



## **Elselskabet SEV**

# Muligheder for at dække det stigende el-forbrug på Suderoy

## Idéoplæg

Rev. 2  
27. juni 2013

## Juni 2013



Ingeniørfirmaet P.A. Pedersen A/S  
Rosenørns Allé 9 - 1970 Frederiksberg C  
Telefon 35 24 55 55 - Telefax 35 24 55 66

## INDHOLDSFORTEGNELSE

1.	Indledning.....	4
2.	Elforbrug .....	5
2.1	Nuværende situation.....	5
2.2	Forventet udvikling .....	5
3.	El-produktion.....	7
3.1	Nuværende produktionsapparat.....	7
3.1.1	Fordeling af produktionen (vand, olie).....	9
3.2	Behov for reserver .....	10
3.2.1	Rullende reserve .....	10
3.2.2	Standby reserve .....	10
3.2.3	Reserve for havari og vedligehold.....	10
3.3	Nuværende produktionskapacitet i relation til fremtidigt forbrug .....	11
3.3.1	Energi .....	11
3.3.2	Effekt .....	13
4.	Mulige løsningsmodeller .....	15
4.1	Udvidelse af produktionskapacitet på Vaagsværket .....	16
4.2	Etablering af søkabel fra hovedområdet til Suderø .....	17
4.2.1	Fordeling af produktion på vind og olie .....	18
5.	Økonomiske vurderinger af løsningsmodellerne .....	20
5.1	Udvidelse af Vaagsværket.....	21
5.1.1	Anlægsøkonomi.....	21
5.1.2	Brændstofomkostninger .....	21
5.1.3	Smøreolieomkostninger.....	24
5.1.4	Øvrige drifts- og vedligeholdsmkostninger.....	24
5.2	Søkabel med tilhørende stationsanlæg og reaktorspole .....	24
5.2.1	Anlægsøkonomi.....	24
6.	Konklusion .....	26
6.1	Sammenstilling af økonomien for de to løsningsmodeller.....	26
6.2	Øvrige aspekter.....	27
6.2.1	Ekstra kabel til Sandoy.....	28
6.2.2	Ekstra udnyttelse af eksisterende vindmøller .....	28
6.2.3	Reducerede krav til reservekapacitet.....	28
6.2.4	Rationalisering af driften.....	29

6.2.5	Udnyttelse af fremtidige produktionsformer .....	29
6.3	Sammenfattende konklusion .....	29

## REFERENCER

- [1] ”A Comprehensive Plan for Electric Energy in the Faroe Islands”  
Ministry of Trade and Industry, 2011
  
- [2] “Sproule - Worldwide Petroleum Consultants” April 2013  
<http://www.sproule.com/forecasts>
  
- [3] ”U. S. Energy Information Administration” (EIA)  
[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/IF\\_all.cfm#oil\\_price](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/IF_all.cfm#oil_price)
  
- [4] ”World Bank Commodity Price Data”  
<http://knoema.com/WBCPD2013Mar/world-bank-commodity-price-data-pink-sheet-march-2013>

## 1. Indledning

I den senere tid er el-forbruget på Suderø steget markant – først og fremmest på grund af aktivitetsudvidelser i fiskeindustrien.

Suderø er elektrisk set isoleret fra resten af Færøerne og er således henvist til at have lokal produktionskapacitet, der til enhver tid er tilstrækkelig til at dække el-forbruget på øen – også i situationer, hvor største enhed er under revision eller ramt af havari.

El-produktionen på Suderø er baseret på en kombination af vandkraft og oliebase-rede motorgeneratorer. Der er ingen vindkraftproduktion.

En nærliggende løsning ville være at udvide den lokale produktionskapacitet på øen. Det kunne ske ved at udvide den oliebase-rede produktion med en ekstra motorgenerator. Udvidelse af den lokale vandkraftproduktion er også tænkelig, mens muligheden for at løse problemet med vindkraft ikke umiddelbart er realistisk, da det vil være meget begrænset, hvor meget vindkraft det relativt lille el-net vil kunne tåle uden at blive ustabil.

Hvis man imidlertid forbandt Suderø med SEV's hovedområde via et søkabel, ville det dels åbne væsentligt bedre muligheder for at anvende vindkraft på Suderø, og det ville reducere behovet for reservekapacitet, da Suderø kunne dele sine reserver med hovedområdets.

Hovedformålet med nærværende idéoplæg er at analysere de forskellige muligheder for at fremskaffe tilstrækkelig el-forsyning til Suderø – enten via udvidelse af den lokale produktionskapacitet eller via etablering af et søkabel eller evt. en kombination af begge dele.

## 2. Elforbrug

### 2.1 Nuværende situation

El-forbruget på Suderø var i 2011 på 24.700 MWh med en maksimalbelastning på ca. 4,5 MW efter en årrække med en ganske beskedne udvikling i forbruget. I 2012 skete der imidlertid en kraftig forbrugsstigning – først og fremmest på grund af en nystartet fiskefabrik i Tvøroyri. Energiforbruget steg i 2012 med ca. 4.750 MWh (ca. 20 %), og maksimalbelastningen steg med ca. 2 MW (ca. 44 %).

### 2.2 Forventet udvikling

Som det fremgår af ovenstående, er der på det seneste sket meget markante og pludselige ændringer i forbruget, så det vil ikke være rimeligt at estimere det fremtidige forbrug som en simpel fremskrivning af den seneste tids udvikling.

En realistisk fremskrivning af forbrugsudviklingen opnås bedst ved at skille forbruget i to dele:

- Forbrug i ny fiskefabrik
- Øvrigt forbrug

Både i SEV's hovedområde og på Suderø kan det konstateres, at der på det seneste har været markante forskelle på forbrugsudviklingen inden for forskellige sektorer. Forbruget inden for fremstilling, produktion og byggeri er steget betydeligt, mens der har været faldende forbrug inden for boligopvarmning.

Den samlede forbrugsstigning på Suderø fra 2011 til 2012 er ca. 4.750 MWh, og sammenholdt med fiskefabrikkens forbrugsstigning kan det konstateres, at forbruget hos "øvrige forbrugere" har været svagt faldende.

Vurderingen er, at dette mønster ikke vil ændre sig markant i de kommende år.

Forbruget i den nye fiskefabrik er vurderet separat (som anført i nedenstående tabel), og forbruget hos "øvrige forbrugere" er gennemregnet med den forventede 0 % stigning og (til sammenligning) med en 2 % stigning.

