



**BA ritgerð**  
**í hagfræði**

**Raforku-Sæstrengur:**  
Borgar sig að tengja?

Gunnar Friðrik Hermundarson

Leiðbeinandi Gylfi Zoëga  
Hagfræðideild  
júní 2013



**HÁSKÓLI ÍSLANDS**

**Raforku-Sæstrengur:**

***Borgar sig að tengja?***

Höfundur: Gunnar Friðrik Hermundarson

Lokaverkefni til BA-gráðu í hagfræði

Leiðbeinandi: Gylfi Zoëga

Hagfræðideild

Félagsvísindasvið Háskóla Íslands

júní 2013

Raforku-Sæstrengur: Borgar sig að tengja?

Ritgerð þessi er 12 eininga lokaverkefni til BA prófs við Hagfræðideild,  
Félagsvísindasvið Háskóla Íslands.

© 2013 Gunnar Friðrik Hermundarson

Ritgerðina má ekki afrita nema með leyfi höfundar.

Prentun: Svansprent

Reykjavík, 2013

## Formáli

Þessi ritgerð er 12 ECST eininga lokaverkefni í B.A. námi í hagfræði með viðskiptafræði sem aukagrein við Háskóla Íslands. Viðfangsefnið er að kanna hvort fýsilegt sé að ráðast í fjárfestingu á rafmagnssæstreng frá Íslandi til meginlands Evrópu.

Leiðbeinandi var Gylfi Zoëga, prófessor í hagfræði við Háskóla Íslands. Honum vil ég þakka fyrir gagnlegar ábendingar og uppástungur. Einnig vil ég þakka Jakob Hansen og Sigurð Inga Sigurpálssyni fyrir yfirlestur og ábendingar. Ég vil einnig þakka þeim fjölmörgu sem ég tók tal af og voru tilbúnir að deila tíma sínum með mér.

## Útdráttur

Er skynsamlegt fyrir fjárfesta að fjármagna lagningu raforkusæstrengs frá Íslandi til meginlands Evrópu? Núverandi áætlanir Landsvirkjunar gera ráð fyrir að útselt raforkuverð muni hækka úr u.þ.b. 27 Bandaríkjadollurum í 43 dollara á MW<sup>1</sup>. Gangi áætlanir fyrirtækisins eftir er ljóst að strengurinn mun hafa jákvæð áhrif á rekstur þess. En hvernig lítur dæmið út skoðað frá hlið fjárfestisins? Er lagning sæstrengs frá Íslandi til meginlands Evrópu eða Bretlands arðbær fjárfesting?

Niðurstöður ritgerðarinnar eru fengnar með greiningu á væntu frjálsum sjóðstreymi strengsins, núvirðingu á sjóðstreyminu og jafnframt eru „aðlagaðir innri vextir“ (MIRR)<sup>2</sup> verkefnisins reiknaðir út. Næmnigreiningu er beitt til að sjá mismunandi niðurstöður við breytingu á tveimur lykiltölum; WACC<sup>3</sup> og tekjuvexti (revenue growth). Jafnframt verður fundin besta og versta mögulega niðurstaða og Monte-Carlo hermun verður beitt.

Til samanburðar eru sambærileg erlend verkefni skoðuð og farið yfir hver þróun raforkumála hefur verið í Evrópu undanfarin ár. Mikil þróun hefur orðið á alþjóðlegum raforkumörkuðum, meðal annars vegna einföldunar á regluverki, markaðsvæðingu og ekki síst vegna þeirrar stefnu Evrópusambandsins að auka hlut endurnýtanlegrar orku í raforkunotkun Evrópubúa. Það er gert með styrkjum, sköttum o.fl. Það eru því að miklu leyti pólitísk sjónarmið og stefna sem hafa áhrif á þróun raforkuverðs.

Helstu niðurstöðurnar eru að efasemda gætir um hvort áframhald verði á þeirri pólitísku stefnu sem veldur hækkunum á rafmagnsverði. Efasemdirnar byggjast helst á því að í Evrópu ríkir nú um stundir efnahagslegur óstöðugleiki og ríkin virðast ekki samstíga í leiðum og aðferðafræði. Niðurstöður benda til þess að rekstur sæstrengs sé áhættusamur og mikil óvissa er hvort verkefnið myndi skila arði. En Monte Carlo-hermun bendir til að verkefnið sé gott meðan næmnigreiningin bendir til hins gagnstæða eða í besta falli að reksturinn sé tvísýnn.

---

<sup>1</sup> Mega Watt

<sup>2</sup> Modified internal rate of return

<sup>3</sup> Vegin meðaltals fjármagnskostnaður: Meðalkostnaður fyrirtækisins við öflun fjármagnsins sem það notar til þess að standa undir rekstrinum

## Efnisyfirlit

Formáli .....	4
Útdráttur .....	5
Efnisyfirlit .....	6
Myndaskrá .....	8
Töfluskrá.....	9
1 Inngangur .....	10
2 Sæstrengir.....	11
2.1 Almennt um sæstrengi .....	11
2.2 NorNed .....	12
2.2.1 Ávinningur Noregs og Hollands af NorNed .....	13
2.2.2 Reynsla Norðmanna af NorNed .....	14
2.2.2.1 Sala orku um NorNed og viðhald .....	15
2.2.3 NorGer og framtíðin fyrir Noreg .....	17
3 Evrópa.....	18
3.1 Raforkuframleiðsla og notkun.....	18
3.2 Verðmismunur í Evrópu .....	19
3.3 Orkuþörfin .....	19
3.4 Andstaða við orkugjafa.....	19
3.4.1 Kjarnorka .....	20
3.5 20/20/20 markmiðin .....	21
3.5.1 Framkvæmd .....	21
3.5.2 Nást markmiðin.....	22
3.6 Kostnaður við orkuframleiðslu .....	23
4 Lagning Íslenska strengsins.....	25
4.1 Hvert á hann að liggja?.....	25

4.2	Hvað kostar sæstrengurinn? .....	26
4.2.1	Áhætta .....	26
4.3	Hvaðan á orkan að koma? .....	27
5	Arðsemi.....	30
5.1	Aðferð.....	30
5.2	Forsendur .....	30
5.2.1	WACC .....	32
5.2.2	Frjálst sjóðflæði.....	33
5.2.3	Núvirðing.....	35
5.2.4	MIRR.....	36
5.3	Besta og versta niðurstaðan.....	37
5.4	Monte-Carlo hermun .....	38
6	Niðurstöður.....	41
7	Lokaorð .....	44
8	Heimildaskrá .....	46
	Viðauki 1. Raforkumarkaður .....	49
	Viðauki 2. Útreikningar á núvirtu sjóðflæði .....	53

## Myndaskrá

Mynd 1. Orsakir bilana í sæstrengjum frá 1990-2005 .....	11
Mynd 2. Framboð og eftirspurn rafmagns í Noregi.....	13
Mynd 3. Skipting raforkuframleiðslu í Noregi og Hollandi .....	14
Mynd 4 Sala um NorNed.....	16
Mynd 5 Dreifing á framleiðslu raforku í Evrópu 2011 .....	18
Mynd 6. Notkun rafmagns í Vestur-Evrópu í Terra Wöttum.....	18
Mynd 7. Aukning endurnýjanlegar raforku í EU 27 .....	22
Mynd 8. Kostnaður við framleiðslu rafmagns milli mismunandi orkugjafa í USA í \$ á hvert framleitt MW .....	24
Mynd 9. Raforkuverð til heimila, fyrsta ársfjórðung 2012 í Kw.....	25
Mynd 10. Dreifing raforku sem hlutfall í prósentum af enda verði til heimila .....	27
Mynd 11. Spá um Brent olíuverð á tunnuna til 2040. ....	34
Mynd 12. Líkur á niðurstöðum í núvirtu sjóðflæði og 10% WACC útfrá Monte- Carlo hermun.....	40
Mynd 13. Tengsl breytinga á WACC-i á hrif á núvirðingu, hækkun tekna er 3%.....	41
Mynd 14. Tekjur í milljónum Evra með WACC-i frá 8%-12% miðað við Monte- Carlo hermun.....	42
Mynd 15. Framboð og eftirspurn á Norpool .....	50



## Töfluskra

Tafla 1. Rekstur NorNed .....	17
Tafla 2. Hlutfall endurnýjanlegrar orku milli landa.....	22
Tafla 3. Uppsett afl og nýtni virkjana Landsvirkjunar og allra virkjana á Íslandi .....	29
Tafla 4. Forsendur útreikninga .....	31
Tafla 5. WACC fyrir rafmagnsflutninga á landi fyrir skatta .....	33
Tafla 6. Forsendur til að finna frjálst fjármagnsflæði .....	34
Tafla 7. Núvirðing frjáls sjóðstreymis með næmnigreiningu.....	35
Tafla 8. Aðlagaðir innri vextir verkefnisins með næmnigreiningu .....	36
Tafla 9. Besta og versta niðurstaða .....	38
Tafla 10. Monte Carlo hermun með WACC 8-12% .....	39
Tafla 11. Monte Carlo hermun og WACC er 10% .....	40
Tafla 12. Samantekt á öllum greiningum.....	43

## 1 Inngangur

Um 60 ár eru frá því að hugmyndir um að tengja íslenska raforkukerfið við meginland Evrópu með lagningu sæstrengs voru fyrst settar fram (Íslandsbanki, 2012). Tæknin hefur lengi verið til staðar en verkefnið hefur hingað til ekki verið talið fjárhagslega hagkvæmt. Fjárhagshliðin hefur hins vegar breyst hratt með bættri tækni í sæstrengjum og hækkandi raforkuverði í Evrópu.

