2, Tilstand 1, Spændingsgraf

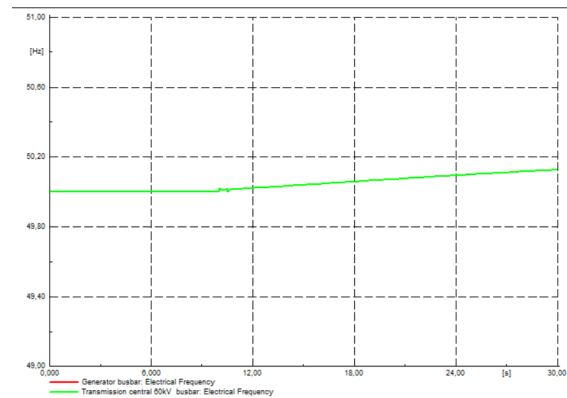


Figur 11.11: Case 2, Tilstand 1, Frekvensgraf

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 11.12: Case 2, Tilstand 2, Spændingsgraf



Figur 11.13: 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 11.14: 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 kilde impedansen 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 batteri bidrag. 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.

Kapitel 12

Konklusion

Kapitel 13

Perspektivering