

August 2018

# Energilagring på Færøerne

Teknisk opsamlingsrapport



**Rapporten er udarbejdet af:**

Henrik Hansen	Dansk Energi
Terji Nielsen	SEV
Bjarti Thomsen	ORKA
Kim Andersen	Dansk Energi



---

**INDHOLDSFORTEGNELSE**

<b>Indholdsfortegnelse .....</b>	<b>5</b>
<b>Konklusion .....</b>	<b>7</b>
<b>Indledning .....</b>	<b>9</b>
<b>Muligheder .....</b>	<b>13</b>
<i>Energilagring .....</i>	<i>13</i>
<i>Fleksibilitet i elforbruget .....</i>	<i>15</i>
<i>Alternative produktionsformer .....</i>	<i>17</i>
<b>Analyser .....</b>	<b>18</b>
<i>Analyse 1 - Optimal sammensætning af produktionen .....</i>	<i>18</i>
<i>Analyse 2 - Pumped Hydro Storage-potentiale .....</i>	<i>21</i>
<i>Analyse 3 - Elnettets udvikling .....</i>	<i>23</i>
<b>Vejen frem .....</b>	<b>25</b>
<i>Roadmap .....</i>	<i>25</i>
<b>Referenceliste .....</b>	<b>28</b>



## KONKLUSION

Færøerne har potentiale for energilagring i Pumped Hydro Storage i et omfang, som vil understøtte en omstilling af den færøske energiproduktion til 100 % vedvarende energiproduktion og en elektrificering af transport- og varmesektorerne.

Alsiddighed i produktionen er en nøglefunktion for at minimere nødvendigheden af større sæsonlagre. Selvom solceller har et noget lavere antal fuldlastimer end fx vindmøller, passer de som teknologi ind på et tidspunkt af året, hvor vind- og vandressurser er begrænsede. Andre teknologier, som fx solceller, kan blive relevante inden for de næste 10 år, som belyst under afsnittet ”Energilagring”.

Fleksibilitet i forbruget og potentielle kommende teknologier til ny produktion eller kortvarig energilagring kan bidrage til at udligne kortere udsving i den vedvarende energiproduktion og optimere det overordnede system med energilagring.

Installation af mere vedvarende energiproduktion på Færøerne kan indledende føre til en svagere udnyttelse af de vedvarende kilder, indtil der opnås et optimalt miks af produktionsformer og lagring. Det er vigtigt at gennemtænke, hvordan hele energisystemet vil udvikle sig over en længere årrække og ikke blot se på et øjebliksbillede, når fx en nyt antal vindmøller tilsluttes elnettet.

I forbindelse med installation af vedvarende energiproduktion og energilagring skal der tages højde for systemstabiliteten, herunder størrelsen af de eksisterende anlæg i nettet. En stor vindmøllepark eller en udvekslingsforbindelse<sup>1</sup> skal sikres i relation til systemstabiliteten på samme måde som en stor generator i værste tilfælde. Denne problematik kan i mange tilfælde løses ved redundans og parallelle tilslutninger.

Der er mangel på erfaring med drift af forskellige typer vedvarende energiproduktion på Færøerne, og denne erfaring skal opbygges, førend det kan siges endeligt, i hvilket omfang der er brug for energilagring. Erfaring omkring større andele af vedvarende energiproduktion vil blive opbygget i den nærmeste årrække gennem allerede igangsatte projekter på Færøerne. Erfaring om energilagring kan muligvis ske gennem et begrænset projekt på Suderø.

Foruden de igangværende udbud af vindmølleparker bør yderligere udbygning af vedvarende energiproduktion over de næste 5 år planlægges allerede nu. Og allerede i planlægningsfasen bør detaljerne om lagring påbegyndes, således at implementeringen af det nødvendige energilager kan påbegyndes herefter og basere sig på de nyeste erfaringer med drift af en større andel vedvarende energiproduktion på Færøerne.

---

<sup>1</sup> Fx en udlandsforbindelse, men også en forbindelse mellem fx Suderø og hovednettet. Set fra Suderø af vil denne problematik gælde.

Afskaffelse af alle dieselgeneratorer bliver problematisk på lang sigt, da der er stor sandsynlighed for, at der kan opstå situationer, hvor der er brug for dem. I takt med omstillingen til vedvarende energiproduktion kan det undersøges, hvilke muligheder der er for alternative grønne brændsler, som den eksisterende maskinpark kan omstilles til, således at den kan tjene som sikkerhed med pålidelig backupkapacitet.

En central del af arbejdet med at undersøge produktionssammensætningen har været to konkrete analyser, som på baggrund af en række forudsætninger hver især har givet bud på produktionssammensætningen frem mod et 100 % vedvarende energisystem.

De to analyser bygger på meget forskellige forudsætninger og kommer med resultater, hvor der er indbygget usikkerhed på økonomien. Forskellen i forudsætningerne for analyserne umuliggør dog en direkte sammenligning og direkte konklusion på økonomien.

Balmorelmodellen<sup>2</sup> viser dog alligevel, at de årlige omkostninger på systembasis starter på lidt over 400 millioner DKK per år i 2016, stigende til lidt over 650-700 millioner DKK per år i 2030. Dette inkluderer nyinvesteringer i både produktionskapacitet og transmissionsnet, samt drift og afskrivning af eksisterende transmissions- og produktionskapacitet.

De nævnte tal betragtes som et meget optimistisk bud på investeringerne og bør undersøges nærmere, inden de bruges som rettesnor for de fremtidige investeringsplaner.

Ligeledes viser resultaterne i Balmorelmodellen, at energiprisen fra 2016 og frem imod 2020 vil give en mindre stigning, men allerede i 2024 falder energiprisen til under 2016 niveau og fortsætter med at falde svagt frem imod 2030.

I Norconsults analyse arbejdes der med mere konkrete udbygninger i specifikke år, og budgetpriserne er taget ud fra deres erfaringer på tilsvarende projekter rundt om i verden. Norconsult anslår, at de samlede omkostninger varierer fra ca. 2,2 milliarder DKK til ca. 3,6 milliarder DKK.

Disse omkostninger inkluderer udelukkende investeringsomkostningerne i ny vind-, sol- og vandproduktion, hvor vandproduktionen inkluderer både udvidelser af eksisterende vandkraftværker, nye pumper til vandkraftværker samt øgninger af dæmninger, og således ikke afskrivninger og øvrige omkostninger til systemet.

---

<sup>2</sup> Balmorel er en økonomisk optimeringsmodel, som EA Energianalyse har anvendt i deres arbejde.