Til skoðunar eru tvær útfærslur af sæstreng. Annars vegar væri um að ræða streng sem eingöngu væri notaður til útflutnings á raforku. Hins vegar væri um að ræða streng sem væri hvort tveggja hugsaður til útflutnings og innflutnings þ.e.a.s. hægt væri að breyta straumstefnunni eftir því hvort vilji væri til að flytja inn eða út rafmagn. Ef um slíkan streng yrði að ræða myndi orkuöryggi landsins aukast. Íslendingar yrðu því ekki einungis háðir sinni eigin framleiðslu og innlendir rafmagnsframleiðendur gætu bætt samningsstöðu sína gagnvart stórnotendum. Þjóðir Evrópu fengju að sama skapi aðgengi að endurnýjanlegri orku sem myndi aðstoða þær við að ná markmiðum sem Evrópusambandið hefur sett sér sem felst í að að minnsta kosti 20% af raforkunotkun aðildarríkja ESB komi frá endurnýjanlegum orkugjöfum ( European Comission, 2012).

Gangi forsendur Landsvirkjunar um orkuverð eftir, er ljóst að innlendir orkuframleiðendur muni hagnast á lagningu strengsins. En hvernig lítur það út með þann aðila sem leggur og á strenginn? Er þetta ábátasöm fjárfesting fyrir hann?

Að auki verður farið yfir hvað það er sem veldur því að raforkuverð hefur hækkað svo mikið að á tiltölulega skömmum tíma og skoðaður verður NorNed strengurinn til samanburðar.

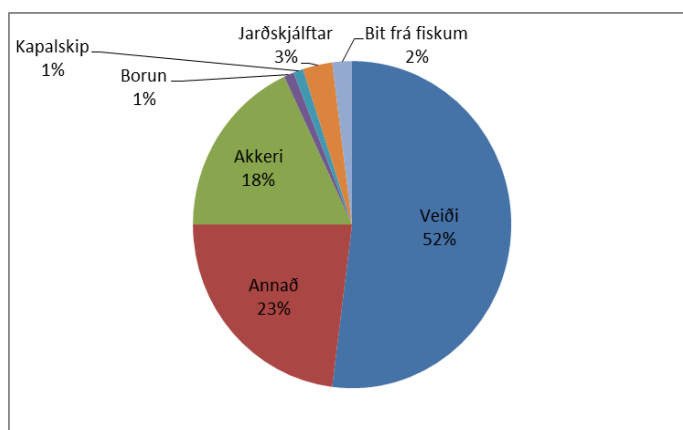
## 2 Sæstrengir

### 2.1 Almennt um sæstrengi

Sæstrengir til flutnings raforku eru tiltölulega nýir af nálinni. Sá sæstrengur í Evrópu sem hvað lengst hefur verið í notkun var lagður árið 1986. Hann liggur milli Englands og Frakklands og er 70 km langur. Tuttugu og átta ár eru ekki langur tími og ekki er útfrá reynslu hægt að slá því föstu hver endingatími þessara strengja er. Strengirnir hafa á síðustu árum orðið lengri sökum tækniframfara sem orðið hafa í framleiðslu strengjanna og þá sérstaklega tengistöðvanna, sem eru á báðum endum strengsins. Tengistöðvarnar eru einskonar risa afriðarar sem breyta riðstraumi (AC) í jafnstraum (DC) og öfugt (Gamma, 2011). Erfitt getur verið að meta líftíma, viðhald o.fl. sökum reynsluleysis og þess að strengirnir eru sífellt að verða lengri og öflugri.

Afföll verða á flutningu raforku um svo langan veg en komið hefur á óvart að lengd strengja skiptir ekki mestu máli heldur eru mestu afföllin í dag í tengistöðvunum. Með tímanum má gera ráð fyrir að þau afföll komi til með að minnka mikið þar sem rafmagnstækin sem við notum keyra á AC en í framtíðinni munu þau nota DC og tengistöðvar og spennubreytar verða í óþarfir. Þar með mun öll rafmagnsnýting batna, ekki aðeins í sæstrengjum heldur einnig á heimilum o.s.frv. (Eymundur Sigurðsson, 2013).

Mismunandi hafsvæði og veðurfar gerir samanburð á viðhaldi strengja erfitt. Ölduhæð hefur til að mynda mikil áhrif á hvernig gengur að gera við kapal sem bilar. Ljóst má því vera að miklu skiptir hvort um sé að ræða inn- eða úthaf og á hversu miklu dýpi kapallin liggur. Helstu bilanir sæstrengja koma til vegna



Mynd 1. Orsakir bilana í sæstrengjum frá 1990-2005  
Heimild: (Worzyk, 2009)

fiskveiða og akkera frá skipum eins og sjá má á mynd 1. Miklu máli getur því skipt að leggja strenginn rétta leið (Worzyk, 2009).

## 2.2 NorNed

NorNed sæstrengurinn er sá lengsti sinnar tegundar í notkun í dag eða 580 km langur og liggur á dýpst 410m dýpi. Strengurinn dregur nafn sitt af því að hann liggur milli Noregs og Hollands. NorNed er sá sæstrengur sem Íslendingar geta helst notað til samanburðar á mögulegum streng frá Íslandi.

NorNed hefur 700 MW flutningsgetu og til að setja þá stærð í samhengi dugar flutningsgeta hans til að sjá hálfri Amsterdam fyrir rafmagni en þar búa um 1200 þúsund íbúar með úthverfum (Statnett SF, 2008). Til samanburðar gæti það dugað til að sjá 350 þúsund tonna álveri fyrir rafmagni, eða að sömu stærð og álver Fjarðarás á Reyðarfirði.

Tengistöðvarnar tvær taka hvor um sig pláss sem jafnast á við þrjá knattspyrnuvelli eða u.þ.b. 23 þúsund fermetrar. Miklu máli getur skipt hvar þessar tengistöðvar eru staðsettar og hvar kapallinn kemur að landi. Í Noregi kemur NorNed að landi í Fedá sem er í innfirði og er því svæðið að mestu laust við sjávarsaltið sem berst með vindum. Það skiptir miklu máli þar sem saltið leggst á allar tengingar og tærir búnaðinn. Hollandsmegin kemur strengurinn að Eemshaven sem er alveg við sjóinn og neyddust þeir til að byggja yfir tengistöðina til að varnar ágangs saltsins (Statnett SF, 2008).

Áform um lagningu NorNed komust fyrst á teikniborðið 1994 en endanleg ákvörðun um að leggja hann var ekki tekin fyrr en 2005. Ellefu ár höfðu því farið í undirbúning og samningaviðræður hlutaðeigandi aðila. Leyfi þurfti að fá fyrir lagningunni frá 24 löndum. Svo fór að NorNed var lagður í samstarfi tveggja orkudreifingafyrirtækja, hinu norska Statnett og hinu hollenska TenneT. Var strengurinn svo loks tekinn í notkun í maí 2008 (Statnett, 2012).

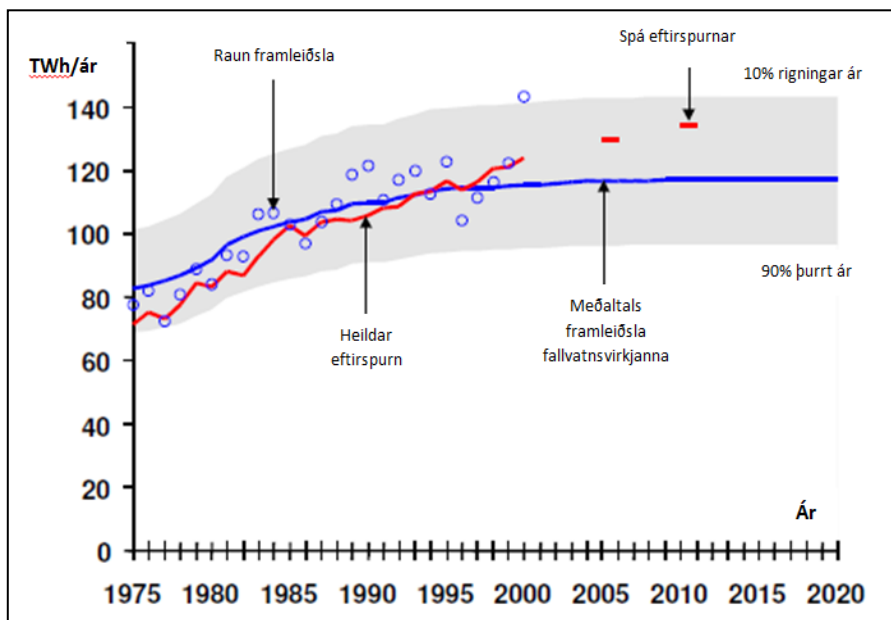
Við hönnun og framleiðslu hans var gert ráð fyrir að nýtingartími (mögulegur notkunartími) hans yrði 97,3% en reyndist í raun vera 88,8% eftir fyrstu tvö árin í rekstri (Skúli Jóhannsson, 2011) og 87,5% eftir tæp 5 ár samkvæmt útreikningum höfundar, sem er vanáætlun um heil 9,5% sjá nánar í töflu 1. Það eru ekki margar litlar bilanir sem valda heldur fáar stærri. Til að mynda í janúar 2010 var strengurinn óstarfhæfur í 3 mánuði (sjá töflu 1 bls. 17). Meðal annars þess vegna var ákveðið að leggja annan streng

til vara. NorNed er þó almennt talinn vera mjög vel heppnaður og varastrengurinn kemur til með að auka afhendingaröryggi.