*Forbrugsfremskrivning, Suderø*

År	Fiskefabrik		Øvrige forbrugere		Suderø i alt		Øvrige forbrugere		Suderø i alt	
	Effekt MW	Energi MWh	Effekt MW	Energi MWh	Effekt MW	Energi MWh	Effekt MW	Energi MWh	Effekt MW	Energi MWh
2011	0,00	0	4,50	24.700	4,50	24.700	4,50	24.700	4,50	24.700
2012	1,77	4.750	4,59	25.194	6,36	29.944	4,50	24.700	6,27	29.450
2013	2,50	6.000	4,68	25.698	7,18	31.698	4,50	24.700	7,00	30.700
2014	2,50	6.000	4,78	26.212	7,28	32.212	4,50	24.700	7,00	30.700
2015	2,50	6.000	4,87	26.736	7,37	32.736	4,50	24.700	7,00	30.700
2016	2,50	6.000	4,97	27.271	7,47	33.271	4,50	24.700	7,00	30.700
2017	2,50	6.000	5,07	27.816	7,57	33.816	4,50	24.700	7,00	30.700
2018	2,50	6.000	5,17	28.373	7,67	34.373	4,50	24.700	7,00	30.700
2019	2,50	6.000	5,27	28.940	7,77	34.940	4,50	24.700	7,00	30.700
2020	2,50	6.000	5,38	29.519	7,88	35.519	4,50	24.700	7,00	30.700
Stigning, øvrige										
Ordinært forbrug			2%				0%			
Elektrificering			0%				0%			

Tabel 2.2-1

### 3. El-produktion

#### 3.1 Nuværende produktionsapparat

Med udgangen af 2012 er det samlede produktionsapparat på Suderø som angivet i nedenstående tabel.

*Produktionsenheder på Suderø ultimo 2011*

Placering	Enhed	Maksimal ydelse [MW]	Type	Fabrikat	Brændstof	Etableret	Driftstimer ult.2012
<i>Vandturbiner</i>							
Botn	T1	1,00	Pelton	Voith		1965	178.000
Botn	T2	2,00	Francis	Voith		1966	136.000
	I alt	3,00					
<i>Dieselmotorer</i>							
Tvøroyri	M1	2,00	4-takt	Nohab	Gasolie	1973	82.000
Vagur	M1	2,70	4-takt	Krupp Mak	Svær fuel	1983	107.000
Vagur	M2	2,70	4-takt	Krupp Mak	Svær fuel	1983	110.000
Vagur	M3	4,32	4-takt	Caterpillar	Svær fuel	2004	46.000
	I alt	11,72					

Tabel 3.1-1

Som det fremgår, er den samlede effekt på motorgeneratorerne 11,72 MW, mens den samlede effekt på vandturbiner er 3 MW.

Ud over produktionsenhedernes evne til at levere effekt har det også betydning, i hvor stort omfang der kan lagres energi i systemet. For de aktuelle produktionsformer er det kun vandkraftanlæggene, der kan lagre energi i betydelige mængder. Dette sker i form af indholdet i de reservoirer, som forsyner vandturbinerne.

Den energimængde, der kan lagres i et reservoir, er bestemt af reservoirvolumen ( $m^3$ ) og faldhøjden (m), som er højdeforskellen imellem overfladen i reservoiret og vandturbinen. Ved ethvert reservoir, som typisk er en opdæmmed sø, er højeste vandstand defineret ved toppen af dæmningen, og laveste vandstand er dels bestemt af, hvor afløbet er placeret, og dels (ikke mindst) bestemt af hensyn til natur og miljø. Reservoirvolumen er forskellen på vandmængden ved højeste og laveste vandstand. Reservoirvolumen afgør, hvor store energimængder der kan oplagres. Et større reservoir giver ikke i sig selv større energiproduktion på årsbasis. Energiproduktionen på årsbasis er primært bestemt af tilstrømningen, der ikke er påvirket af reservoirvolumen, men af nedbøren på det areal der, via kanaler og tunneller, har afløb til reservoir.

Hvis man skal udnytte vandet optimalt, skal der være en balance imellem risiko for overløb (hvis produktionen sker ved for høj vandstand) og dårlig udnyttelse af energien (hvis produktionen sker ved for lav vandstand med deraf følgende mindre faldhøjde). Erfaringerne viser, at det ikke er hensigtsmæssigt ved normal drift at udnytte mere end de øverste ca. 45 % af reservoirindholdet.

Nedenstående tabel viser for hvert reservoir på Suderø den volumen, som kan udnyttes til vandkraftproduktion. Her skelnes imellem den del, der anvendes til normal drift (de øverste ca. 45 %), og den del der yderligere kan anvendes til vandkraftproduktion (med dårligere udnyttelse), hvis man kommer i effektmangel.

Til brug for efterfølgende energibetragtninger er disse volumener omregnet til energimængder, og det er beregnet, hvor lang tid det tager at tømme reservoiret, hvis der produceres med fuld kapacitet på alle de turbiner, der drives af vand fra det pågældende reservoir.

*Vandkraftreservoirer på Suderø*

Reservoir	Anvendt ved normal drift		Yderligere i nødsituationer		Vandforbrug [m <sup>3</sup> /MWh]	Produktions- kapacitet [MW]	Tømmetid normal [h]
	Volumen [m <sup>3</sup> ]	Energi [MWh]	Volumen [m <sup>3</sup> ]	Energi [MWh]			
Vatnsnesvatn (T2)	320.000	154	380.000	154	2.460	2,0	77
Ryskivatn (T1)	190.000	101	235.000	125	1.883	1,0	244
Midvatn (T1)	270.000	143	330.000	175	1.883		
	I alt	399		455			

Tabel 3.1-2



### 3.1.1 Fordeling af produktionen (vand, olie)

Produktionskapaciteten på hhv. vand (turbiner) og olie (motorgeneratorer) fremgår af tabel 3.1-1.

Produktionens fordeling på de enkelte enheder fremgår af nedenstående tabel, der er baseret på data fra SEV's fjernkontrolsystem.

*El-produktionsfordeling på Suderø 2011*

	Vågsverkiø. [MWh]			Botn elv. [MWh]		[MWh]	[MW]
	MG1	MG2	MG3	T1	T2	I alt	Maks.bel.
Januar	12	118	1.791	162	165	2.248	4,36
Februar	210	258	1.026	109	312	1.915	4,35
Marts	30	170	1.759	60	184	2.203	4,21
April	1	96	1.552	53	184	1.886	3,79
Maj	25	348	1.210	73	255	1.911	3,77
Juni	109	219	1.320	80	143	1.871	4,02
Juli	78	374	966	195	259	1.872	3,93
August	0	63	1.424	186	314	1.986	3,92
September	79	275	1.356	110	176	1.996	4,03
Oktober	519	990	0	188	371	2.068	3,99
November	413	188	1.085	162	247	2.096	4,44
December	285	55	1.235	264	473	2.312	5,06
Året i alt	1.761	3.154	14.723	1.641	3.084	24.364	4,36
	Motorgeneratorer			Vandturbiner		Samlet	
Årsproduktion	19.638			4.725		24.364	

Tabel 3.1.1-1

Af samme tabel fremgår det, at MG3 på Vaagsværket i 2011 alene står for 60 % af den samlede produktion på Suderø, og at den har kørt med en benyttelsestid på ca. 3.400 timer (Benyttelsestid = Årsproduktion / NominelEffekt)

Det fremgår ligeledes, at vandkraftproduktionen udgør knap 20 % af den samlede produktion, og at de to vandkraftturbiner kører med benyttelsestider på ca. 1.600 timer.

## 3.2 Behov for reserver

### 3.2.1 Rullende reserve

Med rullende reserve menes den ubenyttede kapacitet på indkoblede enheder – dvs. forskellen imellem deres samlede kapacitet og det aktuelle forbrug i systemet.