## INDLEDNING

Indenfor de seneste år har der været en del undersøgelser af, og ambitioner omkring, udviklingen af det færøske energisystem i retning af mere vedvarende energiproduktion, fx gennem øget elektrificering og et skift i energisammensætningen til at være baseret mere på vedvarende energikilder.

### **Udlandskabel er analyseret og behandles ikke videre**

Energidebatten på Færøerne har i flere omgange omtalt en kabelforbindelse mellem Færøerne og Island, og i 2007 konkluderede en færøsk arbejdsgruppe, at en sådanne forbindelse kunne være en mulighed [Ref. 1]. Undersøgelsen viste dog, at der er en række udfordringer ved en sådanne forbindelse.

Hvis en kabelforbindelse mellem Færøerne og Island skal blive rentabel sammenlignet med oliebaseret produktion, kræver det, at størstedelen af det færøske energiforbrug (el) vil skulle dækkes gennem kablet. Og set i forhold til den nuværende potentielle pris for vindenergi vil et sådant kabel ikke være den mest økonomisk optimale løsning.

Herudover vil systemstabiliteten med en kabelforbindelse blive en udfordring, fordi den rullende reserve  $(N-1)^3$  bliver stor med en sådan dominerende forbindelse i elsystemet. Endelig vil kun et kabel mellem Færøerne og Island kræve, at der skal være fuld produktionsreserve på Færøerne på alle tidspunkter af året, fordi et kabelbrud vil betyde, at forbindelsen i bedste fald kun er afbrudt i nogle måneder.

Arbejdet med et transatlantisk kabel, hovedsageligt overvejet til Island eller Storbritannien, fortsatte frem til 2016, hvorefter Færøernes fokus har ændret sig til at gå mere i retning af at blive selvforsynende med vedvarende energi. Endvidere at anvende et eventuelt kabel til eksport af elektricitet, hvilket er en ændring af den oprindelige præmis, som var, at det primært skulle bruges til at importere vedvarende energiproduktion fra Island til at dække det færøske elforbrug. En kabelforbindelse til Island er ikke en del af vores arbejde med denne rapport.

### **Landsstyret har en ambition om grøn el og elektrificering af varmesektoren**

I 2014 offentliggjorde det færøske Landsstyre et koalitionsdokument [Ref. 2], som udstikker en retning for den færøske energipolitik. Landsstyret vil gerne:

- Investere i grøn energi, så Færøerne kan blive selvforsynende med vedvarende energiproduktion (elektricitet) i 2030.
- Udvikle opvarmning af bygninger, så den foregår med grøn energi i mindst halvdelen af bygningsmassen i 2025.

---

<sup>3</sup> (N-1): Produktion som skal sikre, at et udfald af største produktion (kabelforbindelse mellem Island og Færøerne) ikke giver blackout i systemet.

I den forbindelse bad Landsstyret Energimyndigheden om at iværksætte et arbejde, som skulle undersøge behovet for energilagring i samspil med vedvarende energiproduktion. Orka/Umhvørvisstovan har i henhold til elforsyningsloven involveret SEV i arbejdet.

### **Der er foretaget fremskrivninger af det fremtidige el- og varmemeforbrug**

For at løse denne opgave blev der i første omgang igangsat et arbejde med at fremskrive energiforbruget for at se, hvad dette ville betyde for udviklingen i det færøske energiforbrug [Ref. 3].

Arbejdet med fremskrivning af forbruget tager udgangspunkt i de politiske pejlemærker for henholdsvis år 2025 og 2030 for varmemeforbruget og elproduktionen. Arbejdet inddrager, ud over energi til opvarmning, ligeledes to andre vigtige områder af forbruget:

- Udviklingen af det almindelige elforbrug.
- Elektrificering af transportsektoren (på land).

Scenarierne for forbrugsudviklingen udstikker således en række scenarier bestående af tre separate delområder med variationer til den videre analyse:

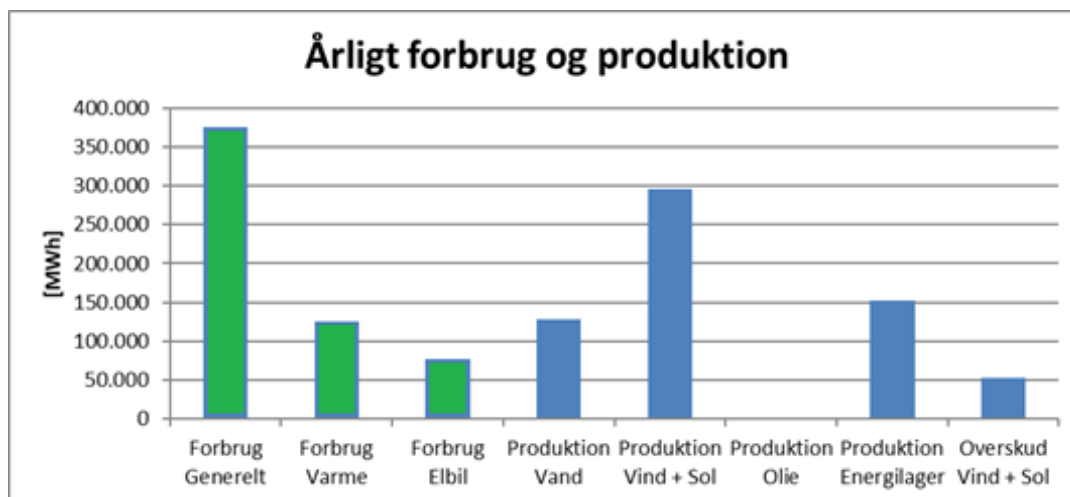
1. Den forventede udvikling i det almindelige elforbrug frem mod 2030.
2. Udviklingen i elektrificering af transportsektoren på land.
  - Et scenarie med et moderat antal politiske incitament for elbiler med knap 5.800 elbiler på Færøerne i 2030.
  - Et scenarie med kraftige politiske incitament og en forceret udskiftning af bilparken med 25.500 elbiler på Færøerne i 2030.
3. Udviklingen i elektrificering af opvarmningen af bygningsmassen.
  - Et scenarie med udgangspunkt i den politiske målsætning for 2025, og herefter en lineær udvikling, som stadig har 20 % fossil opvarmning i 2030.
  - Et scenarie med udgangspunkt i den politiske målsætning for 2025, og herefter en forceret udvikling, som resulterer i 100 % fossilfri opvarmning i 2030.

Scenarierne for udviklingen i de forskellige typer elforbrug blev i 2016 sendt i høring blandt en række centrale aktører på Færøerne, inden de blev anvendt i det videre arbejde, for herigennem at sikre både et bredere kendskab til arbejdet, samt at få input til fremskrivningerne fra centrale aktører, som ikke havde deltaget direkte i arbejdet.