### 2.2.1 Ávinningur Noregs og Hollands af NorNed

Í Noregi eru stærstu raforkuverin í Vestur-Noregi en mesta þörfin fyrir rafmagn er í suður Noregi. Rafkerfið er þannig uppbyggt í Noregi að þörf var fyrir frekari tengingar við stærra raforkunet þó svo að Noregur væri tengdur við Svíþjóð, Finnland og Danmörk (Botterud, Bhattacharyya, Ilic, 2002).

Eitt að meginmarkmiðum Norðmanna var því að tengja suður Noreg betur og auka orkuöryggið á suðursvæðinu. Norðmenn nota sífellt meira rafmagn og eftirspurnin var



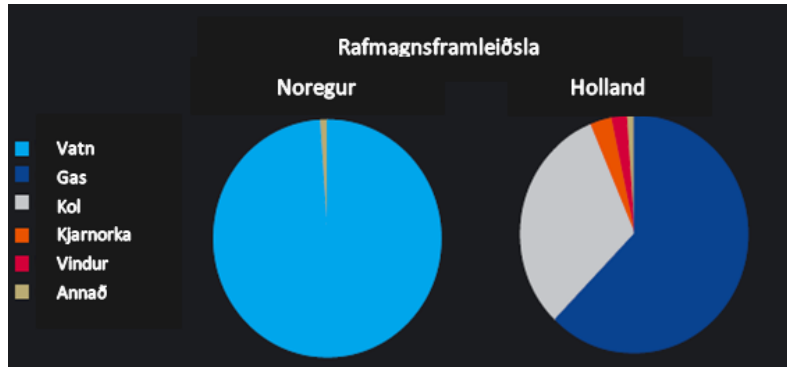
**Mynd 2. Framboð og eftirspurn rafmagns í Noregi.**

Heimild: ( Botterud, Bhattacharyya, Ilic, 2002)

að verða meiri en framboðið eins og sjá má á mynd 2. Þar má sjá að rauða línan er eftirspurn eftir rafmagni og bláa línan framleiðsla. Bláu hringirnir eru svo raunframleiðsla. Þessi mynd sýnir áætlun sem var gerð þegar hugað var að framkvæmd NornNed. Skyggða svæðið sýnir svo 10% frávik frá áætlaðri framleiðslu. Norðmenn eru mjög háðir veðurfari í sinni raforkuframleiðslu. Skiptir úrkoma miklu þar sem þeir framleiða nær eingöngu rafmagn með fallorku eins og sjá má á mynd 3. Í úrkomuminni árum vantar vatn í lónin því ólíkt Íslandi er ekki mikið um jökla þar en þeir bráðna og fylla lónin á heitum árum. Norðmenn hafa því alltaf þurft að reikna með meiri sveiflum

en Íslendingar á raforkuverði sökum mismunandi veðurfars milli ára (Eymundur Sigurðsson, 2013)

Öfugt við Noreg þá er Holland ekki með neina fallvatnsvirkjanir heldur fer nánast öll þeirra orkuframleiðsla fram með gasi eða kolum eins sjá má á mynd 3.



**Mynd 3. Skipting raforkuframleiðslu í Noregi og Hollandi**  
Heimild Statnett

Kola og gasframleiðsla passar vel með annarri framleiðslu eins og fallvatnsvirkjunum. Þar sem langan tíma tekur að hita kol upp og að sama skapi eru þau lengi að kólna. Á meðan verið er

að ná fullum afköstum á morgnanna geta Hollendingar því flutt inn rafmagn frá Noregi en flutt svo til þeirra rafmagn á kvöldin þegar kolin eru að kólna. Norðmenn geta þá samhliða safnað vatni í lónin sín á meðan. Því má segja að báðir aðilar geti hagnast á þessu fyrirkomulagi og betri nýting næst á framleiðslunni hjá báðum aðilum með tengingu markaðanna.

Við lagningu strengsins horfðu Hollendingar mikið í að með þessu móti eru þeir að fá endurnýjanlega orku, þ.e. vatnsorku, vindorku o.fl. Betur verður vikið að þessu í kafla fjögur.

### 2.2.2 Reynolds Norðmanna af NorNed

Reynsla Norðmanna af NorNed strengnum er almennt góð og hefur hann skilað þeim meiri arði en áætlanir gerðu ráð fyrir, vegna hærra raforkuverðs en í upphaflegum áætlunum. Svo vel þykir þeim hafa tekist til að talsvert fleiri strengir eru í undirbúningi á þeirra vegum, meðal annars til Þýskalands (NorGer), Bretlands og til Danmerkur (Stoltenberg, 2013).

Árin 2008-2012 hækkaði meðalverð á raforku í Noregi um 14% en á sama tíma um 10% í Þýskalandi (samkvæmt haustfundi LV 2012). Ekki má þó draga of miklar ályktanir út frá þessum tölum þar sem raforkuverð í Noregi á það til að sveiflast mikið sökum

veðurfars, eins og áður hefur komið fram. Skoða þyrfti úrkomutölur í Noregi o.fl. til að draga upp sterkari mynd af orsök hækkana.

Með frekari tengingum, eins og Norðmenn stefna að, er ljóst að raforkuverð verður stöðugra. Jafnframt verða svæðin sem tengjast að einu markaðssvæði.

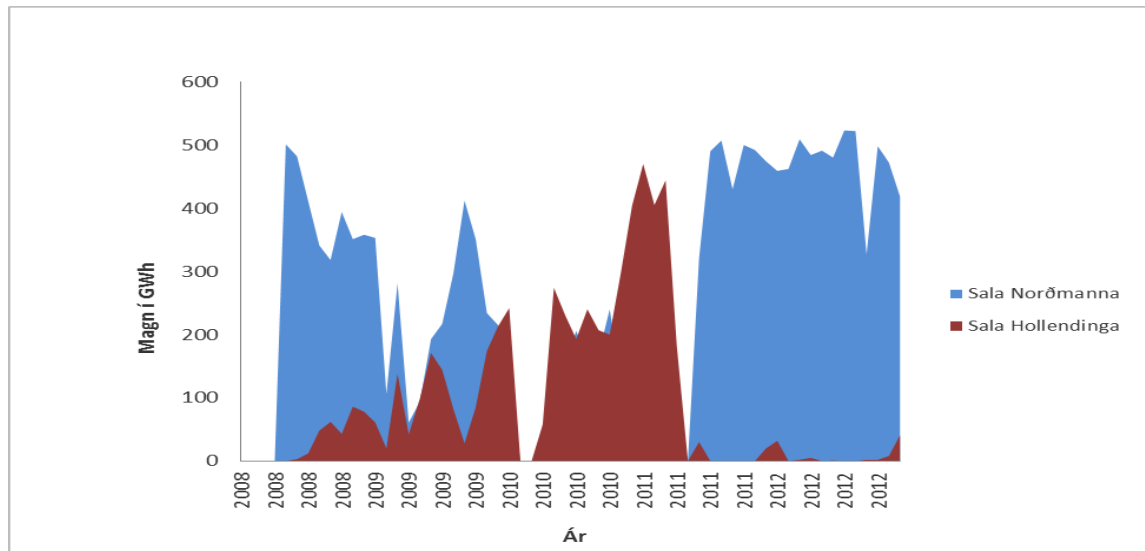
Norðmenn hafa það fram yfir flestar þjóðir að hafa mikið framboð af endurnýjanlegu rafmagni sökum fallsvatnsvirkjana. Það kemur þeim í ákjósanlega stöðu þar sem ódýrt rafmagn býðst á nóttinni t.a.m. frá Evrópu. Norðmenn geta því einfaldlega lokað fyrir stífluna og fyllt upp í lónin og geymt raforkuna þar til skortur myndast á markaðnum. Þessi framkvæmd tekur mun skemmri tíma en til að mynda með kjarnorku eða kolaorkuverum sem lengi eru að hitna og kólna. Að sama skapi verða vindmyllur og sólarorkuver að framleiða rafmagnið þegar vindurinn blæs eða sólin skín en þá getur myndast umfram framleiðsla. Þá sjá Norðmenn sér leik á borði og fylla upp í lónin sín og nota þau sem einskonar rafhlöðu, þ.e.a.s. spara orkuna til betri tíma og hámarka verð á raforkunni sinni.

Með þessu viðskiptamódeli hafa Norðmenn komið auga á gott tækifæri sem samræmist óskum og kröfum upplýstra vesturlandabúa. Með þessu næst það fram að magn grænnar orku á markaði eykst, minna af orku fer til spillis og neytendur fá stöðugra verð.

### **2.2.2.1 Sala orku um NorNed og viðhald**

Orkusala í gegnum NorNed fór rólega af stað til að byrja með og aðallega var flutt rafmagn frá Noregi til til Hollands (sjá mynd 4). Þess ber líka að geta að það tekur eina klukkustund að breyta straumstefnunni sem skýrir af hverju straumur liggur mikið í aðra áttina (Skúli Jóhannsson, 2011).

Sjá má á mynd 4 að tímabilið frá u.þ.b. öðrum ársfjórðungi 2010 til miðs árs 2011 flytja Hollendingar nær eingöngu rafmagn til Noregs en svo snýst það algjörlega við eins sjá má. En það tímabil var eitt það þurrasta frá því norska veðurstofan hóf mælingar árið 1900 (Meteorologisk institutt, 2013). Ef ekki hefði verið fyrir NorNed má því að líkum láta að raforka í Noregi hefði hækkað um meira en 14% eins fram kom áður.



