

---

Dok. ansvarlig: HEH  
Sekretær: SLS  
Sagsnr.: s2017-008  
Doknr: d2017-9194-0.31  
Udgivelsesdato: 01-06-2017

## **Stabilitet og udbygning af elnettet**

Nærværende notat omhandler de netudbygninger, og den systemstabilitet der kan forventes i forbindelse med den fremtidige forbrugsstigning og introduktion af store mængder vedvarende energi frem mod 2030, i forbindelse med udviklingen af det færøske elsystem.

De scenarier som simuleres skal således ikke ses som værende situationer nettet er i over længere perioder, men de situationer elnettet kan komme ud i under mere ekstreme forhold og som forventes at opstå jævnligt.

Der er således simuleringer som antager maksimal produktion fra vedvarende kilder samtidig med lavlast eller andre tilstande elsystemet sjældent bør være i.

## **Resumé**

I 2025 bliver det nødvendigt at opgradere en transformer på Suderø (Tvøráverkið), samt en linjestrækning i Hovednettet (Skálabotnur til Strond).

Samtidig kan Hovednettet ikke opretholde stabiliteten uden yderligere tiltag, som f.eks. forbrugsaflastning eller lignende tiltag, når største enhed (produktionsenhed eller tidevands-/vindmøllepark) ved højt forbrug falder ud.

Suderø kan opretholde et stabilt system hvis de p.t. planlagte tilføjelser kommer (primært det planlagte batterianlæg).

I 2030 er der brug for en lang række tiltag i elnettet, og disse er opsummeret på side 10. Disse tiltag er et supplement til dem som allerede er gennemført i 2025, og udelukkende i Hovednettet. Dog viser simuleringerne, at der også skal udskiftes 10 netstationer (lavspændingstransformere) på Suderø.

For simuleringer af systemstabiliteten gælder at systemet er muligt at drive stabilt med de planlagte udvidelser, dog er det essentielt, at de kommende Pumped Hydro Storage anlæg kan levere samme aktive regulering i pumpemåde som generatormåde.

Særlige driftssituationer vil yderligere kræve, at enten forbrugsaflastning eller dieselgeneratorer i drift, parallelt med al eksisterende vandkraft, planlagte Pumped Hydro Storage anlæg samt batteri anlæg skal være idrift for at undgå blackout af systemet.

## **Grundlæggende forudsætninger**

De grundlæggende forudsætning er, at der er 50 MW peak-effekt i systemet i 2016, heraf ca. 6-7 MW peak-effekt på Suderø, svarende til 13 % af peakeffekten. Suderø tildeles derfor 13 % af effekten i alle simuleringer og hovednettet de resterende 87 %. Det øgede forbrug er jævnt fordelt i modellen, som en procentuel stigning i det eksisterende forbrug.

På basis af måledata fra fjernaflæste elforbrugsmålere fra Suderø varierer belastningen på kvartersniveauer inden for timen med 95 % sikkerhed maksimalt med ca. +/- 35 %. Man skal derfor være opmærksom på, at de anvendte værdier er middelværdierne inden for timen, men at der også kan være kraftige variationer inden for timen (5 % af tiden varierer de mere end +/- 35% i forhold til de anvendte timeværdier).

I simuleringerne defineres det, at en komponent først er overbelastet, når den passerer 100 % belastning. Allerede ved 70 % belastning betragtes komponenterne som værende hårdt belastet, men de kan stadig være kortvarigt overbelastet inden for timen.

Der er i belastningssimuleringerne regnet med en stabil spænding, så længe denne er inden for  $\pm 10$  % af den normale driftsspænding i højspændingsnettet – der er dog en del steder i de forskellige scenarier hvor dette kun lige netop er overholdt.

Tiltagene i nettet er først foretaget efter de indledende netberegninger. Dette bevirker at linjebelastninger og transformerbelastninger i MVA kan variere med op til 7 MVA grundet ualmindeligt høje tab i kraftigt overbelastede komponenter.

De nye produktionsenheder (sol og tidevand) antages at være i stand til at levere den effekt de har på fejltidspunktet under hele fejlforløbet. De er yderligere indstillet til at kunne levere en virtuel inert i svarende til 0,2 sekunders produktion ved fuld effekt. I scenarierne kører de i praksis ofte ved fuld effekt, hvilket bevirker at de i stedet leverer 110 % effekt i op til to sekunder – hvorefter de skal regenerere denne energi udtrukket af systemet<sup>1</sup> efter samme princip som vindmøllerne leverer virtuel inert i.

De nye Pumped Hydro Storage enheder i nettet er antaget at have rørdimensioner svarende til de eksisterende vandkraftværker (rørdimensioner er af stor betydning for maskinernes evne til at reagere på frekvensudfald). Anlæggene er yderligere forsynet med en controller som i løbet af simuleringen vil sigte efter at ende på 50 Hz, i stedet for en vilkårlig stabil frekvens, hvis det er muligt.

Det planlagte batteri på Suderø har en elektrisk karakteristik baseret på den for det eksisterende batteri på Hushagi, dog af en anden størrelse. Ud over dette er batteriet forsynet med en controller som i løbet af simuleringen vil sigte efter at ende på 50 Hz, i stedet for en vilkårlig stabil frekvens, hvis det er muligt.

---

<sup>1</sup> For tidevand antages det at der kan udtrækkes mekanisk rotationsenergi fra turbinerne, på lige fod med vindmøller, mens solcelleanlæggene antages at have enten meget store kapacitorer eller anden løsning der gør at der eksisterer en mindre mængde energi som kan aflades meget hurtigt (et 5 MW anlæg vil have lagring ækvivalent med en håndfuld batterier til bærbare computere som vil skulle aflades på få sekunder).

## Forbrug

Af de tidligere anvendte scenarier er der uddraget den minimale og maksimale middelbelastning over en time i henholdsvis 2025 og 2030, for de anvendte scenarier. Det øgede forbrug er fordelt jævnt over alt forbrug i modellen.

	2025	2030
<b>Minimum forbrug</b>	27 MW	38 MW
<b>Maksimum forbrug</b>	72 MW	92 MW

Forbruget indeholder både det eksisterende forbrug fremskrevet til henholdsvis 2025 og 2030, samt nyt forbrug til varme og elbiler i de pågældende år.

## Produktion

Der er antaget i simuleringerne at vedvarende energi fra sol og vind aldrig vil forekomme med fuldstændig samtidighed – til gengæld kan begge have en fuldstændig samtidighed med vedvarende energi fra tidevand.

De største mulige simuleringer for samtidig vedvarende produktion er således:

	2025	2030
<b>Vind alene</b>	55 MW	132 MW
<b>Vind og tidevand</b>	58 MW	134 MW
<b>Sol og tidevand</b>	41 MW	77 MW

En af de mest ekstreme situationer i 2030 er, når der i scenarierne indenfor en given driftstime er op til 96 MW overskudsproduktion, med 60 MW pumper i drift, vil der være curtailment af knap 40 MW, hvis alt eksisterende vandkraft kan holdes i bero.

Selv i tilfælde af nul effekt fra vedvarende kilder og det nye lager, burde den eksisterende og planlagte generatorkapacitet kunne dække forbruget i værste tilfælde. Tages højde for en 35 % variation af forbruget og n-2 situationer kan dette dog udelukkende opnås såfremt alt eksisterende vandkraft også er i drift.