### **Scenarierne er analyseret før der er sendt analyseopgaver i udbud**

De indledende scenarier for udviklingen i forbruget er herefter analyseret i en forholdsvis simpel model, som modellerer energibalancen time for time i et enkelt år [Ref. 4]. Modellen medtager eksisterende elproduktion fra vandkraft som en fast bestanddel (og ikke som en fleksibel produktionsform) og antager, at elbiler primært oplades hen over natten. I de indledende modelleringer er det ikke fastlagt, hvilken form lagring skal tage, hvorfor det er behandlet som et virtuelt lager med simple egenskaber.

Et eksempel på de forskellige typer elforbrug og produktion på årsbasis udarbejdet som scenarier er vist på figur 1. Både varme og landtransport er elektrificeret 100 %, endvidere er det ved hjælp af et relativt stort sæsonlager (60 GWh) antaget, at der anvendes 100 % vedvarende energiproduktion over hele året.



Figur 1: Eksempel på fordeling af forbrug og produktion i scenarie 9 [Ref. 4].

Denne model blev vurderet til at være for simpel i det efterfølgende arbejde, men skulle udelukkende bruges som et værktøj til at estimere sandsynlige lageregenskaber og vise samspillet mellem forbruget, den eksisterende produktion og forskellige typer ny produktion (fx sol eller tidevand).

Der blev udarbejdet 16 mulige fremtidsscenerier for det færøske elsystem, som siden blev ført videre til to hovedscenerier, hver med to varianter. Disse er beskrevet i ”sammenfatningen af scenarier for energilagring på Færøerne” [Ref. 5].

De to hovedscenerier er:

### 1. Minimumsscenario

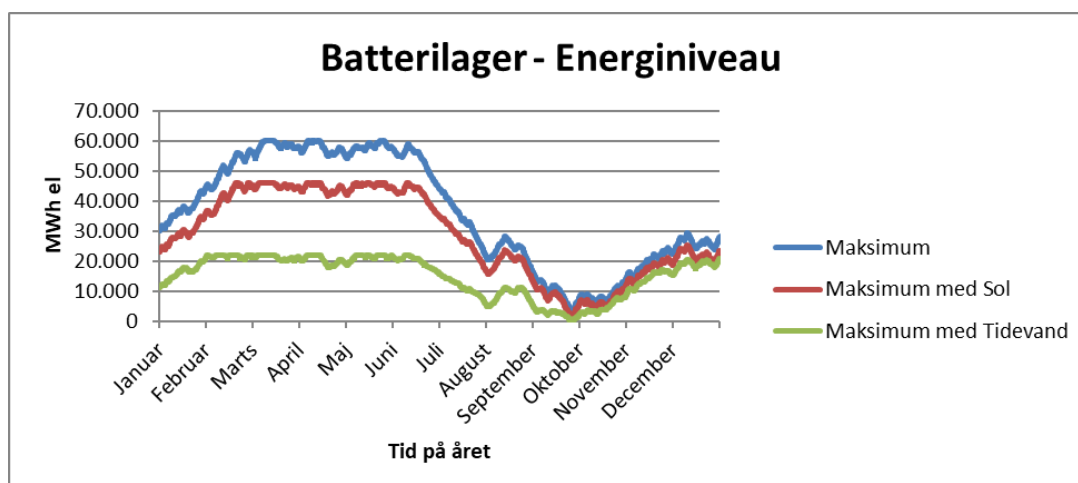
Baseret på kun at opnå Landsstyrets politiske målsætning, samt et begrænset antal elbiler og et minimalt energilager. Her viser resultaterne stadig en betydelig andel elproduktion fra fossile kilder (ca. 66 GWh).

### 2. Maksimumsscenario

Baseret på at opnå et 100 % fossilfrit elsystem med 100 % elektrificering af varmemeforbruget og et højt antal elbiler. Her viser resultaterne en meget lille andel elproduktion fra fossile kilder (ca. 0,6 GWh).

Begge scenarier har to varianter, hvor påvirkningen af energilageret vises i scenarier, der indeholder en større mængde elproduktion fra henholdsvis solceller eller tidevand.

De forskellige påvirkninger ses tydeligt på figur 2, som viser de estimerede lagerstørrelser ved indførsel af elproduktion fra enten mange solceller eller tidevand. Figuren stammer fra maksimumscenariet i den første del af arbejdet.



Figur 2: Eksempel på årsudsvinget i det virtuelle energilager fra sammenfatningsrapporten [Ref. 5].

Overordnet er konklusionen fra de indledende analyser, at:

- På sigt vil energilagring være nødvendigt for at sikre effektbalancen i et system med større mængder af vedvarende elproduktion, hvilket alle simuleringer viser.
- Den nødvendige lagerstørrelse varierer meget (en faktor 10). Størrelsen afhænger af både sammensætningen af den vedvarende energiproduktion, samt om der til-lades en begrænset mængde fossil produktion i systemet.
- Den største udfordring på systemniveau er sommer-/sensommerperioden, hvor både nedbør og vind er begrænset. Solceller er, på trods af deres lavere årspro-duktion på Færøerne, potentielt brugbare til at løse denne udfordring. Elproduk-tion med tidevandsturbiner kan blive det på sigt, afhængig af udviklingen af tek-nologien.

Der kan findes uddybende information om de forskellige områder i de refererede kildedo-kumenter. De indledende analyser har ikke belyst de økonomiske konsekvenser, herunder de økonomiske konsekvenser ved de politiske incitamenters som vil være nødvendige for at fremme elektrificeringen.

## MULIGHEDER

### ENERGILAGRING

Der findes adskillige muligheder for lagring, og udviklingen af nye teknologier bevæger sig konstant. Denne del af arbejdet har derfor belyst en række muligheder for direkte og indirekte lagring.

Den direkte lagring er de teknologier, hvor elektrisk energi lagres og kan anvendes til at levere elektrisk energi tilbage til elnettet på et senere tidspunkt.

Den indirekte lagring er de teknologier, hvor den elektriske energi ikke kan trækkes ud af lageret igen, som fx når energien lagres i varmt vand til opvarmning. Indirekte lagring behandles som fleksibelt forbrug.

Der findes mange forskellige teknologier til direkte lagring [Ref. 6], både velkendte som allerede i dag bruges i større omfang, samt teknologier som er under udvikling eller på forsøgsstadiet.

Ud over prisen er de vigtigste faktorer for et lager, den effekt som lageret kan optage eller afgive i MW, samt hvor meget energi der kan lagres i MWh. Effektiviteten ved at optage og afgive energien er også relevant, men vil være afspejlet i prisen for driftsomkostningerne.