Der er løbende behov for rullende reserver af følgende grunde:

- Forbruget kan (stort set) ikke styres, men varierer med tiden (hen over døgnet og hen over året). Derfor må der hele tiden være så meget overskydende kapacitet på de kørende produktionsenheder (rullende reserve), at de kan klare de forbrugsstigninger, der kan opstå inden for den tid, det tager at starte og indkoble en ekstra enhed.
- I større systemer med mange produktionsenheder opretholdes normalt en rullende reserve, der er stor nok til, at systemet kan tåle udfald af en enkelt enhed (N-1 princippet). På Suderø kan en enkelt enhed klare belastningen alene i betydelige perioder, og her accepteres det, at systemet står og falder med denne enhed, da det ellers ville medføre drift ved lave belastningsgrader og dermed følgende dårlig økonomi.

### 3.2.2 Standby reserve

Med forbrugets variation over døgnet og året startes og stoppes produktionsenheder efter behov, således at forbruget dækkes, og kravet til rullende reserver opretholdes. Det betyder, at der også i perioder med mindre forbrug skal være enheder klar til start (standby reserve), når forbruget stiger. Ligeledes skal der være standby reserve, der kan startes op som erstatning i tilfælde af havari på en kørende enhed.

Det samlede behov for rullende reserve plus standby reserve for en given periode kan beregnes som:

- Kapacitet svarende til den maksimale belastning i perioden.
- Plus rullende reserve (se ovenfor).

### 3.2.3 Reserve for havari og vedligehold

Alle produktionsenheder er i perioder ude af drift, fordi der skal udføres planlagt vedligehold, eller fordi de har været udsat for et havari.

De forskellige typer af produktionsenheder har forskellige krav til servicering. I nærværende analyse regnes der med, at de er til rådighed som anført i nedenstående tabel.

	Til rådighed		Reserve til vedligehold
	Timer pr. år	Andel af tiden	
Vandkraft	7.500	86%	17%
Diesekraft	7.000	80%	25%

Tabel 3.2.3-1

Den samlede produktionskapacitet skal således altid være så meget større end forbruget, som ”Reserve til vedligehold” angiver i ovenstående tabel.

### 3.3 Nuværende produktionskapacitet i relation til fremtidigt forbrug

Med udgangspunkt i forventningerne til det fremtidige forbrug (afsnit 2.2) og det nuværende produktionsapparat (afsnit 3.1 med underafsnit) kan behovet for en snarlig udvidelse af produktionskapaciteten vurderes – både på grundlag af energibetragtninger og effektbetragtninger, som vist i det følgende.

#### 3.3.1 Energi

Energiproduktionen på vandturbinerne er direkte knyttet til tilstrømningen, som må forventes uændret i de kommende år.

*Årsproduktion, Vandkraft, Suderø*

Værk	Turbine	Maks effekt [MW]	Benyttelsestid Timer/år	Årsproduktion [MWh]
Botn	T1	1,0	1.645	1.645
Botn	T2	2,0	1.544	3.087
I alt				4.732

Tabel 3.3.1-1

Driftsmæssigt klassificeres motorgeneratorerne som grundlastenheder (med op til ca. 7.000 driftstimer om året), spidslastenheder (med op til ca. 1.000 driftstimer pr. år) eller nødaggater (med op til 100 driftstimer om året).

De nuværende motorgeneratorer på Suderø er klassificeret som følger:

*Eksisterende dieselgeneratorers roller*

Værk	Motor	Aggregatroller	
		2012-18	2019-
Tvøroyri	M1	Nøddrift	Nøddrift
Vagur	M1	Spidslast	Nøddrift
Vagur	M2	Spidslast	Nøddrift
Vagur	M3	Grundlast	Spidslast

Tabel 3.3.1-2

Som det fremgår, er MG3 klassificeret som grundlastenhed frem til og med 2018, hvor den er tæt på at have brugt hele sin forventede "levetid" og derfor nedklassificeres til spidslastenhed. På samme tidspunkt nedklassificeres MG1 og MG2 på Vaag fra spidslast til nøddrift, da de (allerede i 2012) har rundet 100.000 timer.

Produktionskapaciteten på motorgeneratorerne er dels bestemt af de enkelte enheders størrelse og dels af det mulige antal driftstimer, og endelig af den gennemsnitlige belastningsgrad. Baseret på erfaringer fra hovedområdet, hvor der opereres med gennemsnitlige belastningsgrader på ca. 65 %, regnes her med en gennemsnitlig belastningsgrad på ca. 70 %, da der ikke er medregnet rullende reserve for vindkraft. Med udgangspunkt i ovenstående beregnes den maksimale årlige energiproduktion således:

*Maksimal produktion på eksisterende enheder*

Værk	Motor	Maks. effekt MW	Middel- last-%	Årlig produktion MWh	
				2012-18	2019-
Tvøroyri	M1	2,00	70%	140	140
Vagur	M1	2,70	70%	1.890	1.890
Vagur	M2	2,70	70%	1.890	1.890
Vagur	M3	4,32	70%	21.168	3.024
Produktion i alt				25.088	6.944

Tabel 3.3.1-3

Sammenholdes den nuværende energiproduktionskapacitet (fra vandturbiner og motorgeneratorer) med de kommende års forventede forbrug, kan det konstateres, at der ved en 0 % vækst på "øvrigt forbrug" er behov for en kapacitetsudvidelse allerede i 2013, og at produktionskapaciteten med en 2 % vækst allerede var "brugt op" i 2012.

*Sammenstilling af energiforbrug med produktionskapacitet*

År	Vandkraft produktion [MWh]	Kapacitet Motorgen. [MWh]	Samlet forbrug [MWh]	Reserve [MWh]	Samlet forbrug [MWh]	Reserve [MWh]
2011	4.732	25.088	24.700	<b>5.120</b>	24.700	<b>5.120</b>
2012	4.732	25.088	29.944	<b>-124</b>	29.450	<b>370</b>
2013	4.732	25.088	31.698	<b>-1.878</b>	30.700	<b>-880</b>
2014	4.732	25.088	32.212	<b>-2.392</b>	30.700	<b>-880</b>
2015	4.732	25.088	32.736	<b>-2.916</b>	30.700	<b>-880</b>
2016	4.732	25.088	33.271	<b>-3.451</b>	30.700	<b>-880</b>
2017	4.732	25.088	33.816	<b>-3.996</b>	30.700	<b>-880</b>
2018	4.732	25.088	34.373	<b>-4.553</b>	30.700	<b>-880</b>
2019	4.732	3.542	34.940	<b>-26.666</b>	30.700	<b>-22.426</b>
2020	4.732	3.542	35.519	<b>-27.245</b>	30.700	<b>-22.426</b>
Stigning, øvrige						
Ordinært forbrug			2%		0%	
Elektrificering			0%		0%	