**Mynd 4 Sala um NorNed**

Heimild: Entso-E

Á tímabilinu maí 2008 og út árið 2012 var útflutningur Hollendinga 5.580 GWh og útflutningur Norðmanna 16.380 GWh. Hreinn útflutningur Norðmanna á þessu fjagra ára tímabil var 10.724 GWh sem jafngildir tveggja ára orkugetu Kárahnjúkavirkjunar

Eitt GW er 1000 MW og samkvæmt ársfundi Landsvirkjunar kostaði raforka á Norðurlöndum 63 dollara hvert MW. Tekjur Norðmanna af raforkusölu um NorNed ættu samkvæmt þeim forsendum að nema 675.612.000 dollurum á tímabilinu. Miðað við að miðgengi dollars sé 125,78kr sem það var 19.03.2013 samkvæmt Seðlabanka Íslands yrðu þetta tæpir 84,5 milljarðar íslenskra króna.

Ofan á þetta gjald bætist svo flutningskostnaður af NorNed. Á fyrstu fjórum rekstrarárum NorNed skilaði hann 285 milljónum Evra í tekjur en þá á eftir að draga frá gjöld og annan kostnað (TenneT, 2012).

Athyglisvert er á mynd 4 að tvö stopp koma fyrir á myndinni og þar af annað nokkuð langt. Lengra stoppið gerist 29.1.2010 en þá varð bilun í kapli um 70 km fyrir utan tengivirkið í Hollandi. Sú viðgerð tók þrjá mánuði. Viðgerðin tafðist töluvert vegna þess að ef ölduhæð fer yfir 3 metra gerir það kapalskipinu erfitt fyrir þegar það lónir yfir kaplinum sökum hreyfingar skipsins. En kapalskipið þarf að hífa kapalinn upp af botninum til að laga skemmdina. Hitt stoppið var einnig vegna bilunar í kapli 300 metra út frá Hollandi. Annars hafa bilanir einungis varað í nokkra klukkutíma eða örfáa daga og þá eingöngu í tengivirkjunum (Skúli Jóhannsson, 2011). Sjá nánar í töflu 1.



**Tafla 1. Rekstur NorNed**

Heimild: TenneT, Statnett og (Skúli Jóhannsson, 2011)

Dagsetning	Lýsing	Lokið	klukkustundir
6.5.2008	Gangsetning		
27.7.2008	Bilun v/ byrjunarerfiðleika	30.7.2008	72
6.2.2009	Bilun í tengiví Eemshaven í Hollandi	24.2.2009	434,5
11.4.2009	Eldur í tengiví Eemshaven í Holland	18.5.2009	912
31.5.2009	Bilun í Feda tengivíinu í Noregi	01.06.2009	27,5
6.8.2009	Bilun í Feda tengivíkinu hjá Statnett	10.08.2009	96
18.8.2009	Óþekkt	18.8.2009	3,5
27.1.2010	Bilun í Feda tengivíinu í Noregi	27.1.2010	7
1.2.2010	Bilun í kapli 70 km út frá Hollandi	27.4.2010	2040
20.5.2010	Bilun í Eemshaven tengivirki í Hollandi	28.5.2010	5
3.6.2010	Undirbúningur að umsókn um NorNed 2		
6.9.2010	Fyrirbyggjandi viðhald	10.9.2010	108
18.4.2011	Bilun í kapli 300m út frá Hollandi	7.6.2011	1224
27.2.2012	Óþekkt	28.2.2012	12
Samtals:			4941,5

**2.2.3 NorGer og framtíðin fyrir Noreg**

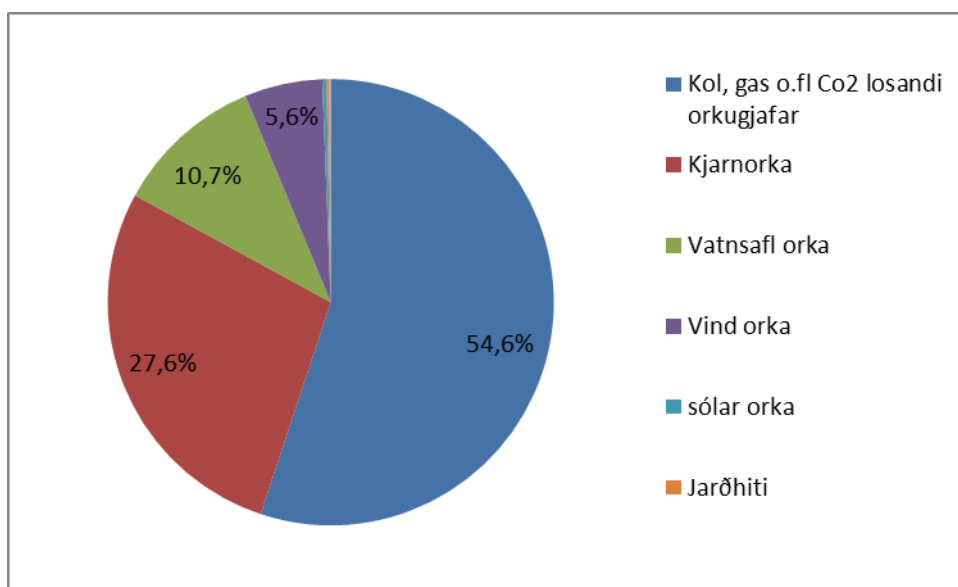
Svo vel þykir Norðmönnum að tekist hafi til að þeir eru orðnir mjög stórhuga á útflutningi rafmagns. Verið er að leggja streng til Danmerkur og ráðgert er að strengur sem tengir saman Noreg og Þýskaland (NorGer) verði tekinn í gagnið 2018 og er þess vænst að öll leyfi verði fengin árið 2013. Einnig hefur verið rætt um fleiri strengi t.d. til Englands sem yrði 700 km langur og 1400MW (Statnett, 2012).

Áhugavert við NorGer strenginn er að hann hefur helmingi meiri flutningsgetu en NorNed eða 1400 MW, sem sýnir vel hvað strengirnir eru að verða öflugir, en hann verður svipað langur. Áætlaður kostnaður við NorGer er 1,5 til 2 milljarðar Evra samkvæmt fréttatilkyppingu frá Statnett þann 4.12.2012 (Statnett, Nord.link, 2012).

### 3 Evrópa

#### 3.1 Raforkuframleiðsla og notkun

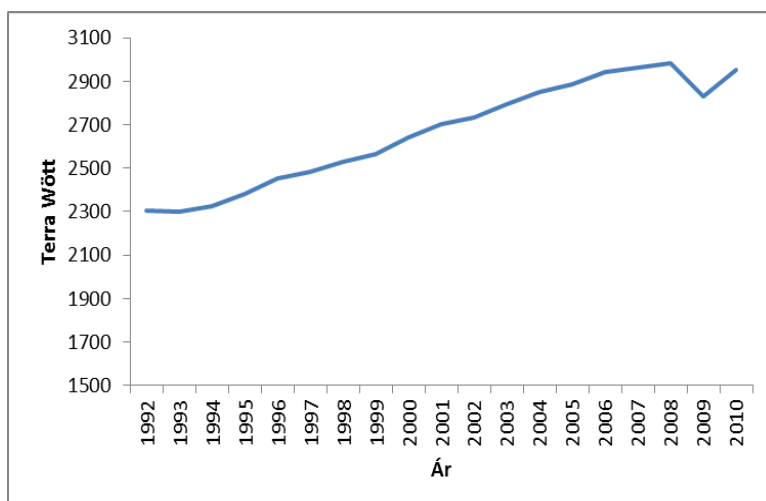
Uppistaðan í raforkukerfi Evrópu eru kolefnislosandi virkjanir og kjarnorka.



Mynd 5 Dreifing á framleiðslu raforku í Evrópu 2011

Heimild: Eurostat

Ólíklegt er að raforkunotkun í Evrópu komi til með að minnka eitthvað á næstu árum þó svo að fyrirtæki myndu ákveða að færa framleiðslu sína þangað sem



framleiðsluþættir eru ódýrari. Rafmagnsnotkunin hefur verið að aukast tiltölulega jafnt síðustu ár nema árin rétt eftir hrun 2008, eins og sjá má á mynd 6.

Mynd 6. Notkun rafmagns í Vestur-Evrópu í Terra Wöttum

Heimild: EIA (U.S. Energy Information Administration)

### **3.2 Verðmismunur í Evrópu**

Raforkuverð í Evrópu er ekki eins í öllum aðildarríkjum Evrópusambandsins. Í Danmörku var raforkuverð til að mynda þrisvar sinnum dýrara en í Búlgaríu árið 2011.

Skattar geta einnig haft mikið að segja fyrir raforkuverð. Skattar í Danmörku eru um 56,65% af rafmagni en á sama tíma eru þeir aðeins 4,75% í Bretlandi (Þorvarður Kjerulf Sigurjónsson, 2012).

### **3.3 Orkuþörfin**

Evrópulöndin eru ekki sjálfum sér næg hvað orkuþörf varðar. Umframeftirspurn er m.a. mætt með innflutningi á gasi frá Rússlandi sem er notað bæði til húshitunar og rafmagnsframleiðslu.

Í gegnum tíðina hefur Evrópa og þar af leiðandi ESB staðið frammi fyrir nokkrum stórum og mikilvægum áskorunum er varða raforku. Það hefur leitt til þess að mikið hefur verið rætt um stefnumótun varðandi raforkumál til framtíðar. Það sem veldur eru miklar sveiflur í olíuverði (kol, gas), truflun á framboði frá löndum utan ESB samstarfsins og erfiðleikar fyrir nýja aðila að koma á markaðinn.