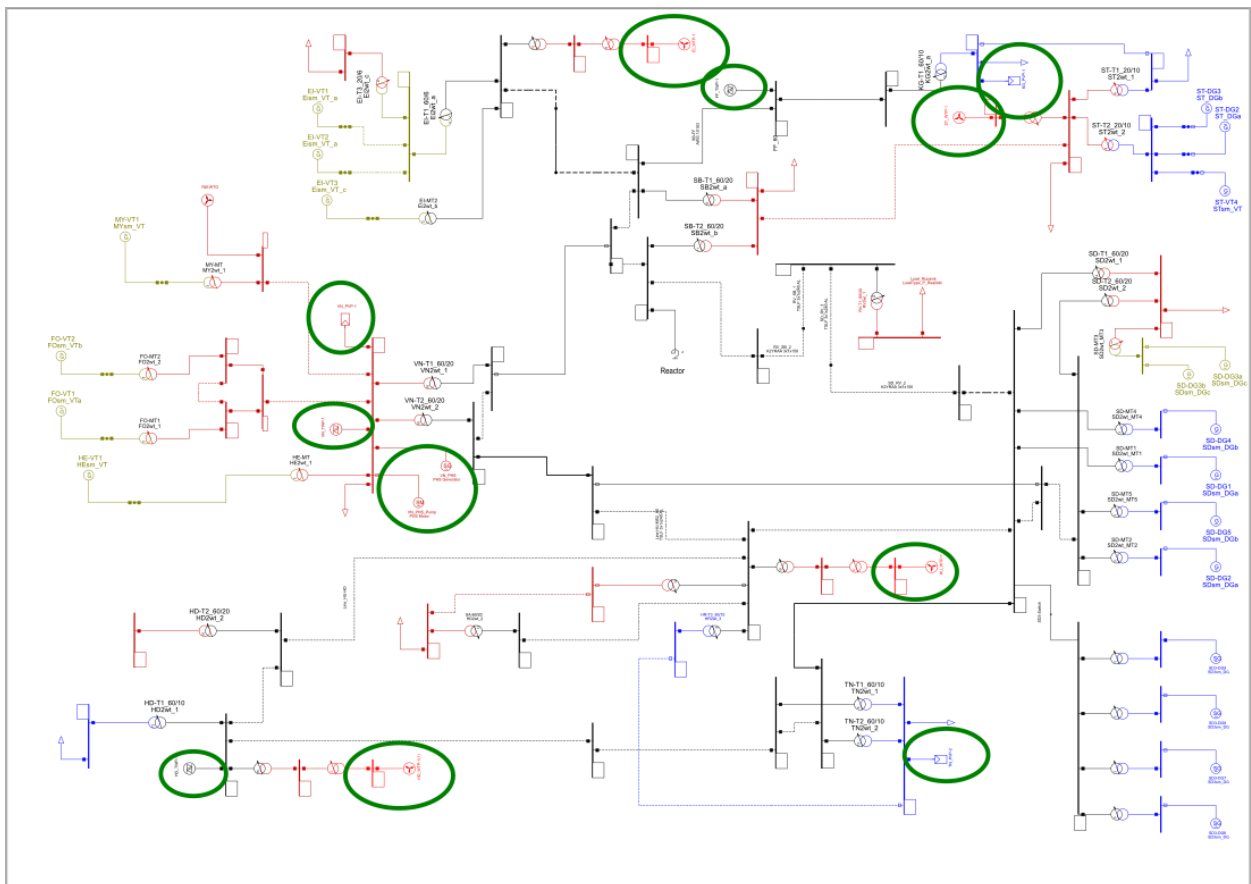
I forbindelse med produktionsreserve skal der selvfølgelig fra elselskabets side tages højde for variationen indenfor timen.

I de scenarier, hvor solcellerne ikke producerer er disse ikke koblet fra, fordi de flere steder er nødvendige som reaktiv kompensation (STATCOM mode på inverterne) for at holde netspændingen inden for acceptable grænser. Cirkulerende reaktiv effekt er ignoreret i belastningsgraderne ved transformersæt i paralleldrif, da dette normalt søges minimeret.

## Fordeling af ny produktion

Den nye produktion er fordelt groft i nettet på basis af estimater. Den konkrete fordeling af ny produktion er angivet nedenfor, men mindre ændringer bør ikke have betydelig indflydelse på systemstabiliteten. Fordelingen er foretaget sammen med SEV, ud fra hvor der er mulighed for vedvarende produktion, samt umiddelbar mulighed for nettilslutning.

Den konkrete mængde produktion hvert sted varierer mellem de tre scenarier – men lokationerne med enheder tilsluttet er markeret i Figur 1 for hovednettet. På Suderø er Pumped Hydro tilsluttet ved Botnur, og det resterende tilsluttet på 20 kV skinnen ved Tvøråverkið.



Figur 1: Lokationer i hovednettet hvor der tilsluttes ny vedvarende produktion i scenarierne.

## Simuleringer af belastning af elnettet

For simuleringer af nettets belastning, er der fokuseret på situationer hvor der transporteres mest muligt effekt i henholdsvis 2025 og 2030. Der fokuseres således primært på maksimale scenarier, med et højt flow af effekt, men også specifikke scenarier, hvor Pumped Hydro systemet i 2030 kører i enten 100 % pumpe- eller turbinetilstand.

Resultaterne af alle simuleringerne er opsummeret i en tabel i slutningen af dette afsnit (se side 10).

### 2025: Maksimalt scenarie

Forbrug:	72 MW
Vindproduktion:	46 MW
Tidevandsproduktion:	12 MW
Solproduktion:	0 MW
Vandkraftsproduktion:	14 MW + kompensation af nettab.

Vandproduktionen i hovednettet forventes at være lidt over 20 MW, da der er installeret en del vind på Suderø, men endnu ikke er kabelforbindels på dette tidspunkt i modellen. Suderø skal til gengæld køre med ca. 2 MW som pumpes i et PHS anlæg i 2025.

En del overbelastninger er kommet fra det øgede forbrug – middelbelastningen over timen er gået fra 50 til 72 MW, hvilket er en forøgelse på 44 %.

#### **Transformere:**

##### Suderø:

Transformeren ved Tvøráverkið skal udskiftes, da den er 117 % belastet (7,2 MVA) og derved overbelastet.

Samtidig er der 10 netstationer (alle er 100 kVA stationer) som ligger omkring 125-135 % belastning, grundet det øgede forbrug til varme og elbiler, og dermed overbelastet.

##### Hovednettet:

Transformerne ved Skálabotnur belastet med ca. 85 % og derved hårdt belastet. Derudover er transformerne som forsyner forbruget ved Strond og Klaksvík belastet med 77-92 % og ligeledes hårdt belastet. Endeligt er transformerne som forsyner Tórshavn belastet med ca. 77 % under det øgede forbrug og dermed hårdt belastet.

#### **Linjer:**

Den eneste udfordrede linje i 2025 scenariet, er 20 kV linjen fra Skálabotnur til Strond, hvor de mest belastede sektioner er belastet med 141 % (10,5 MVA) og dermed kraftigt overbelastet. Der er ingen produktion på Strond i scenariet.

## 2030: Maksimalt scenarie

Forbrug:	92 MW
Vindproduktion:	73 MW
Tidevandsproduktion:	60 MW
Solproduktion:	0 MW
Pumped hydro storage:	42 MW pumpe-mode - nettab

I praksis bliver pumpens samlede forbrug reduceret til ca. 36 MW. Kablet mellem Suderø og hovednettet er etableret, men overfører stort set ingen aktiv effekt. Der er hverken traditionel vandkraft eller dieselmagt aktivt i nettet, på nær en turbine på Eidis, som producerer 2 MW – og er kun aktiv fordi beregningerne ellers ikke kan konvergere.