Tabel 3.3.1-4

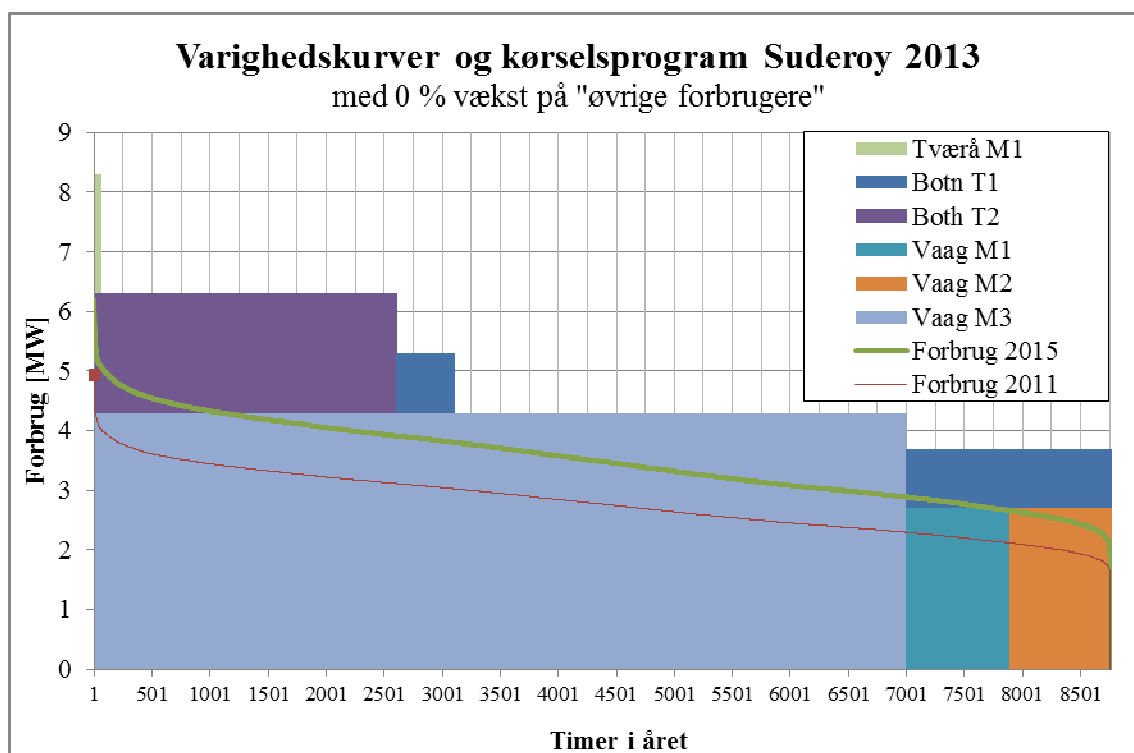
### 3.3.2 Effekt

Til brug for vurdering af effektforholdene opstilles en varighedskurve, der er en simpel sortering af et års effektforbrug efter faldende størrelse.

Varighedskurven for 2011 er kendt. Ved opstilling af varighedskurver for de kommende år forudsættes det, at forbrugsmønsteret er nogenlunde uforandret, således at fremtidige varighedskurver beregnes ved simpel skalering af den kendte kurve fra 2011 efter det fremskrevne energiforbrug.

Som det fremgår af energivurderingerne i afsnit 3.3.1, forventes de nuværende produktionsenheder at kunne klare forbruget frem til 2013.

For at vurdere om produktionsapparatet kan dække effektbehovene, indtegnes de på varighedskurven i et såkaldt kørselsprogram. En varighedskurve med et muligt kørselsprogram for 2013 er vist i nedenstående figur.



Figur 3.3.2-1

Ifølge kørselsprogrammet vil det være muligt med det eksisterende produktionsapparat at dække behovet i 2013, men som det fremgår, er det med relativt høj gennemsnitlig belastningsgrad (over 70 %).

#### 4. Mulige løsningsmodeller

Med den forventede forbrugsudvikling, der er beskrevet i afsnit 2, og med det nuværende produktionsapparat, der er gennemgået i afsnit 3, er der allerede i 2013 behov for en udvidelse af produktionskapaciteten, og uanset hvilken af de to vækstrater, der regnes med, vil MG3's levetid udløbe inden for den tidshorizont, der regnes med her. Først gives en kort gennemgang af de mulige løsningsmodeller for at vælge de mest realistiske ud til en mere detaljeret behandling i de efterfølgende underafsnit.

*Vindkraft* er principielt en oplagt mulighed, når der skal skaffes øget el-produktion. Vindkraft har imidlertid det problem, at produktionen svinger med vinden. Det betyder bl.a., at det øvrige produktionsudstyr altid skal have kapacitet til at dække det fulde forbrug. Vindkraftens varierende produktion (med varierende vind) betyder desuden, at den egner sig bedst til store net, hvor den indgår sammen med meget større, og meget mere stabile, enheder, eventuelt suppleret med stabiliserende batterianlæg. Nettet på Suderø vil have plads til så lidt vindkraft, at det langtfra vil kunne løse det forudsigelige behov for kapacitetsudvidelse.

Hvis der skal etableres så meget vindkraftproduktion på Suderø, at det kan dække det stigende forbrug, vil det kræve supplerende investeringer til anlæg (f.eks. ”pumped storage”), der kan foretage en opbevaring og udglatning af vindkraftproduktionen. De samlede omkostninger til et sådant anlæg vurderes (uden detaljerede beregninger) at blive så store, at løsningen ikke betragtes som realistisk.

Uden stabiliserende tiltag er der næppe plads til mere end en enkelt vindmølle af den type, som er installeret på Neshagi i 2012. En sådan 0,9 MW mølle forventes at kunne producere ca. 3.000 MWh på årsbasis, men da der ikke er sikkerhed for, hvornår vindkraften er til rådighed, vil den ikke ændre forsyningsproblemet væsentligt.

*Vandkraft* er principielt også en oplagt mulighed. Vandkraftpotentialet er primært bestemt af, hvor store vandmængder der kan samles i et reservoir i en passende højde. Der er imidlertid ikke oplagte nye vandkraftpotentialer på Suderø, og der er ikke oplagte muligheder for at udvide tilstrømningen til eksisterende anlæg.

*Oliebaseret produktion* på motorgeneratorer er en mulighed. Det er den produktionsform, der er rygraden i det nuværende produktionsapparat, og det er typisk den løsning, som små isolerede forsyningsnet er henvist til at benytte. Oliebaseret produktion er driftsmæssigt stabil og forudsigelig, og selv om oliepriserne ikke kan forventes

at være stabile eller forudsigelige, er oliebaseret produktion alligevel så realistisk en løsning, at den bliver behandlet mere indgående i afsnit 4.1.

*Tilførsel af produktion fra hovedområdet via søkabelforbindelse.* Som et alternativ til ovennævnte muligheder, der alle omhandler udvidelser af produktionskapaciteten på Suderø, kunne man etablere en søkabelforbindelse og ad den vej supplere med produktion fra hovedområdet. Umiddelbart forekommer det at være en dyr løsning på det kortsigtede problem med forbrugsstigningen. En sammenkobling af Suderø med hovedområdet vil imidlertid have nogle sidegevinster i form af:

- Større net letter muligheden for at opretholde stabilitet og dermed bedre muligheder for at udnytte vindkraft.
- Reduceret behov for reserver.
- Højere grad af fleksibilitet i produktionsplanlægningen.

For at få et samlet overblik over muligheder og konsekvenser i en sådan løsning er den behandlet mere indgående i afsnit 4.2.