De indledende analyser (første del af arbejdet) viser, at der er tale om forholdsvis store behov for både effekter og lagerkapacitet, hvilket er en udfordring for en lang række kendte lagringsteknologier.

#### Den mekaniske lagring:

De fleste mekaniske lagringssystemer, såsom svinghjul, er ganske enkelt for små og vil kræve et for stort antal enheder for at kunne opfylde behovet. Undtagelserne er dog trykluftslagring og Pumped Hydro Storage, som begge er i stand til at levere de ønskede egenskaber. Disse to typer lagring har dog hver sine begrænsninger.

Trykluftslagring har kun få eksisterende anlæg i egentlig drift på verdensplan, som dog er i en størrelse af 100+ MW. Egentlige tryktanke er ikke økonomiske i den skala, hvorfor trykluftslagring er afhængig af, at undergrunden har naturligt forekommende hulrum, som er anvendelige til højtrykslagring.

Pumped Hydro Storage er afhængig af en geografi, som giver mulighed for at have reservoirer af vand i forskellige højder, så der kan pumpes vand op i et højereliggende reservoir, når der er overskud af energi. Pumped Hydro Storage har generelt de samme forudsætninger som vandkraftværker i flere niveauer, som allerede er kendt på Færøerne i bl.a. Vestmannaområdet ved Mýruverkið.

### Kemisk lagring:

Kemisk lagring i fx gas kræver, som trykluftslagring, en mulighed for at opbevare gassen. Yderligere er de eksisterende metoder til at fremstille gasserne og konvertere dem tilbage til elektrisk energi forholdsvis ineffektive, hvilket øger omkostningerne betydeligt. Denne lagringstype kan dog blive relevant i forbindelse med elektrificering af skibsfarten.

### Elektrisk lagring

Elektrisk lagring direkte i fx kondensatorbatterier vil ikke kunne anvendes, da det giver for lav lagringsstørrelse.

Almindelige batterier har en noget større lagerkapacitet end kondensatorbatterier, men de nødvendige lagerstørrelser vil komme til at fylde rigtig meget, hvorfor de ikke er interessante i kombination med den stadig høje pris på nuværende tidspunkt. Anvendelsen af teknologien udvikler sig måske i den retning, at der placeres mange små batterier fx i forbindelse med solceller hos private ejere.

### Termisk lagring:

Termisk lagring er en potentiel teknologi, men der findes ikke i dag systemer i drift, der kan demonstrere teknologien. Der findes dog nogle anlæg, som er i kommerciel drift og baserer sig på fx smeltet salt, men disse anvender ikke elektrisk effekt til at opvarme saltet. De bruger i stedet fx CSP (Concentrated Solar Power) til direkte opvarmning.

### **Sammenfatning for energilagring:**

Der er adskillige muligheder for lagring, men langt de fleste er enten i et udviklingsstadium eller med i forsøgsprojekter.

Pumped Hydro Storage er dog en kendt teknologi med god erfaring, og det planlægges p.t. at installere et Pumped Hydro Storage-anlæg på Suderø.

Batterilagring bliver spændende at følge og kan absolut blive interessant, når der fx kommer en del elbiler på Færøerne, eller hvis der bliver installeret batterier i forbindelse med solceller hos private.

---

## FLEKSIBILITET I ELFORBRUGET

Alternativt til energilagring kan fleksibelt elforbrug begynde at spille en aktiv rolle i at balancere elsystemet [Ref. 7]. Flexibelt elforbrug er under konstant udvikling under bl.a. Smart Grid<sup>4</sup>-paraplyen, hvor der arbejdes med forskellige udviklings- og demonstrationsprojekter.

Fleksibilitet i elforbruget kan anvendes bredt inden for fx industrivirksomheder, men specielt i forbindelse med elektrificering af varme- og transportsektoren bliver det relevant også for den enkelte privatforbrugere, da der er tale om store mængder nyt elforbrug, som forholdsvis let kan gøres fleksibelt.

### Elbiler

Elbiler kan gøres fleksible, hvis man i stedet for en simpel antagelse om opladning om natten, gør elbilen til en aktiv fleksibel komponent i elsystemet.

Det betyder – hvis en række af de elbiler, som ikke kører, er tilsluttet elnettet og der er indgået en aftale derom – at elsystemet må trække energi ud af eller lade på batterierne, afhængig af om der er mangel på eller overskud af energi.

Der skal selvfølgelig tages højde for, at elbilen skal have den nødvendige energi til at kunne foretage den kørsel som ejeren har planlagt i den nærmeste fremtid. Batterierne i elbiler kan på sigt give en betydelig fleksibilitet.

### Varmesektoren

Varmesektoren giver optimal fleksibilitet, da varmt vand er langt lettere at opbevare i større mængder end elektricitet – specielt i den del af fjernvarmesektoren, som allerede anvender større varmetanke.

Varmepumper i bygninger er også anvendelige, hvis bygningen har et vandbåret varmesystem. Med en varmtvandstank er deres muligheder for fleksibilitet større, end hvis kun bygningens termiske kapacitet udnyttes.

Fleksibiliteten vil dog være begrænset i anvendelse, fordi størstedelen af fleksibilitet som udgangspunkt blot giver mulighed for at tilpasse forbrug og produktion inden for nogle få timer, hvorefter det begynder at være mere begrænset. Undtaget er dog elbiler og opvarmning, som kan levere fleksibilitet indenfor døgnet, og fjernvarmesektoren som potentielt set kan give fleksibilitet i helt op til uger.

Fleksibilitet er et værktøj, som kan hjælpe til med systemstabiliteten på sekundniveau og energivariationer indenfor døgnet, og potentielt helt op til nogle uger, men fleksibilitet er ikke en sæsonlagring.

---

<sup>4</sup> Smart Grid er et intelligent elnet. Et elnet, der bruger digital kommunikationsteknologi til at registrere og reagere på lokale ændringer af forbrug

Økonomisk er fleksibiliteten attraktiv for elnettet, da den i udgangspunktet ikke kræver væsentlige investeringer ud over den kommunikationsinfrastruktur, der skal til for at aktivere fleksibiliteten. Det kræver dog, at forbrugeren har et økonomisk incitament til at deltage, fordi forbrugeren som udgangspunktet ikke har en gevinst ved at være fleksibel. De økonomiske konsekvenser for fleksibilitet og udnyttelse af fleksibilitet er ikke analyseret i detaljer i arbejdet.

**Sammenfatning for fleksibilitet i elforbruget:**

Fleksibilitet vil som udgangspunkt være attraktivt i et moderne elnet med store andele af fluktuerende produktion.