### Transformere:

#### Suderø:

Den eneste overbelastede transformator er Tvøráverkið med en belastning på 134 % (8,5 MVA). De samme 10 netstationer som var overbelastet i 2025 er stadig overbelastet, nu med 161-171 %. Herudover er yderligere 26 netstationer hårdt belastet, med en belastning mellem 80 og 85 % som følge af det øgede forbrug.

#### Hovednettet:

Transformerne ved Skálabotnur er faldet til en belastning på ca. 42 % på grund af den nye produktion ved Strond. Det øgede forbrug på Strond bevirker, at transformeren her er belastet med 101 % (5,1 MVA), og dermed overbelastet. Transformeren ved Klaksvík er også steget til ca. 84 % belastning, og er således stadig hårdt belastet.

Tórshavn transformerne er samlet belastet med ca. 87 % med det øgede forbrug og dermed stadig kraftigt belastet.

De store problemer er dog i Vestmanna, hvor det nye Pumped Hydro er tilsluttet samme 20 kV skinne som den eksisterende vandkraft, og ved et forbrug på 35 MW naturligt overbelastet de eksisterende transformere i ekstrem grad – lidt over 180 % belastet (32,5 MVA). Tilslutning direkte til 60 kV eller opgradering af de eksisterende transformere vil være naturligt når Pumped Hydro Storage anlægget bygges.

### Linjer:

Linjen fra Skálabotnur til Strond er ikke længere kraftigt overbelastet, da der er tilføjet en del vedvarende produktion ved Strond. Linjen mellem Húsareyn og Mast 80 er hårdt belastet, fordi belastningen her kommer op på 75 %. Linjen fra Mast 80 til Vestmanna er dog belastet med 120 % (32,5 MVA) og dermed overbelastet.

## 2030: Minimalt scenarie

Forbrug:	38 MW
Vindproduktion:	73 MW (37 MW + nettab efter curtailment)
Tidevandsproduktion:	60 MW
Solproduktion:	0 MW
Pumped hydro storage:	60 MW pumpe-mode
Curtailment (fraregnes vindproduktion):	36 MW – nettab

### Transformere:

Der er som forventet, under minimumsscenerierne stort set ikke overbelastninger af transformere. Undtagelsen er Vestmanna transformerne som vil være klart overbelastet, med en belastning på ca. 267 % (46 MVA) på grund af det høje effekttræk fra Pumped Hydro systemet.

### Linjer:

Linjerne fra Húsareyn til Mast 80 og videre til Vestmanna er belastet med henholdsvis 112 og 178 % (51 MVA) fordi der skal transporteres effekt til Pumped Hydro systemet. Det lavere forbrug betyder, at mere vedvarende energi fra området omkring Skálabotnur, Klaksvík, Eidis og Strond skal transporteres gennem nettet – og det øger belastningen fra Skálabotnur, over Runavik, til Sundsværket så denne strækning kommer op på ca. 77 %. Det er de dele af strækningen som ikke er søkabel der bliver udfordret.

Indkobles forbindelsen mellem Skálabotnur og Vestmanna i dette scenarie undgås overbelastninger af linjer dog ved korrekt balanceret ringdrift af nettet. Linjerne ind til Vestmanna ligger dog stadig med en belastning på 80-95 %. Hvis forbindelsen mellem Vestmanna og Húsareyn er ude af drift, således at den eneste forbindelse ud fra Vestmanna er til Skálabotnur kan nettet ikke holdes stabilt.

## 2030: Urealistisk scenarie

Forbrug:	92 MW
Vindproduktion:	73 MW
Tidevandsproduktion:	60 MW
Solproduktion:	16 MW
Pumped Hydro Storage:	58 MW pumpe-mode – nettab

Det urealistiske scenarie er en worst-case blanding af minimal og maksimal scenarierne, som indfører 100 % af den installerede vedvarende produktion, men holder forbruget højt, mens Pumped hydro Storage kører 100 % effekt i pumpe-mode.

De transformere og linjer som er overbelastet i de to sidste scenarier fortsætter med at være overbelastet, dog en smule ekstra.

## **Transformere:**

### Suderø:

Den eneste overbelastede transformer er Tvøráverkið med en belastning på 134 % (8,5 MVA), samt de samme 10 overbelastede netstationer og 26 hårdt belastede netstationer.

### Hovednettet:

Vestmanna transformerne er ca. 290 % belastet (46 MVA), Strond er ca. 101 % belastet (5,1 MVA) og Tórshavn er reduceret til lidt under 70 % belastning pga. lokal solproduktion, og er dermed ikke længere hårdt belastet.

## **Linjer:**

Linjerne fra Húsareyn til Vestmanna, over Mast 80, er henholdsvis 121 og 192 % belastet (52 MVA), kabelstrækningen fra Skálabotnur til Sundsværket, over Runavik, er 70-75 % belastet og linjen fra Skálabotnur til Fuglefjord er som noget nyt belastet med 90 % (26 MVA), på grund af samtidigheden mellem tidevand og sol.

## **2030: Produktionsscenario**

Forbrug:	92 MW
Vindproduktion:	0 MW
Tidevandsproduktion:	0 MW
Solproduktion:	0 MW
Pumped hydro storage:	60 MW turbine-mode
Vandkraftproduktion:	32 MW + nettab

Produktionsscenarioet er den situation hvor der ingen fluktuerende produktion er i systemet, og et højt forbrug således skal dækkes af eksisterende vandkraft og Pumped Hydro Storage i generator-mode alene.

## **Transformere:**

### Suderø:

Den eneste overbelastede transformer er Tvøráverkið med en belastning på 111 % (7 MVA), samt de samme 10 overbelastede netstationer og 26 hårdt belastede netstationer. Kablet til hovednettet overfører her ca. 9 MW.

### Hovednettet:

Med både Pumped Hydro systemet i maksimal produktion og den eksisterende vandkraft i Vestmanna ligeledes, er Vestmanna transformerne belastet med ca. 375 % (68 MVA).

Strond transformeren er ca. 120 % belastet (5,1 MVA), Klaksvík transformeren ca. 109 % belastet (9,8 MVA), Skálabotnur transformerne ca. 112 % belastet (22 MVA) og Tórshavn er samlet set 87 % belastet (22,5 MVA).

## **Linjer:**

Linjerne fra Húsareyn til Vestmanna, over Mast 80, er henholdsvis 140 og 224% belastet (68 MVA), mens Skálabotnur til Strond linjen er 189 % belastet (knap 14 MVA).



Indkobles forbindelsen mellem Skálabotnur og Vestmanna i dette scenarie undgås overbelastninger af linjer næsten ved korrekt balanceret ringdrift af nettet. Húsareyn til Vestmanna ligger på henholdsvis 73 og 117 % belastning (35 MVA), mens Skálabotnur til Vestmanns ligger på 96 % belastning (29 MVA).

Grundet den øgede mængde produktion fra Eidis, kan nettet godt køres stabilt uden linjen fra Húsareyn til Vestmanna. Dette gør dog at Vestmanna-Skálabotnur linjen er belastet med 241 % (72,5 MVA), samt at kabelstrækket fra Skálabotnur til Sundsværket, over Runavik, er op til 170 % belastet (60 MVA).

I dette tilfælde øges belastningen af Vestmanna transformerne dog yderligere til ca. 405 % (72,5 MVA), da der er ændrede krav til den reaktive effekt, for at holde spændingen stabil i systemet.