Gott dæmi um truflun á framboði frá öðrum löndum er deila Rússa og Úkraínnumanna á gasverði. Deilan varð til þess að framboð á gasi til Evrópu varð fyrir röskun með tilheyrandi verðhækkunum fyrir Evrópubúa (Euractiv, 29).

### **3.4 Andstaða við orkugjafa**

Evrópa stendur frammi fyrir því að orkugjafar þeirra eru mis vel séðir af almenningi og eru skoðanir þá misjafnar á milli landa. Flestir eru þó á einu máli um að kolaorkuver séu verst en það helgast líka að því að þau eru stærsti einstaki orkugjafinn, ekki bara í Evrópu heldur öllum heiminum. Samkvæmt Alþjóða orkustofnuninni er talið að 30% af öllum CO<sub>2</sub> sem verður til í heiminum sé frá kolabruna.

Gasið er líka óvinsælt en hefur það fram yfir kolin að skilja ekki eftir sig sót og er bruninn því miklu hreinlegri. Ókostirnir við gasið er helst flutningurinn, en leggja þarf langar leiðslur til að flytja það og það finnst aðallega utan Evrópu. Kolin aftur á má finna

víða, einnig í Evrópu, og flutningur og geymsla er ekki eins miklum vandkvæðum bundinn.

Kol og gas er notað til framleiðslu á tæplega 55% allrar raforku (sjá mynd 5) í Evrópusambandinu. En þetta er jafnframt meðal ódýrustu orkugjafa eins og vikið verður að síðar. Erfitt er að sjá fyrir sér að almenningur verði tilbúinn til að minnka framleiðsluna með þessum framleiðsluáttum og borga meira fyrir græna orku. Það er nú þegar farið að bera á því að að ríki eru farinn að draga úr styrkjum til framleiðslu á endurnýjanlegri orku, t.d. á Spáni (VOOSEN, 2009).

### 3.4.1 Kjarnorka

Fyrir utan framleiðsluna á kolefnisorkugjöfunum er kjarnorka sá orkugjafi sem Evrópa reiðir sig næst mest á eða 27,6% (sjá mynd 5). Kjarnorkan er þó mjög umdeild víða og ekki minnkaði hún eftir slysið í Fukushima í Japan árið 2011.

Kjarnorkan er ef svo má að segja græn orka þ.e.a.s. hún skilur ekki eftir neina mengun meðan á framleiðslu stendur en úrgangurinn er geislavirkur og þarf að geyma í sérstökum geymslum og hún er ekki endurnýjanleg.

En ef slys verða í kjarnorkuverum er líklegt að afleiðingarnar verði mjög slæmar, líkt og var raunin í Tsjernobyl. Slík slys óttast fólk og það hefur áhrif á viðhorf til kjarnorku.

Andstaðan gegn kjarnorku er hvað mest í Þýskalandi og hafa ráðamenn landsins stefnt að lokun allra sinna kjarnorkuvera fyrir árið 2022. Vegna skatta og annarra gjalda sem fara til uppbyggingar á endurnýjanlegri orku er raforkuverð í Þýskalandi með því hæsta sem þekkist í Evrópu. Hvergi í Evrópu er uppbyggingin á endurnýtanlegri orku hraðari en í Þýskalandi (sjá mynd 7 bls. 23).

Fróðlegt getur því orðið að fylgjast með þróun mála hvað varðar kjarnorku í Evrópu á næstu árum þar sem lönd eins og Tékkland og Finnland ætla ekki að loka sínum kjarnorkuverum heldur þvert á móti að auka framleiðsluna með þeim (Economist, 2010). Í dag eru til að mynda bæði Finnar og Frakkar með sitthvort kjarnorkuverið í byggingu. Frakkland og Belgía byggja um 60%-80% sinnar raforkuframleiðslu á kjarnorku (European nuclear society, 2013).

Ljóst er að Evrópuríkin eru ekki samstíga í sínum áformum. Ekki liggur fyrir hvað ríkin sem vilja bæði loka kjarnorkuverum og draga úr CO<sub>2</sub> útblæstri gera til að halda

samkeppnisfærni sinni. Bent hefur verið á að þó að t.d. Þjóðverjar loki sínum kjarnorkuverum þá virðir geislun vegna slysa í kjarnorkuverum engin landamæri eins og sannaðist í Tsjernobyl kjarnorkuverinu (Economist, 2010).

### **3.5 20/20/20 markmiðin**

Evrópa hefur lengi miðað að því að draga úr CO<sub>2</sub> losandi orkugjöfum og auka hlut endurnýjanlegrar orku í raforkuframleiðslu sinni. Er það gert vegna umhverfissjónarmiða og ekki síður til að draga úr hversu háð Evrópa er t.d. Rússum með gas.

Nýjasta markmiðið miðar að því að draga úr losun gróðurhúsalofttegunda (CO<sub>2</sub>) um 20% og auka hlut endurnýtanlegrar orku upp í 20% og auka skilvirkni orkukerfisins þ.e.a.s. fara þá leið að tengja orkukerfin betur saman milli landa svo að nýtingin aukist. Þetta er í raun framlenging á fyrri markmiðum en stefnt er á að ná þeim árið 2020.

Aðildarríki ESB þurfa að leggja mismikið til en markmiðið er að allt sambandið noti 20% endurnýtanlegrar orku árið 2020. Í Svíþjóð t.d þarf að ná 49% á meðan Malta þarf að ná 10% af endurnýtanlegri orkuframleiðslu enda er markmiðið að meðaltal sambandsins verði 20% en ekki hveðrar þjóðar um sig (European Commission, 2012).

#### **3.5.1 Framkvæmd**

Mismunandi er hvaða aðferðum ESB-ríkin ætla að beita til að ná markmiðum sínum. Ríki sem Íslendingar horfa til að tengjast með sæstreng, hafa svokallað „feed in tariff“ sem felst í því orkusalar fá beina greiðslu frá ríkinu þegar endurnýjanleg orka er seld inn á netið (Couture, Cory, Kreycik, og Williams, 2010). Þetta er alls ekki tæmandi enda talsvert flókið og þetta er mismikil niðurgreiðsla á milli landa en þetta gefur hugmynd af hverju endurnýjanleg orka er dýrari en önnur. Þar að auka leggja þau mörg hver talsvert háa skatta á rafmagn til að fjármagna alla niðurgreiðsluna og uppbyggingu á endurnýjanlegri framleiðslu.

Evrópusambandið sjálf kemur líka að málinu með ýmsum styrkjum sem ýta undir sjálfbæra framleiðslu og rannsóknir á endurnýtanlegri orku. Slíkir styrkir væru bara til aðildarlanda og þá þess lands sem við myndum leggja sæstrenginn til (European Commission, 2011).

Evrópski fjárfestingabankinn kemur einnig að fjármögnun verkefna sem hann telur að hjálpi til við að ná markmiðum varðandi endurnýjanlega orku og er það eitt af

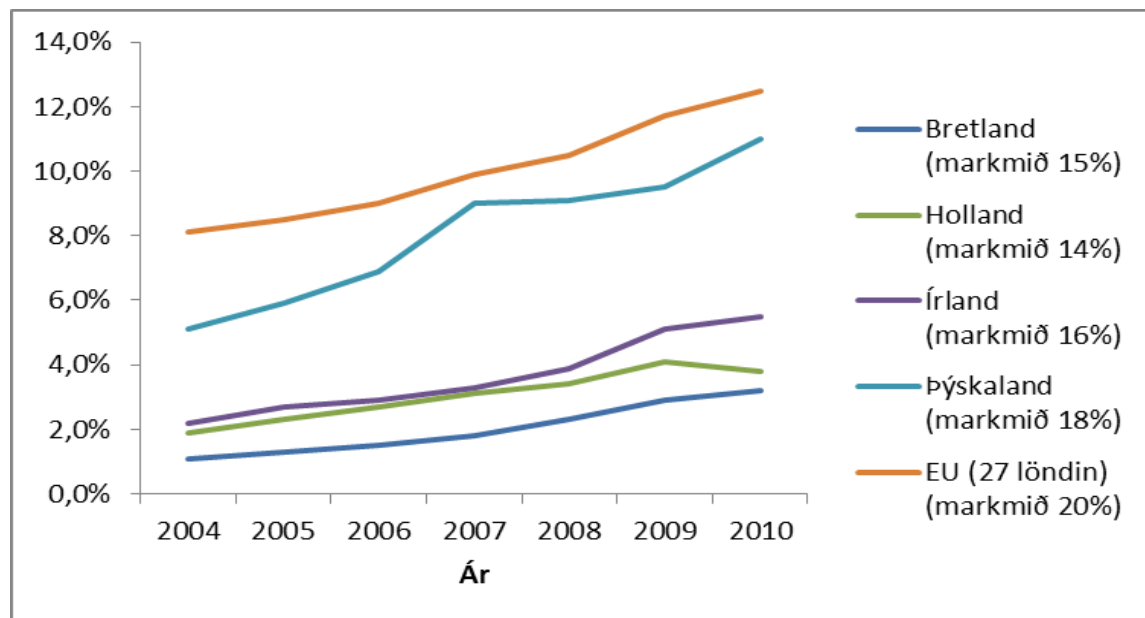
meginmarkmiðum hans. Meðal annars fjármagnaði hann u.þ.b. helming af kostnaði NorNed sæstrengsins hjá TenneT eða 140 milljón Evrur og var það skoðað að lána Statnett einnig jafnmikið (Parsse, 2007).