Elbiler, varmepumper og fjernvarmesystemer vil alle kunne bidrage til fleksibiliteten med tidsintervaller fra nogle få timer og helt op til uger, og elbiler vil herudover kunne bidrage til systemstabiliteten.

Som udgangspunkt kræver ovennævnte produkter kun en ringe investering for at blive fleksible, udover investeringen til kommunikationsudstyr, men der skal være et økonomisk incitament, som gør det interessant for forbrugeren.



## ALTERNATIVE PRODUKTIONSFORMER

Som alternativ til energilagring og fleksibilitet kan alternative produktionsformer overvejes. I det indledende analysearbejde er det overvejet, hvilke teknologier der kan udfylde manglen på vand og vind i løbet af en færøsk sommer-/sensommerperiode.

### Solenergi:

Solenergi er en potentiel teknologi, som – selvom årsproduktionen er mindre end andre steder i verden – godt kan være attraktiv, fordi produktionen fra solceller fortrinsvis ligger i sommerperioden, hvor der netop er brug for den. Solcellerne vil dog stadig have brug for lagring og fleksibilitet for at balancere døgnprofilen til solcellernes produktion, men her er tale om døgnlagring, fremfor sæsonlagring.

### Tidevandsturbiner:

Elproduktion med tidevandsturbiner blev også undersøgt i det indledende analysearbejde [Ref. 8], og netop forudsigeligheden i den type produktion set over hele året, er en kæmpe fordel for et energisystem.

Undersøgelser viser et godt potentiale for tidevandsproduktion på Færøerne, men eftersom teknologien ikke p.t. har et markedsrettet modenhedsniveau er det ikke realistisk at anvende tidevandsturbiner på nuværende tidspunkt. Udviklingen bør dog følges tæt, så det løbende kan vurderes, om teknologien udvikler sig i en positiv retning.

### **Sammenfatning for alternative produktionsformer:**

Både solceller og tidevandsturbiner er teknologier, som vil være attraktive for det færøske elsystem, men solceller vil absolut være mest attraktiv, fordi der er gode erfaringer på nuværende tidspunkt.

Tidevandsturbiner er ligeledes attraktive, med der mangler stadig noget teknologisk udvikling, før det bliver aktuelt. Udviklingen bør dog følges tæt i de kommende år.

## ANALYSER

I forbindelse med arbejdet er der gennemført en række selvstændige analyser, der skal være med til at understøtte anbefalingerne til den bedste vej frem til et færøsk energisystem baseret på 100 % vedvarende energiproduktion. Analyserne er udført af EA Energianalyse fra Danmark, Norconsult fra Norge og Dansk Energi fra Danmark, og resultaterne er beskrevet i det følgende.

Flere af analyserne omhandler også økonomien i varierende grad. Men da alle undersøgelserne inkluderer forskellige andele af udgifterne (fx medtages drift af eksisterende dele af elsystemet eller investeringer i nyt elnet ikke i alle analyser), og da de økonomiske tal opgives forskelligt (årlig afbetaling af investering kontra engangsinvestering) er det ikke muligt at sammenligne de økonomiske resultater direkte.

### Analyse 1 - Optimal sammensætning af produktionen:

EA Energianalyse har gennemført en analyse i Balmorel [Ref. 9], der fokuserer på den økonomisk optimale vej frem mod 100 % fossilfrit elsystem, hvor der fokuseres på sammensætningen af den færøske energiproduktion og udviklingen i energilagrene.

### Analyse 2 - Pumped Hydro Storage-potentiale:

Norconsult har gennemført en detaljeret analyse af potentialet for Pumped Hydro Storage i Vestmannaområdet [Ref. 10], når det almindelige elforbrug, varme- og landtransportsektoren skal forsynes med 100 % vedvarende energi.

### Analyse 3 - Elnettets udvikling:

Dansk Energi har gennemført en analyse af systemstabiliteten i forbindelse med kraftige udbygninger af den vedvarende energiproduktion og indførelse af Pumped Hydro Storage [Ref. 11].

## **ANALYSE 1 - OPTIMAL SAMMENSÆTNING AF PRODUKTIONEN**

EA Energianalyse har anvendt Balmorel til en række simuleringer af, hvordan der skal investeres i ny produktion og energilagring i et færøsk energisystem frem imod 2030, der forsyner både almindeligt elforbrug, varme- og landtransportsektoren med 100 % vedvarende energi.

Balmorel simulerer med et perfekt kendskab (modellen ved alt, hvad der kommer til at ske hele året, som er relevant for analysen) til hele årets fordeling af produktion og forbrug, og gennemfører simuleringerne for et normalår med hensyn til nedbør, vind mv., og alt det skal man være opmærksom på, når resultaterne fortolkes.

Analysen indeholder både hovedsystemet på Færøerne og elsystemet på Suderø og peger også på, hvornår det vil være økonomisk optimalt at sammenkoble disse to systemer.

Udbygningerne med Pumped Hydro Storage foregår i Vestmannaområdet, ved at der pumpes mellem reservoirerne ved Mýrarnar og Heygadal, og alle øvrige vandreservoirer anvendes aktivt i styringen af det samlede energisystem. De øvrige vandreservoirer bidrager derfor med fleksibilitet til systemet.

Resultaterne viser klare tendenser til en fortsat investering i vindenergien som den dominerende energikilde på Færøerne. Specielt omkring år 2025 og frem har modellen en klar begrænsning af, hvor meget CO<sub>2</sub> der må udledes, hvis målet med nul CO<sub>2</sub> skal opfyldes i år 2030.

Omkring år 2025 foreslår modellen, at der investeres i et forholdsvis stort antal solceller, som kan være med til at dække den begrænsede energitilførsel fra vind og vand hen over sommeren.

Balmorel-modellen fastslår mindre lagre end de øvrige modeller og analyser, men det kan skyldes, at modellen udnytter fleksibilitet i den eksisterende vandkraft, samt at Balmorel som model arbejder med 'perfekt kendskab', som betyder, at modellen allerede 1. januar ved, hvor meget der skal spares på vandkraften, fordi den allerede på det tidspunkt kender det eksakte forhold mellem forbrug og produktion på vind og vand mv. for hele året. Forudsætningen for EA's analyser er baseret på en gennemsnitsår og antager, at det nye Sundsværk kan indsættes i de perioder, hvor der mangler vand eller vind.