## Opsummering og opgraderinger

Samlet set, frem imod 2030 vil der således være en øget belastning opsummeret i tabel X, som også angiver hvilke opgraderinger der er indført i modellen, inden der udføres n-1 simuleringer. De 10 overbelastede netstationer på Suderø er ikke inkluderet i opsummeringen.

#	Transformere	2025 belastning	2030 belastning	Opgradering <sup>2</sup>	Maks. belastning
	Tvøráverkið (Suderø)	117 %	134 %	Min. 3 MVA (2x parallel)	8,5 MVA
1	Skálabotnur	85 %	112 %	Min. 2 MVA (2x parallel af 1)	22 MVA
2	Strond	77 %	120 %	Min. 1 MVA (2x parallel)	5,1 MVA <sup>3</sup>
3	Klaksvík	92 %	109 %	-	9,8 MVA <sup>4</sup>
4	Tórshavn	77 %	87 %	-	22,5 MVA
5	Vestmanna	-	405 %	Min. 53 MVA (4x parallel)	72,5 MVA
Linjer					
6	Skálabotnur-Strond	141 %	189 %	Min. 7 MVA (2x parallel)	14 MVA
7	Húsareyn-Mast 80	-	140 %	Min. 20 MVA (2x parallel)	68 MVA
8	Mast 80-Vestmanna	-	224 %	Min. 40 MVA (3x parallel)	68 MVA
9	Skálabotnur-Sund	-	170 %	Min. 25 MVA (2x parallel)	60 MVA
10	Skálabotnur-Fuglefjord	-	90 %	-	26 MVA
11	Skálabotnur-Vestmanna	-	241 %	Min. 43 MVA 3x parallel	72,5 MVA

Tabel 1: Opsummering af overbelastninger og nødvendige opgraderinger af komponenter.

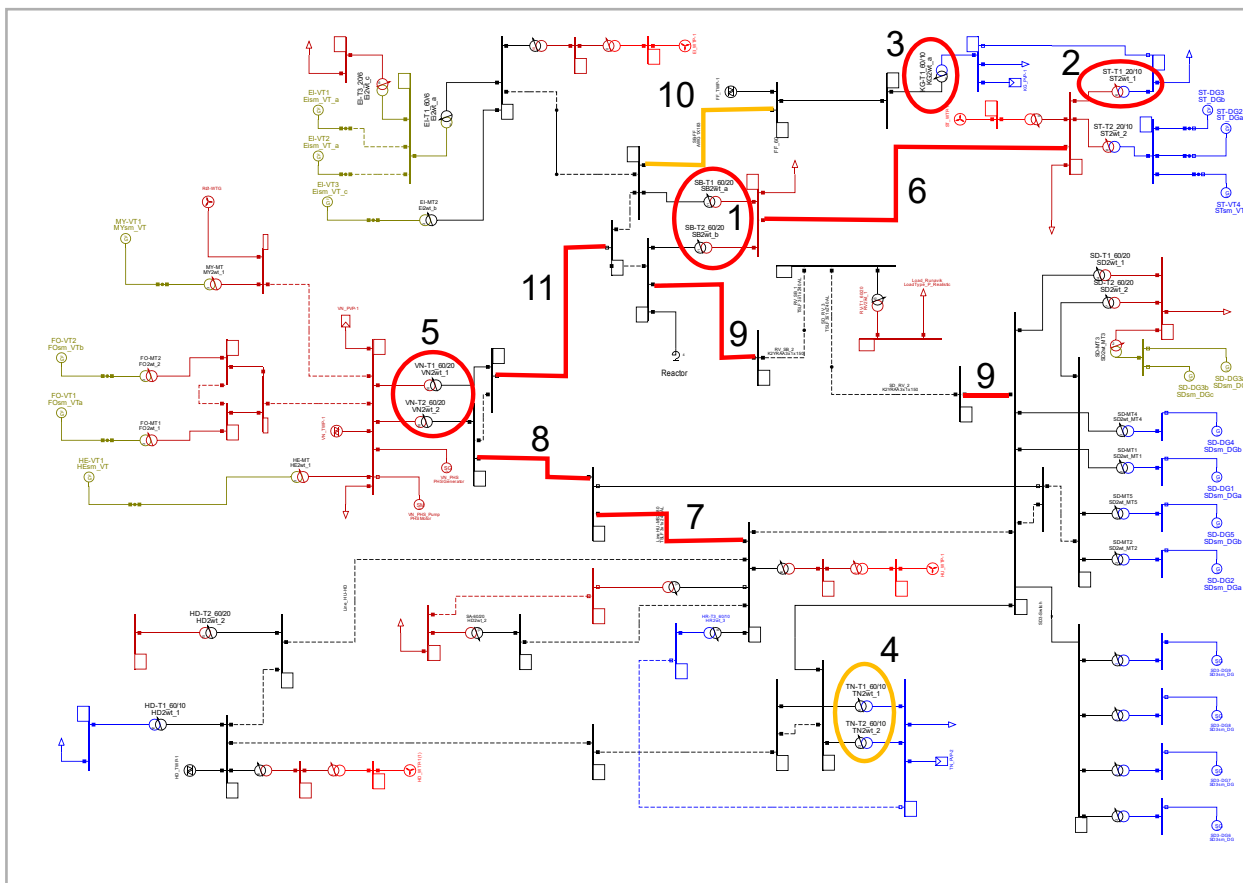
Det er specielt under produktionsscenarioet at der er problemer med spændingen i områderne ved Klaksvík og Strond, hvor linjen mellem Vestmanna og Skálabotnur ikke er i drift, hvorved størstedelen af effekten skal transporteres længst muligt i nettet.

Hårdt belastede og overbelastede komponenter i Tabel 1 er gengivet som oversigt på Figur 2.

<sup>2</sup> Opgradering er angivet i det minimale ekstra MVA nødvendigt, samt implementeringen i modellen i parentes, hvor den letteste metode er at angive x parallelle linjer/transformere.

<sup>3</sup> Strond området har i nogle tilfælde kraftig underspænding, hvilket er årsagen til at transformeren er op til 120 % belastet, selv om den maksimale beregnede belastning kun er 0,1 MVA over hvad transformeren er designet til.

<sup>4</sup> Klaksvík har også en lavere spænding i nogle simuleringer, hvorfor den kan være over 100 % belastet, samtidig med at den er belastet 0,2 MVA under dens design. Spændingen ligger dog indenfor 10 % af driftsspændingen.



Figur 2: Illustration af alle linjer og transformere i hovednettet i 2030 systemet som vil være enten hårdt belastede (orange) eller overbelastede (rød). Den ene overbelastede transformator på Suderø fremgår ikke.

## Økonomisk estimat

Opgraderingspriser er baseret på de standardkomponenter SEV anvender, og rundet op til et lige tal, for at repræsentere at der i estimaterne kun er prissat den præcise opgradering i MVA, og ikke er prissat i hele komponenter.

Priser i nærværende notat skal derfor ikke ses som værende egentlige endelige priser, men er blot for at give en indikation af omkostningernes niveau til indkøb alene.

Omkostningerne indeholde ligeledes udelukkende omkostninger til materiel – ombygning/nybygning af stationer samt udlægning af kabel er ikke indeholdt i de økonomiske estimater.

Transformere er prissat til DKR. 200.000,- per KVA, og kabler er alle prissat som værende 60 kV kabler til DKR. 8.000,- per MVA per kilometer.