#### **4.1 Udvidelse af produktionskapacitet på Vaagsværket**

Som det fremgår af tabel 3.1.1-1, sker al Suderøys oliebaseerede produktion i dag på Vaagsværket, og det forekommer oplagt at placere en produktionsudvidelse samme sted.

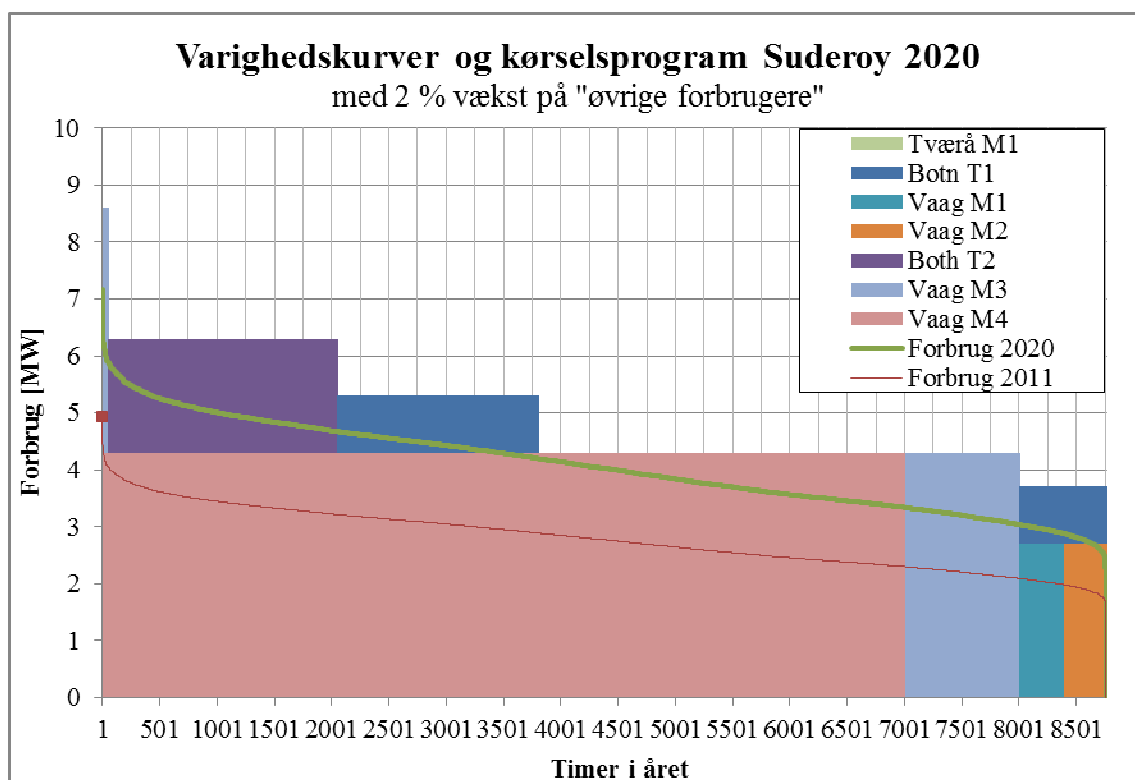
Energibetragtningerne i afsnit 3.3.1, peger på, at der faktisk er behov for en udvidelse allerede i 2013.

Den umiddelbart mest oplagte form for udvidelse vil være etableringen af en MG4 magen til den nuværende MG3.

Som det fremgår af afsnit 3.3.1 kan en sådan motor levere ca. 21.200 MWh, så den vil både kunne dække det forventede merforbrug og overtage noget af produktionen fra MG3, hvis levetid dermed vil kunne forlænges.

Effektforholdene i 2020 kan vurderes med en varighedskurve og et foreslået kørselsprogram som vist herunder.





Figur 4.1-1

Her er MG4 grundlastenhed med 7.000 driftstimer, mens MG3 kører som spidslastenhed med ca. 1.000 driftstimer. Den gennemsnitlige belastningsgrad ligger meget højt (over 80 %).

Da der kan være en række praktiske fordele ved at anskaffe en ny motor magen til MG3, og da den passer udmærket til behovet, er det den løsning, der er gennemregnet (på overslagsniveau) i afsnit 5.

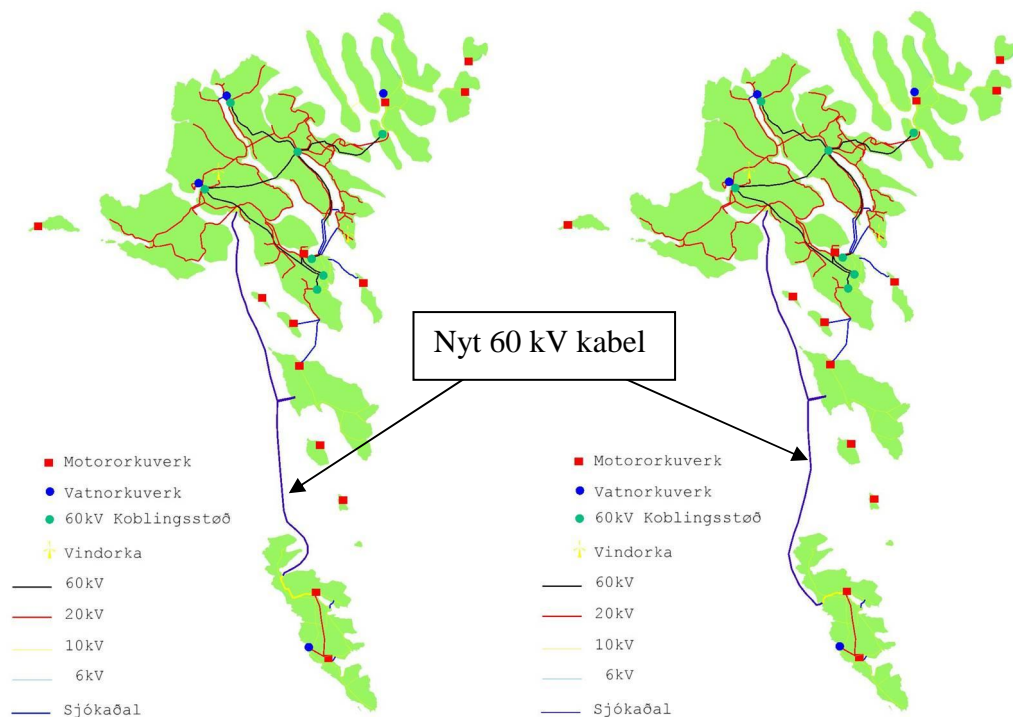
#### 4.2 Etablering af søkabel fra hovedområdet til Suderø

For at få maksimal udbytte af en søkabelforbindelse fra hovedområdet til Suderø skal den dimensioneres således, at der skabes fuld frihed til produktionsplanlægningen, hvilket betyder, at hele forbruget på Suderø skal kunne dækkes via kablet – også i den 20-års periode, som er kablets forventede levetid.