Resultaterne viser, at investeringer i lagring i de fleste simuleringer starter i midten af 2020'erne og er i alle simuleringerne størst lige inden slutningen af simuleringperioden. Forslag til investeringer starter med vindkraft til at dække nyt energibehov, som følges op af solenergi til at reducere forbruget af fossile brændsler om sommeren, og ender med lagring, som skal fjerne det sidste forbrug af fossile energikilder hen mod 2030.

I Balmorelmodellen foregår investeringerne i løbende trin, hvilket betyder, at modellen hvert år peger på en udbygning af henholdsvis lagerkapaciteten, opsætning af pumper til Pumped Hydro Storage og udvidelse af produktionsapparatet. Sådan vil det ikke foregå i virkeligheden, fordi udbygningerne vil ske i nogle større klumper. Det betyder, at virkeligheden har en anden investeringsprofil, end det modellen foreslår.

Modellen har indbygget priser for alternative produktionsformer, som fx tidevand. Disse teknologier er dog ikke med i resultaterne, fordi tidevandskraft p.t. ikke er økonomisk optimalt. Alternative analyser har dog vist, at modellen vælger tidevand, hvis prisen reduceres kraftigt.

På et tidspunkt i forløbet viser resultaterne, at modellen vælger at investere i en kabelforbindelse mellem hovedsystemet og Suderø. I første omgang er behovet en overføringsevne på 1-2 MW de første mange år, og først hen mod år 2028-2030 viser modellen, at behovet stiger til 3-6 MW.

Det vil i praksis betyde, at når behovet opstår, vil der blive lagt et 60 kV-kabel, som i første omgang drives på 20 kV-niveau, og først, når behovet stiger til 3-6 MW, vil der blive investeret i det øvrige udstyr, så kablet kobles til 60 kV-systemet. Ovennævnte vil ligeledes være en ændring af investeringsprofilen i forhold til modellen.

Resultaterne i Balmorelmodellen viser, at energiprisen fra 2016 og frem imod 2020 vil opleve en mindre stigning, men allerede i år 2024 falder energiprisen til under 2016-niveau og fortsætter med et svagt fald frem imod år 2030.

De årlige omkostninger på systembasis starter på lidt over 400 millioner DKK per år i 2016, stigende til lidt over 650-700 millioner DKK per år i 2030. Dette inkluderer nyinvesteringer i både produktionskapacitet og transmissionsnet, samt drift og afskrivning af eksisterende transmissions- og produktionskapacitet.

**Sammenfatning af optimal sammensætning af produktionen:**

Resultaterne viser en klar tendens til, at modellen vælger først at udvide produktionen med vindkraft, for herefter at satse på opstilling af solceller og først på et sent tidspunkt anbefaler brugen af Pumped Hydro Storage og forøgelse af lagrene.

Modellen peger på, at det på et givet tidspunkt vil være økonomisk attraktivt at forbinde hovedsystemet med Suderø.

Man skal være opmærksom på, at modellen foreslår investeringerne i løbende trin, og at den ikke tager hensyn til, at en række udbygninger er nødt til at foregå i større klumper.

Det betyder, at de virkelige investeringer vil være anderledes end modellens foreslåede investeringsmodel.

## ANALYSE 2 - PUMPED HYDRO STORAGE-POTENTIALE

Norconsults model fungerer ikke efter samme princip som Balmorel, idet den i udgangspunktet er en mere detaljeret model til styring af vandkraft og Pumped Hydro Storage. Analyserne i denne model er således ikke økonomisk optimeret, men bygger alene på en optimering af specifikke udvidelser af reservoirerne i Vestmannaområdet, samt opførelse af pumpe- og generatorstationer.

Denne metode til optimering giver en forholdsmæssig større andel af curtailment<sup>5</sup> i mange af de udarbejdede simuleringer, fordi mængden af installeret vind er noget større, end fx Balmorelmodellen arbejder med. Et interessant resultat er dog, at samtlige simuleringer ligger med over 90 % vedvarende energiproduktion – både simuleringerne med lav curtailment og i de simuleringer, hvor de eksisterende vandreservoirer ikke udvides. At 90 % vedvarende energiproduktion kan opnås uden udvidelse af reservoirer er et interessant resultat.

Simuleringerne bygger på vind og vanddata for mere end 11 varierende år, hvilket giver modellen en vis robusthed, og resultaterne bygger på alt fra meget tørre og vindfattede år til meget våde og vindrige år og en række kombinationer mellem disse to yderpunkter.

Data fra en længere periode, som også inkluderer tørår, betyder, at resultaterne vil vise en konservativ tilgang og pege på, at udbygningerne skal være meget større, end hvis simuleringerne var udført med data fra et normalår. Men eftersom de øvrige produktionsapparater (dieselværker) på Færøerne er i en god stand, vil de i mange år kunne bidrage i tørre og vindfattede år.

I denne model vil investeringerne blive udført i udbygninger med kun ”hele” anlæg, og det skal man være opmærksom på, når resultaterne sammenlignes med de andre modeller.

Resultaterne viser en klar tendens til, at fossil produktion primært kommer hen over sommeren i tørre år, hvilket peger på en øget andel af solenergi. Scenarierne med meget sol indikerer det samme, også i de tilfælde hvor mængden af vandkraft reduceres. Her vil det stadig være muligt at holde systemet på 100 % vedvarende energiproduktion i hele simuleringensperiode.

I debatten omkring implementering af Pumped Hydro Storage har der tidligere været peget på en løsning, hvor energien til pumperne kommer fra vindmøller som ikke er tilsluttet nettet, og hvor den eneste forbindelse til nettet er produktionen fra vandkraften. Denne løsning har dog langt flere ulemper og udfordringer end fordele, specielt når andelen af den vedvarende energiproduktion i systemet stiger. En særlig udfordring er bl.a., at pumperne skal kunne håndtere vindmøllernes spidsbelastning og øgede tab, da al energi fra vindmøllerne skal gennem pumper og turbiner, før den når forbrugeren.

---

<sup>5</sup> Curtailment er når der bevidst skrues ned for vindmøllers produktion, selv om der er vind til højere produktion, af hensyn til at der ikke er forbrug nok til at aftage effekten i elsystemet.

Analysen fra Norconsult omhandler kun hovedsystemet, og en kabelforbindelse mellem hovedsystemet og Suderø er således ikke behandlet.

De samlede omkostninger varierer fra ca. 2,2 milliarder DKK til ca. 3,6 milliarder DKK. Disse omkostninger inkluderer udelukkende investeringsomkostningerne i ny vind-, sol- og vandproduktion, hvor vandproduktionen inkluderer både udvidelser af eksisterende vandkraftværker, nye pumper til vandkraftværker samt øgninger af dæmninger, og således hverken afskrivninger eller andre øvrige omkostninger til elsystemet.