#	Transformere	Opgradering	Længde (km)	Pris (mil. DKR.)
	Tvøráverkið (Suderø)	3 MVA	-	0,6
1	Skálabotnur	2 MVA	-	0,4
2	Strond	1 MVA	-	0,2
3	Klaksvík	-	-	
4	Tórshavn	-	-	
5	Vestmanna	53 MVA	-	10,6 <sup>5</sup>
Linjer				
6	Skálabotnur-Strond	7 MVA	27	1,5
7	Húsareyn-Mast 80	20 MVA	3	0,5
8	Mast 80-Vestmanna	40 MVA	21	6,7
9	Skálabotnur-Sund	25 MVA	16	3,2
10	Skálabotnur-Fuglefjord	-		
11	Skálabotnur-Vestmanna	43 MVA	18	6,2
	Total		-	19-30

Samlet set vil således ligge omkostninger på DKR. 19-30 millioner, afhængigt af om Vestmanna transformerne inkluderes i de generelle opgraderinger, eller i prisen for Pumper Storage anlægget.

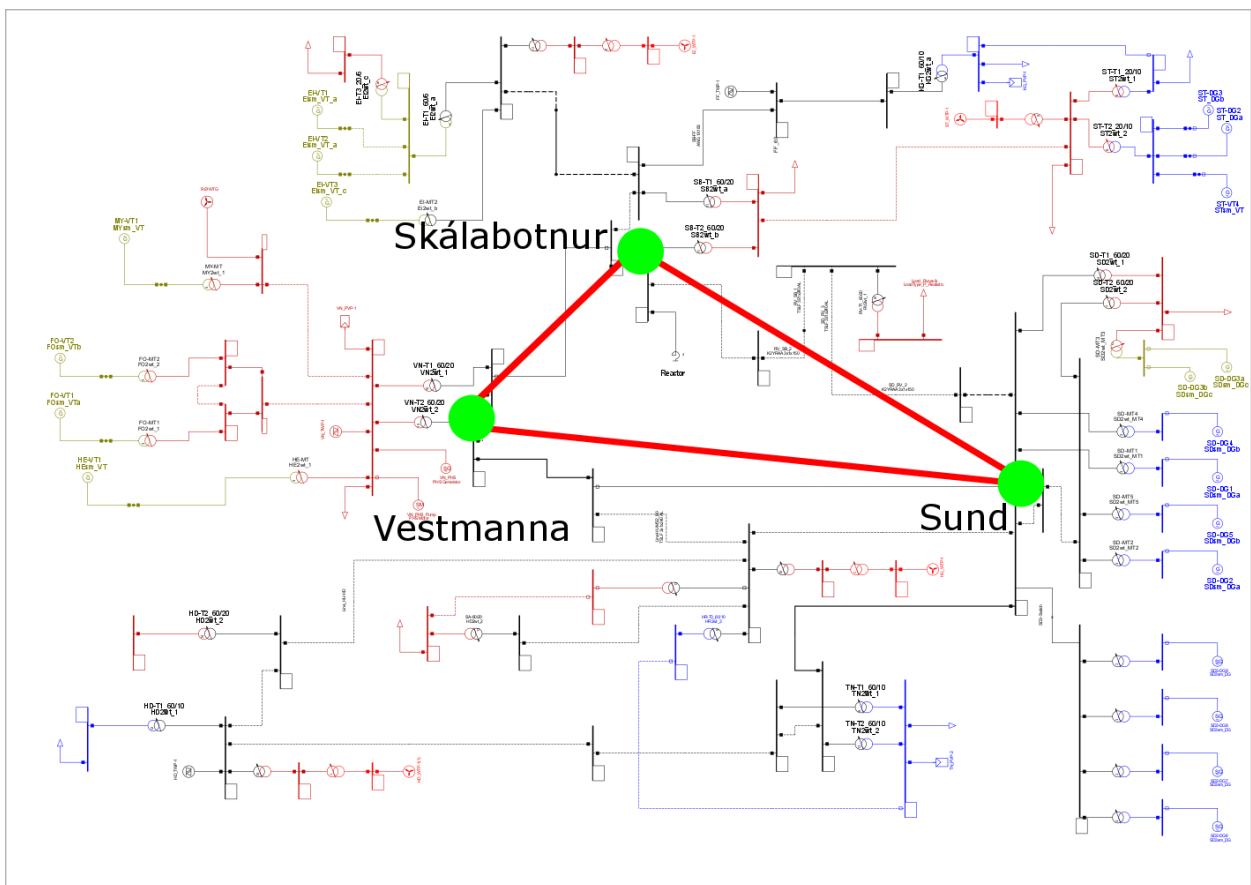
Regnes i stedet i hele transformere/kabler, som så vil have en del ekstra kapacitet nogle steder, ender den forventelige pris i omegnen af DKR. 40-52 millioner – igen afhængigt af hvor omkostningerne til transformere på Vestmanna placeres.

<sup>5</sup> Sandsynligvis indeholdt i anlægsprisen for Pumper Hydro Storage anlægget.

## N-1 overvejelser for elnettet

N-1 scenarier behandles ikke særskilt, i stedet behandles det under de andre simuleringstyper. For højspændingsnettet behandles det under beregning af netbelastning, hvor der tages højde for at overførsel af energi mellem de tre primære punkter kan ske gennem to af de tre primære linjestræk som illustreret på Figur 3.

De andre punkter i nettet har enten ikke redundans, eller har redundans gennem 10/20 kV, som ikke vil være i stand til at overtage energiuudvekslingen fuldt ud for 60 kV nettet. Undtagelsesvis er Strond, som muligvis kan forsynes gennem 10 kV som alternativ til 20 kV – dog vil dette kræve kraftig udbygning af 10 kV forbindelsen samt 60 kV fra Skálabotnur til Klaksvík. Dette er dog ikke medtaget i simuleringerne, da det ikke umiddelbart har et stabilt driftspunkt i normaldrift allerede i 2025 (loadflow kan ikke konvergere).



Figur 3: Illustration af de tre primære punkter of forbindelser.

For N-1 i forhold til udfald af forbrug antages at dette kan løses ved curtailment af produktion.

For N-1 i forhold til udfald af produktion udføres simuleringer af netstabiliteten i de yderpunkter der er fremkommet i loadflow. Her simuleres der efter klassiske principper, hvor den mest kritiske (oftest største) enhed udkobles, og systemets evne til at opretholde frekvensen evalueres.

## **Netstabilitet i yderpunkter**

Stabilitet af frekvens og spænding under udfald.

Simuleringer af største produktionsudfald:

- Med nødvendig generator reserve alene,
- Med nødvendig generatorreserve og forbrugsaflastning.

Forbrugsaflastning er konfigureret i 5 stk. individuelle trin som kobler ud et af gangen:

Trin 1 er aftalt industriforbrug, baseret på PowerHubben som SEV tidligere har kørt et projekt med sammen med DONG Energy, dette trin kobler et par store industriforbrugere af.

Trin 2-5 er generelle trin, som hver kobler 10 % af forbruget af, i et forsøg på at redde systemet. Afkoblingen kan enten ske med frekvensrelæer i nettet, eller ved at fleksibelt forbrug kobler af autonomt baseret på frekvensmålinger. Dette benævnes som det almindelige forbrug, og inkluderer det nye forbrug til varme og elbiler.

Forbrugsaflastning er kun aktivt i hovednettet i simuleringerne.