Derfor regnes der med et kabel med følgende specifikationer:

- 60 kV driftsspænding
- 1 kabel med 3 faser
- Ca. 70 km samlet længde

To mulige linjeføringer:



Figur 4.2-1

Som det fremgår af ovenstående, regnes der med et todelt kabel, hvor de to dele er forbundet på Sandoy, hvor der etableres en reaktorspole til kompensering af den kapacitive belastning, som selve kablet udgør. En placering af spolen ca. midt på den samlede kabelstrækning er ideel. I forbindelse med reaktorspolen tænkes også etableret en 60/10 kV transformerstation med mulighed for indføding på el-nettet på Sandoy. Denne mulighed vil udgøre et alternativ til den nuværende hovedforsyning (en 20 kV søkabelforbindelse fra hovedområdet) og dermed reducere behovet for lokal/reserve-produktionskapacitet på Sandoy.

#### 4.2.1 Fordeling af produktion på vind og olie

I anden sammenhæng (”Etablering af nødvendig el-produktionskapacitet, Idéoplæg”) er der gennemført beregninger af den forventede fordeling på de forskellige produktionsformer i hovedområdet. I 2022 forventes 80-100.000 MWh vindkraft (alt efter udbygningsgraden) ud af en samlet produktion på ca. 420.000 MWh, svarende til at vindkraften dækker i området 19 % - 24 % af det samlede forbrug.

Med en søkabelforbindelse må det forventes, at ca. samme procentdel af forbruget på Suderø kan flyttes fra olie til vindkraft, hvilket i 2020 svarer til ca. 8.000 MWh til 10.000 MWh.

## 5. Økonomiske vurderinger af løsningsmodellerne

Selv om det ikke er muligt at gennemføre meget detaljerede beregninger, er det dog nødvendigt via overslagsberegninger at foretage økonomiske vurderinger af de to løsningsmodeller.

Det forudsættes, at vandkraftproduktionen bibeholdes uændret, og at der ikke etableres vindkraft i nævneværdigt omfang.

Vurderingen bliver derfor et direkte forhold imellem oliebaseret produktion på Suderø og energitilførsel via søkabel.

De samlede omkostninger til dækning af Suderøys elforbrug via en udvidelse af Vaagsværket vil omfatte:

1. Renter og afdrag på produktionsanlæg på Vaagsværket
2. Brændstofomkostninger
3. Smøreolieomkostninger
4. Øvrige drifts- og vedligeholdelsesomkostninger

De tilsvarende omkostninger til dækning af det samme elforbrug via etablering af et søkabel vil omfatte:

5. Renter og afdrag på søkabel (inklusive udlægning, stationsanlæg mv.)
6. Renter og afdrag på supplerende produktionsanlæg
7. Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger på søkabel og supplerende produktionsanlæg i hovedområdet.
8. Brændstofomkostninger til supplerende produktionsanlæg i hovedområdet

## 5.1 Udvidelse af Vaagsværket

### 5.1.1 Anlægsøkonomi

Udvidelsen af Vaagsværket omfatter dele med forskellige levetider.

#### *Udvidelse af Vaagsværket, Anlægsøkonomi*

MAK 9M32C	Levetid [timer]	Drift/år [timer]	Afskrivnings- periode [år]	Anlægsomk. [1000 kr.]
Motor	100.000	7.000	15,0	24.000
<b>Investeringer i anlæg med 15 års levetid</b>				<b>24.000</b>
Tankanlæg			30	7.000
Skorsten			30	7.400
Bygning			30	7.000
10 kV fordelingsanlæg			30	1.000
<b>Investeringer i anlæg med 30 års levetid</b>				<b>22.400</b>

Tabel 5.1.1-1

Anlægsoverslaget omfatter følgende:

- Motorgenerator med alt nødvendigt hjælpeudstyr
- Overjordisk, dobbeltvægget og uisoleret konsoltank
- Komplet enkeltrørsskorsten
- Komplet tilbygning til eksisterende værk indeholdende fundament, maskinsal, hjælpeudstysrum, samt udvidelse af tankgård.
- Ved etablering af udvidelsen foreslås det, at der opsættes et nyt 10 kV anlæg, hvor MG4 og flere eksisterende 10 kV linjer tilsluttes.

### 5.1.2 Brændstofomkostninger

De brændstofpriser, der er anvendt i nærværende idéoplæg, er baseret på

1. de nugældende, faktiske oliepriser på Færøerne
2. den prisudvikling, som man forventer at se for olie på det internationale marked.

Prisudviklingen i de kommende år er baseret på vurderinger fra følgende kilder:

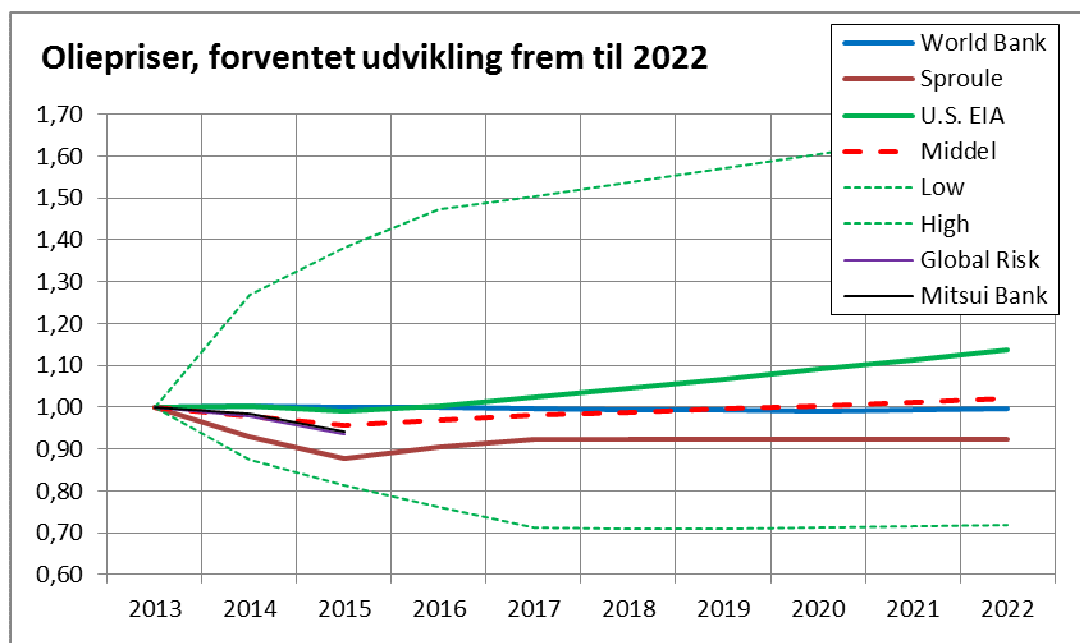
- Verdensbanken (data tilgængelige på nettet via ”knoema.com” med henvisning til Verdensbanken)
- ”Sproule”, som er et internationalt konsulentfirma inden for oliebranchen
- ”U.S. Energy Information Administration” under Energiministeriet I USA

Disse tre parter har alle præsenteret forventninger til prisudviklingen for olie i perioden 2013-2022, som er tidshorizonten i nærværende idéoplæg.

Forventningerne er udtrykt i (faste) US\$, men med udgangspunkt i dollarkurser fra tre forskellige tidspunkter (2005, 2011 og 2013).