### 3.5.2 Nást markmiðin

Misjafnlega gengur á milli landa að ná þeim markmiðum sem stefnt var að. Þó má segja að það þokist í rétta átt fyrir ESB sem heild eins og sjá má á mynd 7. Margir hafa þó þær áhyggjur að markmiðin muni ekki nást og að Evrópusambandið muni draga úr styrkjum sökum kostnaðar.

Tafla 2. Hlutfall endurnýjanlegrar orku milli landa

	2008	2009	2010	Markmið	Hlutfalli náð
Bretland (markmið 15%)	2,3%	2,9%	3,2%	15,0%	21,3%
Holland (markmið 14%)	3,4%	4,1%	3,8%	14,0%	27,1%
Írland (markmið 16%)	3,9%	5,1%	5,5%	16,0%	34,4%
Þýskaland (markmið 18%)	9,1%	9,5%	11,0%	18,0%	61,1%
EU (27 löndin) (markmið 20%)	10,5%	11,7%	12,5%	20,0%	62,5%



Mynd 7. Aukning endurnýjanlegrar raforku í EU 27

Heimild: Eurostat

Á mynd 7 má sjá þau lönd sem eru hvað skemmst á veg komin með að uppfylla markmiðin auk Þýskalands. Af þeim löndum er Bretland aðeins búið að ná rúmu 21%, Holland aðeins rúmunum 27% og Írland er með tæp 35% af settum markmiðum. Þessi þrjú

lönd eru á kjörsvæði fyrir lagningu strengsins og þurfa svo sannarlega að bæta í til þess að ná ná markmiðunum sínum. Þýskaland aftur á móti liggur rétt undir meðaltalinu eða með 61% en EU 27 (Evrópusambandið) er með 62,5%.

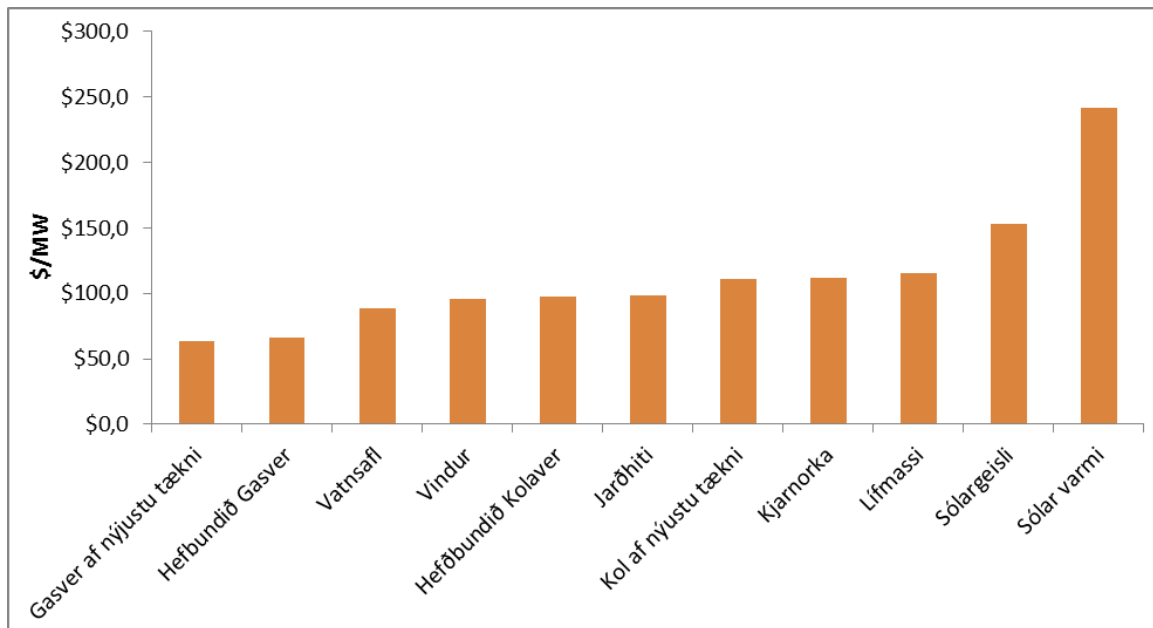
### **3.6 Kostnaður við orkuframleiðslu**

Mismunandi kostnaður er við framleiðsluna eins og áður hefur komið fram og kemur sú þróun trúlega ekki til með að breytast mikið á næstu árum. Bandaríska orkustofnuninni (EIA) hefur ályktað svo að hlutur endurnýtanlegrar orku aukist ekkert að ráði fyrr en eftir 2020 í það fyrsta.

Bandaríkjamenn hafa hafið framleiðslu á svokölluð leirgasi (shale gas) sem hefur gert það að verkum að verð á gasi hefur lækkað talsvert þar í landi. Það hefur fundist í svo miklu magni að gasinnflutningur dróst þar saman um 30% á árunum 2007 til 2010. Svo mikill samdráttur hefur áhrif á heimsmarkaðsverð sem hefur skilað sér í minni hækkunum í Evrópu

Talsverðar líkur eru einnig á að leirgas muni finnast í vinnanlegu magni Rússlandi, Evrópu og víðar með tilheyrandi lækkunum raforkuverðs. Talið er að í besta falli gæti Evrópa verið sjálfri sér næg upp að 60% af gasi (Pearson, Zenewski o.fl., 2012).

Þessi lækkun útskýrir að hluta til af hverju gas er svona miklu ódýrara á mynd 8. Gasverðið samkvæmt henni er hagkvæmast, vindurinn kemur ágætlega út í þessum samanburði en því má ekki gleyma að nýtnin er aðeins u.þ.b. 33% þar sem ekki blæs allan tímann (nema að um vindmyllu út á sjó sé að ræða, en þá hækkar kostnaður talsvert mikið vegna kostnaðar við byggingu og tengingu inn á netið) á meðan nýtnin er heil 91% hjá kjarnorkuverinu.



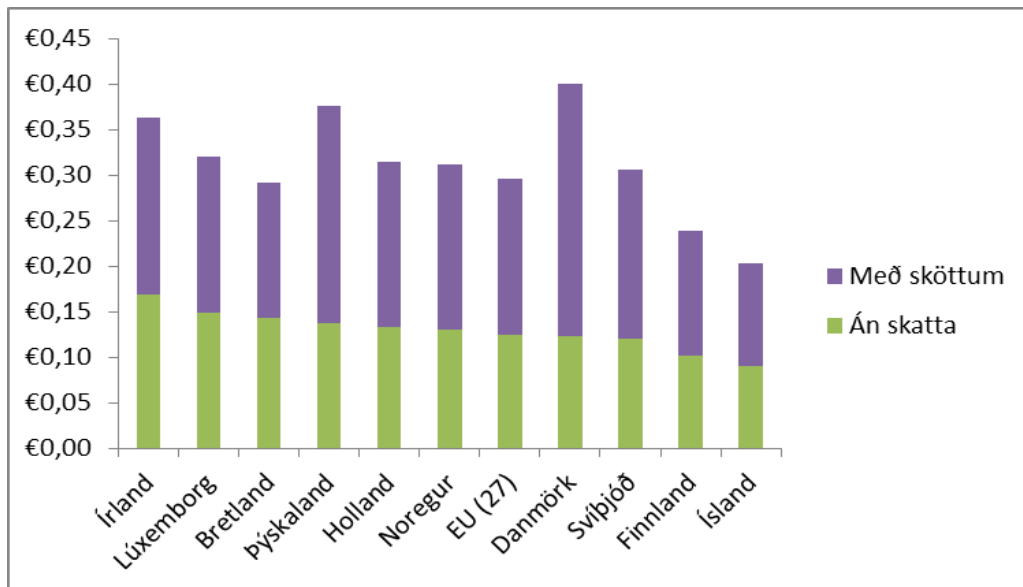
**Mynd 8. Kostnaður við framleiðslu rafmagns milli mismunandi orkugjafa í USA í \$ á hvert framleitt MW**  
 Heimild: EIA (U.S. Energy Information Administration)



## 4 Lagning Íslenska strengsins

### 4.1 Hvert á hann að liggja?

Rétt er að spyrja fyrst hvert eigi að leggja strenginn og rauninni er þeirri spurningu auðsvarað: England eða Írland. Þangað er stysta leiðin og raforka þar er dýrari en til að mynda í Þýskalandi og Hollandi eins og sjá má á mynd 9. Raforkuverðið á myndinni er með dreifingu orkunnar og miðast við venjuleg heimili eða 2500 Kwh til 5000 Kwh en samkvæmt Orkustofnun er meðaltalið um 5000 Kwh á Íslandi. Annað atriði sem skiptir máli er að Bretar eru skammt á veg komnir í að auka hlut sinn í endurnýjanlegri orku og því ætti strengur sem býður upp á endurnýjanlega orku að vera spennandi fyrir þá.



**Mynd 9. Raforkuverð til heimila, fyrsta ársfjórðung 2012 í Kw**

Heimild: Eurostat

Samkvæmt gögnum Eurostat er munurinn á raforkuverði milli Íslands og Bretlands 0,058 evrur á Kwh. Fyrir venjulegt heimili sem notar 5000 Kwh gerir þetta tæplega 42.000 kr ári eða 264 evrur miðað við að Evra kosti 158,6 kr.

Færa má rök fyrir því að miða eigi við hærra verð en meðaltalið þar sem það verð sem íslensk orka yrði borin saman við er t.d. vindorka fyrir utan strendur Bretlands, en hún er talsvert dýrari en meðaltalið. Í skýrslu McKinsey kemur fram að verð fyrir þá orku er 115 euro á MW (McKinsey Scandinavia, 2012). Justin Wilkes, sem hélt fyrirlestur á vegum atvinnuvegaráðaneytisins í Hörpu 26. febrúar 2013, tók það annars skýrt fram að

Íslendingar ættu ekki að miða sitt verð við vinduorku á sjó. Heldur ætti íslenska orkan að leysa af hólmi kolaorkuna eða gas.