## **2025: Maksimale scenarie**

### **Hovednettet**

Største forbundne enhed er den nye 12 MW vindpark ved Havnadalur eller 12 MW tidevandsanlæg ved Vestmanna. I simuleringen er 12 MW vindparken ved Havnadalur valgt som den der falder ud.

I 2025 simuleringerne er første del af Pumped Hydro Storage anlægget i Hovednettet bygget, men det er ikke aktivt i nettet i denne simulering.

Første simulering af systemets stabilitet viser at systemet *ikke* kan håndtere udfald af de 12 MW. Cirka 3½ sekund inde i forløbet er frekvensen faldet til 47 Hz, hvilket får de resterende vindmøller til at koble ud på underfrekvens, og medfører et blackout (der er ikke etableret underfrekvens relæer på den styrbare produktion).

I stedet aktiveres muligheden for forbrugsaflastning, hvilket forhindrer et blackout ved aktivering af trin 1 og 2 (industriforbrug og de første 10 % af det almindelige forbrug).

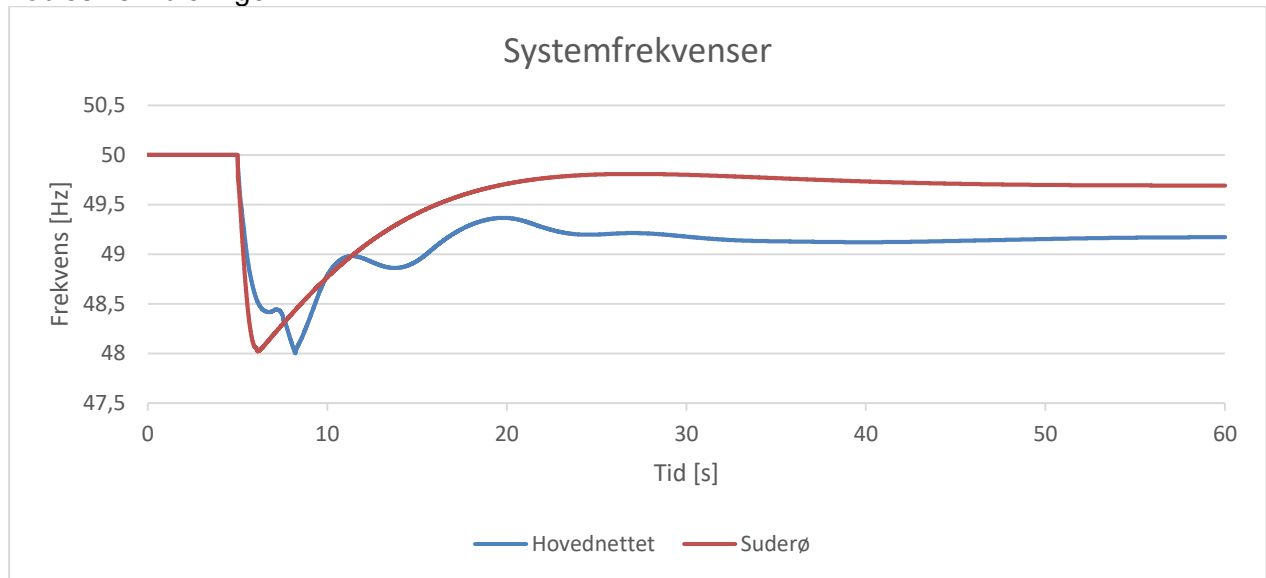
Frekvensforløbet fremgår af Figur 4, hvor det ses at frekvensstøtten fra de forskellige enheder i Hovednettet, samt udkobling af industriforbrug, er nok til at bremse frekvensfaldet til 48,5 Hz indledende, men efter disse enheder løber tør for virtuel inertie begynder frekvensen igen at falde. Ved 48 Hz udkobles trin 2 af forbrugsaflastningen, hvilket er nok til at påbegynde reetableringen af en stabil frekvens. Hovednettet kommer således ned på 48 Hz, men stabiliseres herefter på knap 49,2 Hz

Som alternativ til forbrugsaflastning er én enkelt dieselgenerator på det nye Sund3 værk også tilstrækkelig til at forhindre et systemkollaps i dette scenarie – dog stabiliserer frekvensen sig så på lidt under 49 Hz i stedet for lidt over 49 Hz med forbrugsaflastning.

## Suderø

I 2025 er forbindelsen til Suderø endnu ikke etableret, hvorfor Suderø testes separat. Suderø har dog efter de nuværende planer både et mindre Pumped Storage anlæg, samt et batteri der matcher størrelsen af den største vindmøllepark.

På Suderø er den største enhed således en af de nye vindmølleparker på ca. 6 MW som udkobles i simuleringen.



Figur 4: Frekvensforløb i 2025 maksimalt scenarie for både Hovednettet og Suderø.

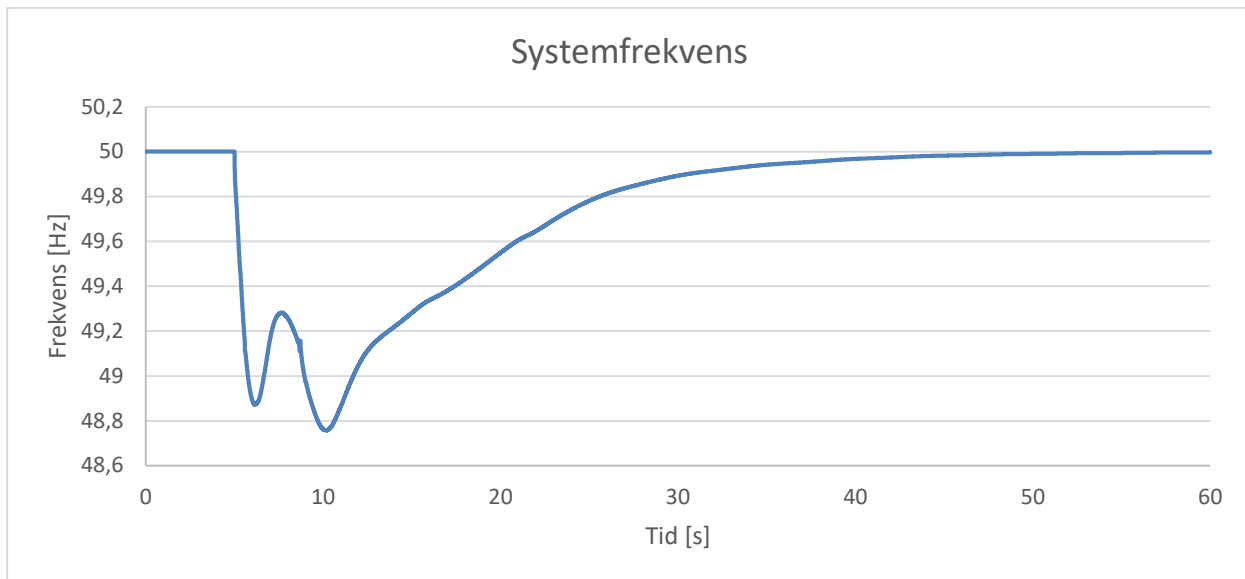
På Suderø er der implementeret det batteri, samt Pumped Hydro Storage anlæg der p.t. er planer om – dette er ud over de elementer som er aktive i Hovednettet, på basis af fase 1 – altså ekstra lagerkapacitet ud over det som er antaget i de scenarier for energibalancen der er udarbejdet i fase 1 af arbejdet.