For at undgå kursomregning og forskelle imellem forskellige olieprodukter, anvendes i denne rapport kun den angivne pris-**udvikling**, hvor prislefaktoren for 2013 sættes til 1,00 og prislefaktorerne for de følgende år beregnes som forholdstallet imellem en kildes prisoplysning for det aktuelle år og samme kildes prisoplysning for 2013. En enkelt af de nævnte kilder (U.S. Energy Information Administration) har foruden den forventede/sandsynlige prisudvikling også anført to alternative prisudviklinger for olie (en høj og en lav prisudvikling).

De tre kilders forventede udvikling på oliepriserne er sammenstillet på nedenstående figur.



Figur 5.1.2-1

Prisforventninger fra ”Global Risk Management” og ”Mitsui Bank” for perioden 2013 - 2015 er også vist på kurven, og de er næsten identiske med middelværdien af de øvrige.

I nærværende idéoplæg benyttes middelværdien som udtryk for den fremtidige prisudvikling. Middelværdien er beregnet ud fra de tre fremskrivninger (Verdensbanken, Sproule og U.S. EIA) uden hensyntagen til ”Low” og ”High”.

Beregningen af de forventede konkrete oliepriser på Færøerne i de kommende år fremgår af nedenstående tabel.

**Olieprisberegning**

År	Heavy fuel				Dieselolie	Oliepris-udvikling
	Pris \$/ton	Pris kr./ton	Afgift mv. kr./ton	Samlet kr./ton	Pris kr./ton	
2013	628,1	3.630	306,52	3.937	6.770	1,00
2014	614,3	3.551	306,52	3.857	6.621	0,98
2015	601,0	3.474	306,52	3.781	6.479	0,96
2016	608,2	3.516	306,52	3.822	6.556	0,97
2017	616,6	3.564	306,52	3.871	6.647	0,98
2018	620,8	3.588	306,52	3.895	6.692	0,99
2019	625,3	3.614	306,52	3.921	6.740	1,00
2020	629,7	3.639	306,52	3.946	6.787	1,00
2021	635,2	3.671	306,52	3.978	6.846	1,01
2022	640,8	3.704	306,52	4.010	6.907	1,02

Valutakurs 5,78 kr./\$

Tabel 5.1.2-1

Brændselomkostningerne til hele den oliebaserede produktion på Suderø i 2020 kan beregnes som vist i nedenstående tabel. Det specifikke olieforbrug er baseret på data for MAK 9M32C – den type der foreslås til udvidelsen, og samme type som den nuværende MG3.

**Brændstofomkostninger i alt, Suderø**

	Suderø i alt	
Produceret energi, olie	25.968	MWh
Specifikt forbrug v. optimal drift	193,59	g/kWh
Gennemsnitlig belastning	75%	
Specifikt forbrug aktuelt	195,31	g/kWh
Totalt olieforbrug	5.072	ton
Enhedspris	4.010,00	kr./ton
<b>Brændstofomkostning i alt</b>	<b>20.300</b>	<b>1000 kr.</b>
Brændstofomkostning pr. kWh	0,78	kr./kWh

Tabel 5.1.2-2

### 5.1.3 Smøreolieomkostninger

Smøreolieomkostningerne til hele den oliebaseerede produktion på Suderø i 2020 kan beregnes som vist i nedenstående tabel.

*Smøreolieomkostninger, Suderø, 2020*

Produktion	25.968	MWh
SMO-olieforbrug	0,600	g/kWh
Samlet smøreolieforbrug	15.581	kg
Smøreoliepris	25,00	kr./kg
<b>Smøreolieomkostning i alt</b>	<b>400</b>	<b>1000 kr.</b>
Smøreolieomkostninger pr. kWh	0,015	Kr./kWh

Tabel 5.1.3-1

### 5.1.4 Øvrige drifts- og vedligeholdelseskostninger

Disse omkostninger beregnes ligeledes ud fra den samlede produktion.

*Øvrige drifts- og vedligeholdelseskostninger*

<b>(eksklusive smøreolieomkostninger)</b>	<b>Oliedrift</b>	
Produktion	25.968	MWh
Specifik D+V omkostning	0,080	kr./kWh
<b>Øvrige drifts- og vedligeholdelseskostninger</b>	<b>2.100</b>	<b>1000 kr.</b>

Tabel 5.1.4-1

## 5.2 Søkabel med tilhørende stationsanlæg og reaktorspole

### 5.2.1 Anlægsøkonomi

Det er ikke muligt på nuværende tidspunkt (og med de nuværende informationer) at få præcise prisoplysninger vedrørende kabel og udlægning. Nedenstående anlægsbudget er baseret på oplysninger fra en enkelt kabelleverandør, som, specielt vedrørende udlægningsomkostningerne, tager betydelige forbehold.



**Etablering af søkabel fra Streymoy via Sandoy til Suderoy, Anlægsøkonomi**

<b>Kabel</b>	<b>m</b>		<b>Euro</b>	<b>1000 Kr.</b>
72 kV sø-armeret 3 x 300 AL, med 25 mm <sup>2</sup> Cu skærm og lyslederfibre	70.000	á	300	157.500
<b>Transport og nedlægning</b>				
	<b>dage</b>		<b>Euro</b>	<b>1000 Kr.</b>
- Mobilisering	20	á	85.000	12.750
- Udlægning	10	á	85.000	6.375
- Nedgravning, delvis	10	á	85.000	6.375
- Uforudsete udlægningsomkostninger	50%			12.750
Transport og nedlægning i alt				38.250
<b>Stationsanlæg</b>				<b>1000 Kr.</b>
- Streymey				13.000
- Sandoy (inkl. Reaktorspole)				23.000
- Suderoy				15.000
Stationsanlæg i alt				51.000
<b>Samlet overslagspris for kabel, udlægning og stationsanlæg</b>				<b>247.000</b>

Eurokurs 7,5 kr./€

Tabel 5.2.1-1

Anlægsoverslag for stationsanlæg omfatter følgende:

- På Streymoy skal der etableres en ny 60 kV koblingsstation, indeholdende tre 60 kV GIS-felter, stationsanlæg og bygning.
- På Sandoy skal der etableres en ny 60/10 kV transformerstation, indeholdende fire 60 kV GIS-felter, 60/10 kV transformer, reaktorspole, 10 kV anlæg, stationsanlæg og bygning.
- På Suderoy skal der etableres en ny 60/20 kV transformerstation, indeholdende to 60 kV GIS-felter, 60/20 kV transformer, 20 kV anlæg, stationsanlæg og bygning.

## 6. Konklusion

### 6.1 Sammenstilling af økonomien for de to løsningsmodeller

Ud fra økonomiberegningerne i afsnit 5 er der nu grundlag for en første sammenstilling af økonomien i de to løsningsmodeller.

Sammenstillingen er baseret på nutidsværdien over 30 år af

- de investeringer, der gøres fra start, samt de reinvesteringer, der bliver nødvendige undervejs, samt
- løbende omkostninger til olie, vedligehold mv. i samme periode.

Der regnes med en lånerente på 4 % og en inflation på 2,5 %.

Nutidsværdien af de samlede udgifter for en løsning med søkabelforbindelse er vist i nedenstående tabel.