## 4.2 Hvað kostar sæstrengurinn?

Samkvæmt lauslegu mati Landsvirkjunar má gera ráð fyrir að 1000 km strengur sem yrði 700 MW myndi kosta 1.345 milljónir Evra eða jafnvirði rúmra 213 milljarða íslenskra króna. Þá á eftir að bæta við kostnaði við tengingu að tengikvíum (Landsvirkjun, 2012).

Ef ákveðið yrði að leggja sæstreng til meginlands Evrópu, þ.e.a.s. Þýskalands eða Hollands, myndi hann kosta 2.305 milljónir Evra eða jafnvirði 366 milljarða íslenskra króna. Ávinningur sem myndi hljóttast af því að fara þá leið væri að tengst yrði inn á stærra net með meiri möguleikum til að flytja inn og út af strengnum sem og að íslenskt raforkuverðið yrði stöðugra.

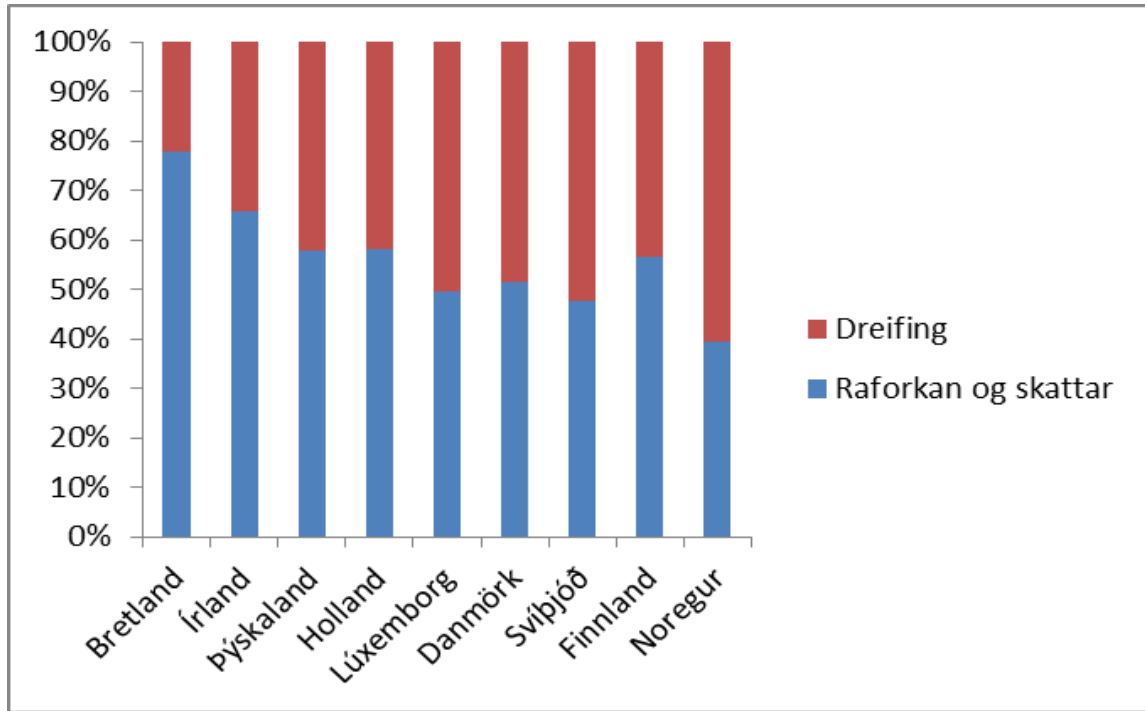
Hvor leiðin sem yrði farin er ljóst að þetta yrði mjög dýr framkvæmd fyrir hvern þann sem myndi ráðast í þessa framkvæmd. Til samanburðar var áætlaður kostnaður við byggingu Kárahnjúkavirkjunar 133 milljarðar (Iðnaðarráðuneytið, 2008) á verðlagi ársins 2007 sem á verðlagi ársins 2013 væru u.þ.b. 201 milljarður samkvæmt vísitölu neysluverðs frá Hagstofunni.

### 4.2.1 Áhætta

Ef sæstrengurinn yrði lagður til Bretlands myndi hann trúlega liggja til Skotlands en sú leið er u.þ.b. 1000 km löng. Hann yrði þá lengsti sæstrengur sem lagður hefur verið í heiminum. Auk þess myndi hann liggja á u.þ.b. 1100 m dýpi á milli Skotlands og Færeyja (Skúli Jóhannsson, 2011). Eins og kom fram í kaflanum um NorNed liggur sá strengur aðeins á 400 m dýpi. Þrátt fyrir það lentu menn þar í vandræðum með viðgerð þegar ölduhæð fór yfir þrjá metra. Viðhald strengs á svo miklu dýpi eins og sá íslenski yrði á er kostnaðarsamt og þyrfti til að mynda sérútbúna kafbáta til verksins (Skúli Jóhannsson, 2011). Verði bilun í sæstrengnum þá verður hún til þess að rafmagnið situr fast á Íslandi á meðan, því ólíkt t.d. Noregi liggja ekki fleiri strengir frá landinu. Hvert viðgerðahlé yrði því mjög dýrt sérstaklega ef ætlunin er að virkja eingöngu til að flytja út orku.

Annað atriði er sem er umhugsunarvert er hlutfall flutningskostnaðar í heildarraforkuverði í Evrópu. Það er lægst í Bretlandi en hæst í Noregi eins og sjá má á mynd 10. Landsvirkjun sem söluaðili raforkunnar mun að líkindum hagnast á raforkusölu

til annarra landa og kemur sér jafnframt í betri samningstöðu við núverandi álfyrirtæki á Íslandi. Hið sama er ekki uppi á teningnum hvað varðar kostnað við dreifingu. Spurningin er hvort ávinningur lægra orkuverðs hverfi í dreifingunni til Englands og forsendur fyrir lagningu bresta.



Mynd 10. Dreifing raforku sem hlutfall í prósentum af enda verði til heimila  
Heimild: Eurostat

### 4.3 Hvaðan á orkan að koma?

Ekki er alveg ljóst hvaðan orkan á koma en það ræðst af því hvort strengurinn sem er lagður getur hleypt straum í gegn í báðar áttir.

Ef ákvörðun verður tekin um að flytja eingöngu rafmagn út er ljóst að það þarf að virkja sérstaklega fyrir strenginn. Ýmsir möguleikar á hagræðingu í raforkumálum landsins gætu því tapast. Sá möguleiki er t.d. fyrir hendi að flytja inn rafmagn þegar það er ódýrt í Evrópu og fylla á íslensku lónin á meðan líkt og Norðmenn gera í dag. Einflutningsstrengur dregur úr mögulegri samningsstöðu Landsvirkjunar en verð til neytenda myndi líklega hækka minna en ella. Hann myndi einnig hafa þau áhrif að Landsvirkjun myndi ekki verða í eins sterkri stöðu til að semja við stóriðjuna þar sem tvö aðskilin kerfi yrðu á landinu og verð til neytenda myndi líklega ekki hækka. Einflutningsstrengur yrði eitthvað ódýrari en strengur sem hefur möguleika í báðar áttir.

Raunsætt mat er þó að ef út í þetta verkefni yrði farið yrði það alltaf til að geta flutt rafmagn með báðar leiðir en með honum hámarkast líka þjóðfélagslegur ábati að öllum líkindum.

En hversu mikla umfram orku gætu Íslendingar lagt fram? Hörður Arnarson forstjóri Landsvirkjunar hefur nefnt um að hún sé á bilinu 10-15% af heildar orkuframboði hér á landi (Kom fram á RÚV 26.05.2010). Þetta er þó á engan hátt vísindaleg nálgun heldur einungis eitthvað sem menn eru að gefa sér. McKinsey ráðgjafa fyrirtækið taldi það vera 15% (McKinsey Scandinavia, 2012). Heildarframleiðsla raforku á Íslandi er 17.210,4 GW stundir eða 1.964,66 MW (samkvæmt töflu 2) og 15% af því er 294,7 MW, sem væri þá möguleg umfram nýting í dag. Samkvæmt þessum forsendum gæti umframorkan þá í mesta lagi verið 294,74 MW og heildarnýting virkjana gæti þá orðið nálægt 90% samkvæmt töflu 3.

Mikil óvissa ríkir þó alltaf með hversu mikil umfram orkan verður og er óvissan sérstaklega mikil í fallvatnsvirkjunum þar sem treysta þarf á rigningar og fleiri óviðráðanlega þætti til að fylla upp í lónin. Ef reiknað yrði með 10% umframorku yrði mögulegt framboð til strengsins u.þ.b. 200 MW eða 100 MW minna en með 15%. Um háar upphæðir er því að ræða og munar um hvert prósentustig.

Miðað við að 700 MW strengur yrði lagður er nýtingin aðeins 43% eða 28% miðað við framangreindar forsendur. Fastlega má því reikna með að virkja þurfi talsvert í viðbót en Landsvirkjun reiknar með að vera búin að auka sína framleiðslu um u.þ.b. 760 MW árið 2024 (Gamma, 2011). Ef önnur orkufyrirtæki myndu auka sína framleiðslu í sama hlutfalli eða um u.þ.b. 40% þá myndu bætast þar við önnur 330 MW. Samtals yrðu það því tæp 1100 MW sem myndu bætast við heildarframleiðslu raforku á Íslandi út frá gefnum forsendum og verða alls 2.769 MW. Umframorkan til sæstrengsins gæti því orðið á bilinu 277 til 415 MW, eftir því hvort miðað er við 10% eða 15% umframorku og nýtingin á strengnum batnar talsvert.