Frekvensen på Suderø kommer ligesom i Hovednettet ned på ca. 48 Hz under det indledende dyk i frekvens under udkoblingen, og ender stabilt på ca. 49,7 Hz. Inertien i de indkoblede Pumped Hydro Storage anlæg tjener primært til at begrænse hastigheden hvorved frekvensen falder, mens batteriet er den primære aktive enhed der bidrager til at stabilisere frekvensen, grundet dennes reguleringshastighed i forhold til Pumped Hydro Storage anlægget.

## 2030: Maksimalt scenarie

Største forbundne enhed i 2030 er 24 MW tidevandsturbiner forbundet samme sted, så i 2030 simuleringerne udkobles tidevandsanlægget som udgangspunkt, svarende til 18 % af produktionen. Helt konkret er det tidevandsturbinerne ved Fuglefjord som er valgt til at koble ud.

Ud over sammenkobling af systemerne, er det fulde Pumped Hydro Storage også aktivt i Hovednettet (pumpe-mode). Neddrosling af dette, i samspil med de hurtigere reagerende batterisystemer er nok til at stabilisere systemet som det fremgår af Figur 5.



Figur 5: Frekvensforløb for 2030 maksimalt scenarie for det sammenkoblede system.

Uden aktiv regulering af effekt fra pumpedelen af Pumped Hydro Storage anlægget er sagen dog en anden – I det tilfælde vil det kræve udkobling af industriforbrug samt 30 % af det almindelige forbrug for at undgå et frekvenskollaps.

Hvis det antages at tidevandskraft og Pumped Hydro Storage anlæggene tilsluttes separat, således at ingen enheder er større end 12-15 MW, er systemfrekvensen kun stabil under forudsætning af at 20 % af det generelle forbrug, og industriforbruget, udkobles – hvis pumpedelen af Pumped Hydro Storage ikke er i stand til at regulere aktivt.

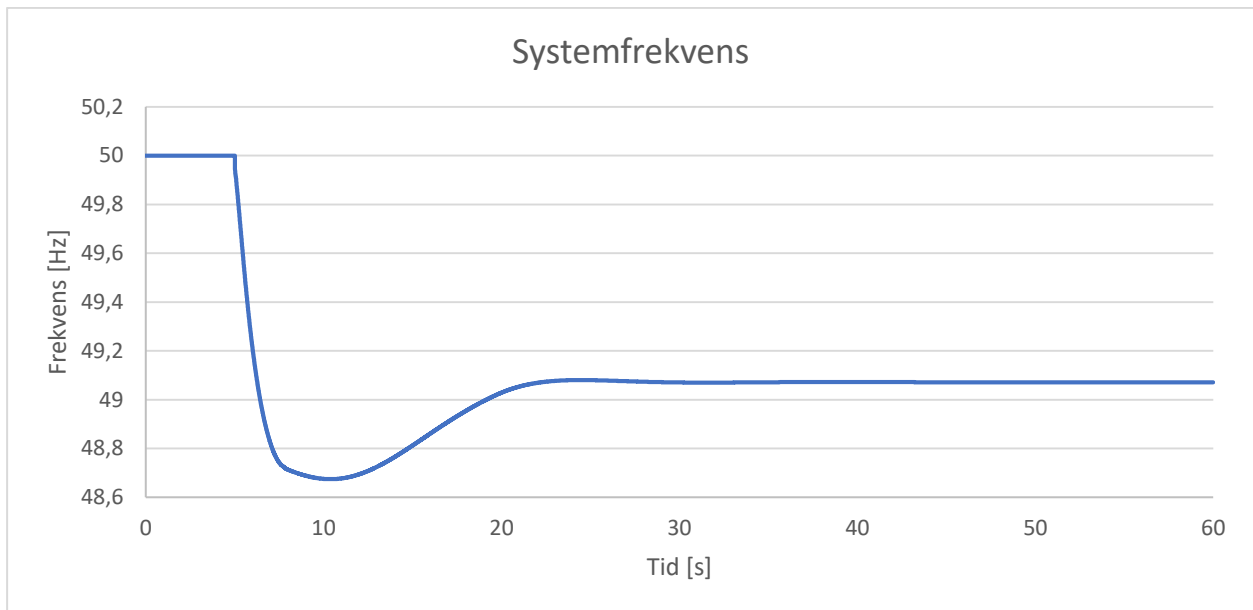
### 2030: Maksimalt scenarie – batteri

Da de opdaterede planer for Suderø gør at dette system i sig selv er stabilt, laves en variant af 2030 maksimalt scenariet, hvori kabelforbindelsen til Suderø udgår, men i stedet erstattes af et tilpas stort batteri i hovednettet til at understøtte systemstabiliteten her.

Størrelsen af batteriet er fundet ved iterative simuleringer, med målet om en minimal størrelse batteri, men hvor der stadig opnås et stabilt system. Batteriet er ved denne metode fastsat til 9 MW, samtidig med at der udkobles 12 MW som største enhed, hvilket får frekvensforløbet til at se ud som det fremgår af Figur 6.

Systemet formår ikke at genetablere frekvensen på 50 Hz, men kun at forhindre et systemkollaps. Skal frekvensen genetableres automatisk, skal batteriet være på minimum 13 MW. Hovednettet kan altså klare udfald af største enhed med et batteri som er ca. 75 % af største enhed i MW i dette tilfælde, men skal frekvensen kunne genetableres automatisk, skal batteriet være marginalt større end største enhed i MW.





Figur 6: Frekvensforløb for 2030 maksimalt scenarie - batteri for Hovednettet.

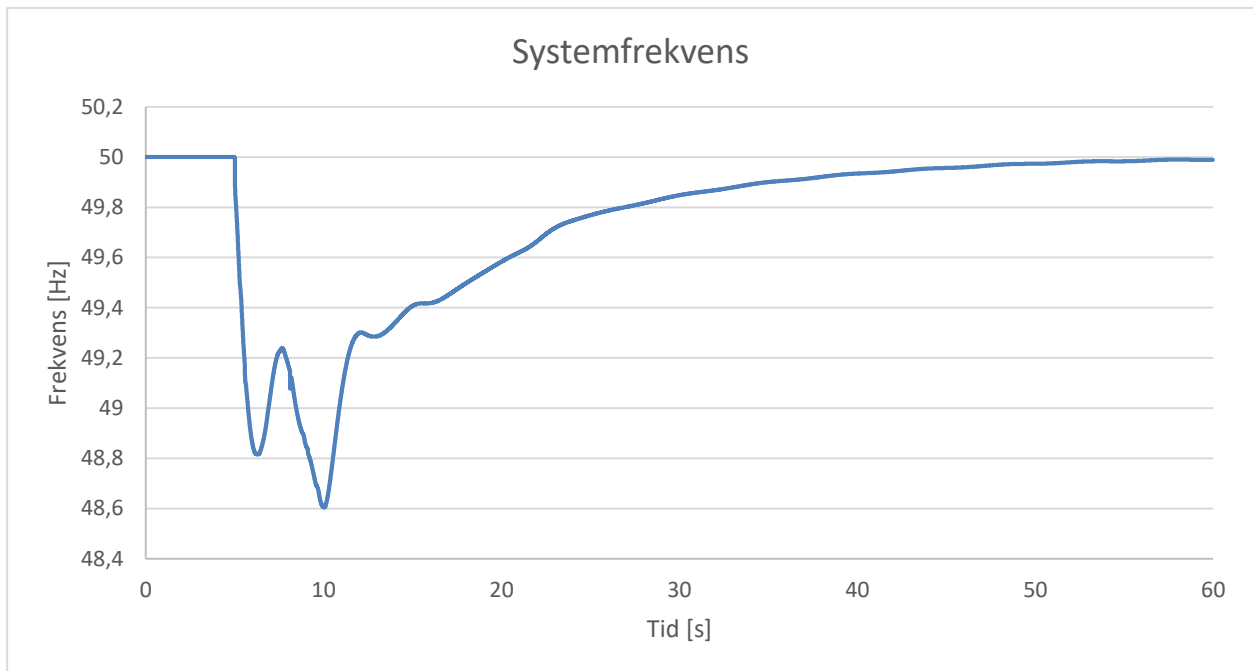
Der er i simuleringen med batterianlæg som erstatning for forbindelsen til Suderø ikke forbrugsafloadning aktivt i Hovednettet.