Som det fremgår, er her medregnet renter og afdrag til søkabelanlæg med tilhørende stationsanlæg mv., samt olie- og driftsomkostninger for produktion af den andel af Suderoys forbrug, der ikke kan dækkes med vindkraft.

Det fremgår også, at der hverken er medregnet omkostninger til etablering af reservekapacitet eller til drift og vedligehold af søkabel og stationsanlæg.

#### *Nutidsværdi af 30 års omkostninger med søkabelforbindelse*

	<b>Anlægsomk.</b>	<b>Anlægsomk.</b>	<b>Driftsomk.</b>	
Levetid (år)	20	30	19.214	MWh
Kabel	157.500			1000 kr.
Udlægning	38.250			1000 kr.
Stationsanlæg		51.000		1000 kr.
Reservekapacitet	???	???		1000 kr.
Brændstofomkostn. olieprod.			15.000	1000 kr.
Smøreolieomkostn. olieprod.			300	1000 kr.
Drift og vedligehold olieprod.			1.500	1000 kr.
Drift og vedligehold søkabel mv.			???	1000 kr.
I alt	195.750	51.000	16.800	1000 kr.
Nutidsværdi over 30 år	351.000	62.000	491.700	1000 kr.
<b>Samlet nutidsværdi</b>	<b>904.700</b>			<b>1000 kr.</b>

Tabel 6.1-1

Til sammenligning viser nedenstående tabel de samlede omkostninger til udbygning af Vaagsværket med en ekstra motor samt til oliebaseret produktion uden tilskud af vindenergi.

**Nutidsværdi af 30 års omkostninger med lokal produktion på Vaag**

	Anlægsomk.	Anlægsomk.	Driftsomk.	
Levetid (år)	15	30	25.968	MWh
Motor	24.000			1000 kr.
Tankanlæg		7.000		1000 kr.
Skorsten		7.400		1000 kr.
Bygning		7.000		1000 kr.
10 kV fordelingsanlæg		1.000		1000 kr.
Brændstofomkostn. olieprod.			20.300	1000 kr.
Smøreolieomkostn. olieprod.			400	1000 kr.
Drift og vedligehold olieprod.			2.077	1000 kr.
I alt	24.000	22.400	22.777	1000 kr.
Nutidsværdi over 30 år	54.000	27.000	667.000	1000 kr.
<b>Samlet nutidsværdi</b>	<b>748.000</b>			<b>1000 kr.</b>

Tabel 6.1-2

Selv om ovenstående beregninger er udført på grundlag af overslagspriser og foreløbige vurderinger, synes resultatet at være ganske klart. Nutidsværdien af omkostningerne til dækning af behovet på Suderø vil med en søkabelforbindelse være markant dyrere end ved lokal produktion på et udvidet Vaagsværk.

Ovenstående gennemregning, baseret på en vækst på 0 % på ”øvrigt forbrug”, giver en meromkostning på mere end 20 % for en søkabeløsning.

Regnes der i stedet med en stigning på 2 %, er meromkostningen for en søkabeløsning på mere end 15 %.

## 6.2 Øvrige aspekter

De forudgående beregninger går decideret på at sammenholde omkostningerne til et søkabel med den oliebesparelse, der kan opnås ved udnyttelse af vindkraft i et væsentligt større net.

Men etableringen af et søkabel indebærer også andre aspekter, som bør indgå i de samlede overvejelser. Disse aspekter er gennemgået i de følgende underafsnit.

### 6.2.1 Ekstra kabel til Sandoy

Sandoy er i forvejen forbundet med hovedområdet via et 20 kV kabel, og med den foreslåede søkabeløsning vil der således blive to uafhængige forbindelser til hovedområdet. Det betyder, at det ikke længere vil være nødvendigt at opretholde reserveproduktionsanlæg og driftsorganisation til lokal produktion på Sandoy.

### 6.2.2 Ekstra udnyttelse af eksisterende vindmøller

I forbindelse med analysearbejdet til ”Etablering af nødvendig el-produktionskapacitet, Idéoplæg” er gennemført beregninger af den mulige, fremtidige vindmølleproduktion i hovedområdet med en installeret vindmøllekapacitet på 35 hhv. 50 MW og med en løbende begrænsning i vindmølleproduktionen (effekten) på maks. 40 % af det aktuelle forbrug.

Det fremgår af disse beregninger, at det ved 50 MW installeret vindkapacitet i 2022 vil være muligt at udnytte ca. 110.000 MWh i hovedområdet alene, og at vindkraftudnyttelsen vil stige til ca. 120.000 MWh – en øget udnyttelse på ca. 10.000 MWh. Tilsvarende vil det ved 35 MW installeret vindkapacitet i 2022 være muligt at udnytte ca. 99.000 MWh i hovedområdet alene mod ca. 105.000 MWh med Suderoy – en øget udnyttelse på ca. 6.000 MWh.

Sammenholdes dette med beregningerne i afsnit 6.1, hvor der regnes med op til ca. 6.800 MWh vindkraft på Suderoy med en søkabelforbindelse, kan det betyde, at denne produktion kan skaffes uden behov for yderligere udbygning af vindmøllekapaciteten.

### 6.2.3 Reducerede krav til reservekapacitet

Principielt vil sammenkoblingen af produktionsområder medføre potentielle besparelser på reservekapaciteten. Det er også tilfældet her, men det skal dog bemærkes, at en eventuel fejl på søkablet kan medføre adskillelse af områderne i op til et år, og det er man nødt til at tage højde for, når man etablerer reserver – enten ved at udbygge kapaciteten på Suderoy helt som man ville have gjort det uden kabel, eller måske ved at udbygge den med lige så store, men billigere, enheder, der er dimensioneret til færre driftstimer.

#### **6.2.4 Rationalisering af driften**

Med en søkabelforbindelse vil der være større frihed til at placere produktionen, hvor det driftsmæssigt er mest hensigtsmæssigt, og det vil være muligt at rationalisere driften ved at koncentrere den på færre produktionssteder – enten hele tiden eller måske blot uden for normal arbejdstid.

Det skal dog i den forbindelse erindres, at sådanne rationaliseringsgevinster kan medføre øgede omkostninger til tab ved energitransporten.

#### **6.2.5 Udnyttelse af fremtidige produktionsformer**

I umiddelbar forlængelse af ovennævnte frihed til at placere produktionen, hvor det er mest hensigtsmæssigt, kan også nævnes, at fremtidig udnyttelse af vedvarende energiformer kan forbedres med et søkabel. Dette kunne f.eks. være tilfældet, hvis der viser sig muligheder for at udnytte havstrømme imellem øerne i hovedområdet.

### **6.3 Sammenfattende konklusion**

Selv om der kan opregnes en række fordele ved etablering af et søkabel imellem hovedområdet og Suderø, viser de beregninger, der er præsenteret i nærværende idéoplæg, at omkostningerne til at dække Suderøys elforbrug i de kommende år vil blive markant dyrere med et søkabel (sandsynligvis mere end 20 % dyrere) end med en udvidelse af Vaagsværket – og de mulige ”sidegevinster”, der er nævnt i afsnit 6.2, synes ikke tilnærmelsesvis at kunne opveje denne forskel.