**Sammenfatning af Pumped Hydro Storage-potentiale:**

Norconsults model bygger alene på en optimering af specifikke udvidelser af reservoierne i Vestmannaområdet, samt opførelse af pumpe- og generatorstationer.

Resultaterne peger på en større curtailment, blandt andet fordi simuleringerne arbejder med en større andel af vindenergi.

Modellen bygger på data fra mere end 11 år og sikrer også 100 % vedvarende energiproduktion i år med meget lidt vind og vand og vil derfor pege på en række udbygninger, som ligger i den høje ende.

Udbygningerne udføres kun i "hele" anlæg, som betyder at der hen over perioden investeres i anlæg, hvor det fulde behov først kommer senere.

---

### ANALYSE 3 - ELNETTETS UDVIKLING

De store ændringer i både forbrug og produktion vil kræve en væsentlig udbygning af elnettet på Færøerne. Der er udarbejdet et teknisk notat [Ref. 11], som kort beskriver de 60 kV-højspændingsstrækninger og hovedtransformerstationer som skal udbygges, samt hvilke forholdsregler der skal tages, hvis N-1 kriteriet skal overholdes i de yderst liggende driftssituationer i elsystemet. Analysen omfatter kun 60 kV-systemet og således ikke mellem- og lavspændingssystemet. Analysen er gennemført med Power Factory<sup>6</sup>, hvor Dansk Energi igennem de seneste mange år har udarbejdet en model over det færøske elsystem for SEV.

Knudepunktet for reguleringen af spændingen ligger i dag ved Sundsværket, men vil flytte sig mod Vestmanna, efterhånden som udbygningen i dette område kommer og dieselmaskinerne på Sundsværket vil være i mindre og mindre drift.

Det betyder, at forbindelserne fra Vestmanna bliver endnu vigtigere, da energiflowet i dag normalt er fra Sundsværket og ud imod henholdsvis Vestmanna og Skalabotn, men i fremtiden vil energien fra Vestmanna til Skalabotn og den nordlige del af Færøerne skulle passere over koblingsstationen ved Sundsværket.

Årsagen er at forbindelsen mellem Vestmanna og Skalabotn er en forholdsvis svag forbindelse, som hurtigt vil blive overbelastet. Alternativt kan forbindelsen mellem Vestmanna og Skalabotn forstærkes/udvides, hvilket der absolut bliver behov for, når der etableres et nyt lager, som giver en endnu større produktion i Vestmanna.

Hvis den vedvarende energiproduktion (hovedsageligt vind) placeres de rigtige steder i nettet, vil den ikke give samme udfordringer med overbelastninger som produktionen i Vestmanna.

I forbindelse med systemstabilitet fokuserer modellen på frekvensen og muligheden for at opretholde den i kritiske fejlsituationer. Med de tilslutninger, som analysen fra EA-Energianalyse og Norconsult peger på inden år 2025, vil hovednettet ikke kunne overleve en pludselig udkobling af en 12 MW vindmøllepark, medmindre der er et Pumped Hydro Storage-anlæg i drift, som er i stand til at kompensere. Alternativer er at der aktivt foretages afkobling af forbrugere, eller at der som minimum er én af dieselgeneratorerne i drift eller en batterikapacitet i samme størrelsesorden.

Suderø er med de p.t. forudsatte tilslutninger inden 2025 stabilt i sig selv, og hvis kabelforbindelsen mellem hovedsystemet og Suderø er etableret, vil Suderø faktisk få en større stabiliserende indvirkning på hovednettet end omvendt.

---

<sup>6</sup> PowerFactory er et simuleringværktøj for elnet, som bl.a. anvendes til at simulere elnettets dynamiske opførsel i fejlsituationer.

Resultaterne af 2030-simuleringerne viser, at det er absolut nødvendigt at have et Pumped Hydro Storage, som kan levere aktiv regulering af elnettet, i både produktions- og pumpe-tilstand. Selv i den situation vil det i mange tilfælde være nødvendigt at have 10-15 MW ekstra effekt for at klare et udfald af største enhed, enten i form af batterier eller dieselgeneratorer.

Den største udfordring for systemet bliver manglen på roterende masse i tilfælde af udfald, som kan dække effekten af det, som falder ud.

Jo større vindmølle- eller solcelleparker der opstilles, jo større effekt skal systemet være i stand til at kunne dække ved pludselige udfald. Situationer med store enheder vil derfor udfordre systemet uforholdsmæssigt meget.

En 60 MW-generator på et Pumped Hydro Storage-anlæg vil således stort set kræve, at samtlige dieselmaskiner på Færøerne kører i tomgang, hvis der opstår et pludseligt udfald. Hvis effekten opdeles i 4-6 mindre enheder, som kører individuelt gennem egne transformere, vil det give både større systemsikkerhed og bedre fleksibilitet i driften.

**Sammenfatning af elnettets udvikling:**

I forbindelse med at knudepunktet for produktionen flytter fra Sundsværket og til Vestmanna, bliver der behov for en række forstærkninger. Ikke mindst 60 kV-forbindelsen mellem Vestmanna og Skalabotn vil skulle udskiftes/forstærkes, fordi der i dag er en forholdsvis svag forbindelse.

Allerede i år 2025 vil systemet blive sårbart over for pludselige udfald af produktion, og det skal overvejes, hvordan disse svagheder forebygges.

En kabelforbindelse mellem hovedsystemet og Suderø vil i langt de fleste tilfælde være en større fordel for hovedsystemet end omvendt.

I forbindelse med indkøb af generatorer/pumper til fx et Pumped Hydro Storage-anlæg skal det nøje vurderes, om systemet bedre kan håndtere en række mindre enheder end en stor.

Hvis de fremtidige vindmølleparker placeres rigtigt i nettet, vil de ikke umiddelbart give anledning til væsentlige udfordringer i nettet.



## VEJEN FREM

### ROADMAP

På baggrund af nærværende arbejde har arbejdsgruppen vurderet udbygningen af det færøske energisystem frem mod år 2030, som ikke nødvendigvis er lagt 100 % i faste rammer. Teknologien på alternativer udvikler sig med stor fart inden for både lagring og vedvarende energiproduktion, så de teknologier, der i dag viser lovende tendenser, – vil måske blive overhalet af nye innovative løsninger i fremtiden.

Arbejdsgruppen har derfor udviklet et roadmap med to primære tidshorisonter:

- De første 5 år – med fokus på en større andel af vedvarende energiproduktion med teknologier som fx vindmøller og solceller og den nødvendige udbygning af elnettet til at håndtere effekten.
- Tiden efter 5 år med fokus på stadig udbygning af produktionen af vedvarende energi, men også trinvis udbygning af lagringen til at udnytte den vedvarende energiproduktion optimalt.