## 2030: Minimalt scenarie

Scenariet for lavt forbrug, ligner meget 2030 maksimalt scenariet. Den største forskel er at en del af den vedvarende vindproduktion er curtailet, på grund af lavt forbrug. Pumped Hydro Storage kører stadig i pumpe-mode, men kører nu 100 %.

Der udkobles stadig det samme 24 MW anlæg, og på baggrund af dette er den udkoblede effekt procentvis større end i maksimalt scenariet. I Figur 7 ses, at det indledende dyk i frekvens er ca. 0,2 Hz større end i maksimalt scenariet.

Hvis pumpe-mode på Pumped Hydro Storage systemet ikke er i stand til aktivt at regulere sit forbrug for at stabilisere frekvensen, er det ikke muligt at forhindre blackout i minimalt scenariet alene ved anvendelse af aflastning af forbruget. Det er således nødvendigt for et stabilt system at pumpe-mode på Pumped Hydro Storage systemet er i stand til aktivt at regulere sit forbrug for at stabilisere frekvensen i nettet. Alternativt skal der installeres flere, og større, batterier i nettet ud over det planlagte.



Figur 7: Frekvensforløb for 2030 minimalt scenarie for det sammenkoblede system.

## 2030: Produktionsscenario

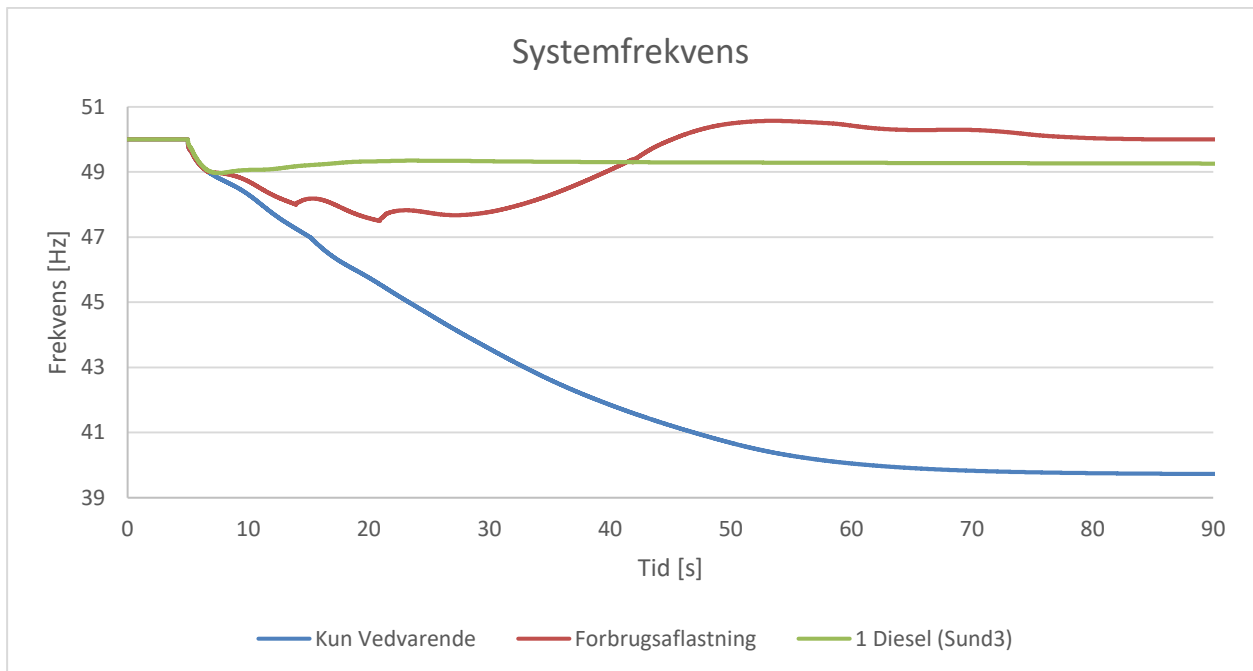
Produktionsscenariet afviger markant fra de andre scenarier, fordi der ikke er nogen form for fluktuerende vedvarende energi aktivt – udelukkende vedvarende produktion fra vandkraft og Pumped Hydro Storage (samt batterianlæg).

Den største aktive enhed i nettet er derfor 15 MW fra det nye Pumped Hydro anlæg (det antages at de 4x15 MW er tilsluttet individuelt af forsyningsikkerhedsmæssige årsager). Derfor afkobles 15 MW i simuleringerne.

Produktionsscenariet med højt forbrug er grundlæggende ikke i stand til at fortsætte driften i dette tilfælde. Simuleringen undgår systemkollaps alene fordi der ikke er underfrekvensrelæer på de styrbare generatorer endnu, og simuleringen ender på en "stabil" frekvens på knap 40 Hz, som ses på Figur 8.

Der er i stedet opstillet to muligheder for at opretholde et stabilt system i dette scenarie:

1. Forbrugsaflastning.
2. Ekstra dieselgenerator i drift (på det nye Sund3 værk).



Figur 8: Frekvensforløb for 2030 produktionsscenario for det sammenkoblede system.

Forbrugsaflastningen udkobler industriforbruget samt 20 % af det almindelige forbrug, og får herefter stabiliseret systemet på 50 Hz.

Hvis der indkobles én enkel af de nye dieselgeneratorer på Sund 3 ved minimumdrift i scenariet, vil der ligeledes forhindres et systemkollaps og frekvensen stabiliseres på 49,25 Hz.

Problemet i dette scenarie er grundlæggende at der ikke er nok effekt i de eksisterende vandkraftværker, samt planlagte Pumped Hydro Storage og batterisystemer, til at dække effekten ved et udfald.

Ekstra batterikapacitet på ca. 12 MW ville sandsynligvis ligeledes være tilstrækkeligt i dette tilfælde, som alternativ til en dieselgenerator.

## Opsummering

Det må forventes, at det færøske elsystem generelt bør være stabilt, da de simulerede yderpunkter er stabile. Der er dog en række forudsætninger for dette:

- Pumpedelen af Pumped Hydro Storage anlæg skal kunne regulere aktiv effekt på lige fod med et normalt vandkraftværk.
- Der skal ofte være flere vandkraftværker i begrænset drift, for at opnå nok reserveeffekt i tilfælde af udfald.
  - I nogle driftssituationer er det nødvendigt at køre med dieselgeneratorer, eller have muligheden for at udkoble forbrug for at forhindre blackout.
- Simuleringerne tager udgangspunkt i de middelværdier der er for hver time. En periode indenfor timen vil således kunne have en mere begrænset drift, hvor mere end én dieselgenerator vil være nødvendig for at kunne sikre systemstabiliteten i tilfælde af et udfald, på grund af variationer fra timens middelbelastning indenfor timen.