### De første 5 år

De første 5 år er med fokus på en øget andel af den vedvarende energiproduktion, som ses i tabel 1. Her er de anlæg, som p.t. allerede er i udbud, markeret med grønt. Udviklingen af forbruget er taget fra den første fase i arbejdet.

Den øvrige udbygning er arbejdsgruppens bud set i et 5 års perspektiv:

De første 5 år	2019	2020	2021	2022	2023
Forbrug [GWh]	350	370	391	412	433
Vindkapacitet [MW]	+12 Suderø	+18	+18		+20
Solkapacitet [MW]		+2		+8	
Pumped Hydro Storage-kapacitet [MW]		+4/+6 Suderø			

Tabel 1: Roadmap de første 5 år.

Der er allerede startet udbud for at opsætte vindmøller på Suderø i 2019 og i 2020 planlægges også et Pumped Hydro Storage-anlæg på Suderø med 4 MW-turbiner og 6 MW-pumper. Dette kan give erfaringer med kombinationen af vedvarende energiproduktion og energilagring, som kan bruges i den videre proces for energilagring i hovedsystemet.

Der er ligeledes allerede et udbud i gang for yderligere udbygning med vindkraft i hovedsystemet i 2020. Arbejdsgruppen mener, at der yderligere bør tages initiativer til at få installeret de første solceller (2 MW) i 2020, gerne mindre anlæg placeret forskellige steder på Færøerne. Det vil give nogle erfaringer med differentieret produktionen fordelt forskellige steder på Færøerne.

Frem imod 2023 bør der planlægges yderligere 38 MW vindenergi og 8 MW solenergi, så den samlede udbygning af vindkapacitet omfatter knapt 70 MW vindmøller og 10 MW solceller inkl. et Pumped Hydro Storage-anlæg på Suderø, som allerede planlægges. Det vil formentlig øge systemets curtailment i denne periode på grund af overskudsenergi fra fx vindmøller, men samtidig også give bedre mulighed for at drive systemet med en stigende andel vedvarende energi.

Der vil ikke inden for de første 5 år være kritisk behov for et dedikeret energilager. Den almindelige udvikling af forbruget bør yderligere hjælpe til en bedre udnyttelse af den vedvarende energi.

Den øgede erfaring med mere vind, en andel af solceller og et Pumped Hydro Storage anlæg på Suderø vil i perioden kunne indgå i vurderingen om hvad der skal ske efter de første 5 år

### Efter 5 år

Efter 5 år estimeres det, at den kontinuerte udbygning af vedvarende energiproduktion når et punkt, hvor der vil være betydelige andele, som skal curtailes, og det bør derfor overvejes, om der skal introduceres lagring parallelt med yderligere udbygning af den vedvarende energi, som vist i tabel 2. Denne vurdering kan suppleres med nye/andre produktionsformer, som måske har udviklet sig i den mellemliggende periode.

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Forbrug [GWh]</b>	<b>454</b>	<b>475</b>	<b>499</b>	<b>524</b>	<b>548</b>	<b>572</b>	<b>600</b>
<b>Vindkapacitet [MW]</b>		+20		+30		+30	
<b>Solkapacitet [MW]</b>	+10	+20		+20		+20	
<b>Pumped Hydro Storage-kapacitet [MW]</b>	+70 pumpe +40 turbiner					+70 pumpe +40 turbiner	
<b>Udvidelse af vandre-servoarer</b>				<----- X ----->			X-->
<b>Nye turbiner (ikke PHS-anlæg) [MW]</b>	+25						
<b>Kabel til Suderø</b>				<b>20 kV drift</b>			<b>60 kV drift</b>

Tabel 2: Roadmap efter de første 5 år frem mod år 2030.

Det vurderes p.t., at det første stadie af Pumped Hydro Storage i hovedsystemet kan anvende ekstra turbiner og pumper i de eksisterende reservoirer, og det sker omkring år 2024-2025. Endvidere at en forøgelse af reservoirerne først er nødvendig, når udbygningen med vedvarende energiproduktion tager større fart og tiden nærmer sig år 2030.

De nye turbiner i tabellen vil være separate fra Pumped Hydro Storage-anlægget, idet det indeholder både pumper og turbiner med generatorer. De nye turbiner er placeret ved havoverfladen, således at der undgås overløb i den nedre del af Pumped Hydro Storage-anlægget, selv når Pumped Hydro Stage producerer med maksimal kapacitet.

Det forventes p.t ikke, at det bliver nødvendigt at påbegynde udvidelser af vandreservoirer i hovedsystemet før slutningen af 2020'erne, men driften af Pumped Hydro Storage-systemet på Suderø, samt aktiv anvendelse af de eksisterende reservoirer vil senest i år 2025 give et bedre beslutningsgrundlag for, hvad der bliver nødvendigt i fremtiden.

Sol og vind vil sandsynligvis også skulle udvides kraftigt, og en forventelig gennemsnitlig udbygning af vind- og solkraften ligger samlet set på et sted mellem 20 og 30 MW hvert andet år.

Der vurderes ligeledes, at efter år 2025 vil et kabel til Suderø sandsynligvis være en fordel for det samlede system. Kablet bør tilsluttes på 20 kV-niveau og først senere opgraderes til 60 kV, hvilket samtidig øger mulighederne for at have endnu mere vedvarende energiproduktion på Suderø.

---

## REFERENCELISTE

- Ref. 1: Kabelforbindelse til Island,  
*ORKA 2018.*
- Ref. 2: Virkisætlan 2014,  
*Landsstyret, 2014.*
- Ref. 3: Høring vedrørende fremtidsscenarier for energisystemet på Færøerne,  
*Dansk Energi, 2016.*
- Ref. 4: Scenarienotat  
*Dansk Energi, 2016.*
- Ref. 5: Sammenfatning af scenarier for energilagring på Færøerne,  
*Dansk Energi, 2017.*
- Ref. 6: Energilager,  
*ORKA, 2018.*
- Ref. 7: Fleksibelt elforbrug på Færøerne,  
*Dansk Energi, 2017.*
- Ref. 8: Alternative produktionsformer,  
*SEV, 2018.*
- Ref. 9: Balancing a 100% renew-able electricity system - Least cost path for the Faroe Islands,  
*Ea Energy Analyses, 2018.*
- Ref. 10: 100% fornybar kraft - Pumpekraft, vind og sol,  
*Norconsult, 2018.*
- Ref. 11: Stabilitet og udbygning af elnettet,  
*Dansk Energi, 2017.*