**Tafla 3. Uppsett afl og nýtni virkjana Landsvirkjunar og allra virkjana á Íslandi**  
 Heimild: Landsvirkjun og Hagstofa Íslands

MW	GWh/ár	meðaltals nýting	71,7%	
1=	8,76			
Virkjanir Landvirkjunar	Uppsett afl í MW	Full nýtni í GWh/ár	GWh/ ár	Nýting
Bjarnaflag	3	26,28	18	68,5%
Blöndustöð	150	1314	910	69,3%
Búrfellsstöð	270	2365,2	2300	97,2%
Fljótdalsstöð	690	6044,4	4800	79,4%
Hrauneyjafossstöð	210	1839,6	1300	70,7%
Írafossstöð	48	420,48	236	56,1%
Kröflustöð	60	525,6	500	95,1%
Laxárstöð	5	43,8	3	6,8%
Laxárstöð II	9	78,84	78	98,9%
Laxárstöð III	13,5	118,26	92	77,8%
Ljósafossstöð	16	140,16	105	74,9%
Sigöldustöð	150	1314	920	70,0%
Sreingrímsstöð	27	236,52	122	51,6%
Sultartangastöð	120	1051,2	1020	97,0%
Vatnfellsstöð	90	788,4	490	62,2%
<b>Samtals:</b>	<b>1861,5</b>	<b>16306,74</b>	<b>12894</b>	<b>79,1%</b>
Allt virkjanir landsins	Uppsett afl í MW	Full nýtni í GWh/ár	GWh/ ár	Nýting
<b>Samtals:</b>	<b>2669,4</b>	<b>23383,944</b>	<b>17210,4</b>	<b>73,6%</b>

## 5 Arðsemi

### 5.1 Aðferð

Aðferðin sem notast er við í greiningarvinnunni eru útreikningar á frjálsu sjóðstreymi verkefnisins. Framtíðargreiðslur eru núvirtar miðað við ávöxtunarkröfu sem byggð er á vegnum fjármagnskostnaði (WACC)<sup>4</sup> og innri vextir verkefnisins eru reiknaðir út. Þetta eru þekktar aðferðir sem voru t.d. notaðar við gerð mats á Kárahnjúkum (Iðnaðarráðuneytið, 2008). Samkvæmt rekstrarlegum viðmiðum þarf útkoman úr núvirðingunni að vera núll eða hærri til að fýsilegt sé að ráðast í fjárfestinguna. Aðlagðir innri vextir (MIRR) eru í raun raunvextir að verkefninu. Ef MIRR yrði lægra en WACC þá eru líklega önnur verkefni á markaðnum fýsilegri að sinni. Ef hins vegar MIRR væri hærra en WACC þá gefur verkefnið af sér arð umfram arðsemiskröfu fjárfestisins. (Eugene F. Brigham, 2007).

Auk ofnagreiðra aðferða verður einnig beitt næmnigreiningu þar sem lykiltölunum WACC og tekjuvexti er breytt til að sjá mismunandi útkomur úr mismunandi sviðsmyndum. Þar að auki er gert mat á verstu og bestu mögulegu niðurstöðu og gerð Monte-Carlo hermun út frá þeim forsendum. Þær fela í sér að gerðar verða þúsund tilviljunarkenndar athuganir á bilinu milli verstu og bestu niðurstöðu og líklegt mat dregið fram.

### 5.2 Forsendur

Endanlegar forsendur útreikninga vegna sæstrengs frá Íslandi til meginlands Evrópu liggja ekki fyrir. Hér verður farið yfir forsendur sem notast er við í útreikningunum á bls. 32. Einnig eru færð rök fyrir ákvörðun forsendna eftir því sem við á. Ekki verður miðað við að ráðist verði í virkjanaframkvæmdir sérstaklega fyrir strenginn. Forsendurnar í töflu 4 eru byggðar á því sem höfundur þykir nærtækast að nota.

---

<sup>4</sup> Meðalkostnaður fyrirtækisins við öflun fjármagnsins sem það notar til þess að standa undir rekstrinum.

Tafla 4. Forsendur útreikninga

		Eining	Athugasemdir
Lengd kapals	1000	metrar	
Afl strengs	700	MW	
Fluttningur	595	MW	Miðað við 85% uppítíma (rekstrarnýtni)
Kostnaður			
Sæstrengur	670.000.000	EUR	Gróft mat á kostnaði byggt á upplýsingum frá LV(Landsvirkjun, 2012)
Spennbreytar	250.000.000	EUR	
Lögn strengs	400.000.000	EUR	
Verkefnastjórnun	25.000.000	EUR	
Samtals	1.345.000.000	EUR	
WACC	8%-12%	%	Útlistað betur fyrir neðan
Líftími	40	ár	
Hrakvirði	134.500.000	EUR	10% af upphafsvirði
Afföll árlega	30.262.500	EUR	Línuleg afskrift
Viðhald/Rekstur	67.250.000	EUR	5% af heildarkostnaði
Mögulegur fluttningur frá Íslandi	415	MW	Miðað er við 15% umfram orku árið 2024. (Var fundið út í kaflanum á undan.)
Uppítími strengs	85%	%	Er áætlaður ívið minni en NorNed þar sem hann er lengri(þar af 2 tímar í að skipta um straumstefnu)
Fluttningur frá Íslandi	353	MW	
Orkutap á leiðinni	7%	%	Er talið vera 6-8%
Sala orku frá Íslandi	328	MW	
Sala orku til Íslands	82	MW	Á fyrstu 5 árum NorNED var útfluttningur Hollendinga 25% af heildinni (sjá bls. 15)
Samtals fluttningur um strenginn	410	MW	Miðað við 80% uppítíma eða 560MW flutningsgetu er nýtnin 69% á strengnum
Gengi dollar	120,94	\$	Miðað er við miðgengi Seðlabanka Íslans 5.4.2013
Gengi EUR	156,3	EUR	
Verð til landsvirkjunar	33,3	EUR/MWh	Landsvirkjun hefur gefið það út að þeir vilji 43\$ fyrir MW. Landsnet tekur helming að því eða 50% fyrir fluttning að spennubreyti. Í Noregi er hlutfalið 60% (sjá bls 30)
Verð til Landsnets	16,6	EUR/MWh	
Samtals sem verður eftir á Íslandi	49,9	EUR/MWh	
Verð í Bretlandi til milli stóra fyrirtækja	95	EUR/MWh	Er meðalverð í Bretlandi árið 2011 samkv. Eurostat án skatta. Meðalverð á Nordspot er um 42 euro fyrir utan fluttning, svo verð LV er vel samkeppnishæft
Fluttningurinn til Bretlands má því ekki kosta meira en 45 euro til að vera samkeppnishæft við orkugjafana þar, og helst eitthvað minna til að vera samkeppnishæfari			
Tekjur á ári	161.650.333	EUR	Fluttningur er 410MW 24 tíma 365 daga á ári eða $24 \cdot 365 = 8760$ sem eru $GW/h \Rightarrow 8760 \cdot 410MW \cdot 45(\text{verðið}) = \text{tekjur}$

### 5.2.1 WACC

Vegið meðaltal fjármagnskostnaðar (e. Weighted Average Cost of Capital, WACC) er meðalkostnaður fyrirtækis við öflun fjármagnsins sem það notar til að standa undir rekstrinum. En WACC-ið er háð fjármagnsskipan fyrirtækis, vaxtastigi, ávöxtunarkröfu markaðar, áhættu félagsins og sambandi áhættu og ávöxtunar, hún telst því hentug þar sem hún tekur tillit til svo margra þátta. Eftir því sem WACC-ið er lægra þá gerum við ráð fyrir að kostnaður við fjármögnun sé lægri eða með öðrum orðum fjármagnið er ódýrara (Eugene F. Brigham, 2007).

Jafnan er, og tekið er tillit til eftirfarandi þátta:

- $WACC = w_d * k_d * (1 - T) + w_p * k_p + w_c * k_s$  :
- $w_d$  =Hlutfall skulda í heildarfjármagni
- $K_d$  =Fjármagnskostnaður skulda
- $T$  =Skatthlutfall
- $w_p$  =Hlutfall forgangshlutfjár í heildarfjármagni
- $k_p$  =Fjármagnkostnaður forgangs hlutabréfa
- $w_c$  =Hlutfall eigin fjár í heildar fjármagni
- $k_s$  =Fjármagnskostnaður eigin fjár

Í stað þess að gefa sér forsendur til að finna WACC-ið byggjum við það á þeim forsendum sem farið var eftir í lagningu NorNed sæstrengsins á sínum tíma. Þegar undirbúningur að NorNed stóð yfir árið 2004 var farin sú leið að leggja mat á veginn fjármagnskostnað þriggja orkufyrirtækja. Niðurstaða matsins var að veginn fjármagnskostnaður fyrirtækjanna þriggja var metinn 8,5%. Matið var fært yfir á hinn væntanlega sæstreng, en áhættuálagi bætt ofan á. Niðurstaðan varð því sú að veginn fjármagnskostnaður sæstrengsins var áætlaður 8%-12%. (Richard Brealey, 2004).

Tafla 5 sýnir WACC í rafmagnsdreifingu milli ólíkra landa. WACC-ið fyrir Noreg er 7,7% og 6,9% fyrir Bretland en þar er miðað við dreifingu á landi en ekki sjó. Ekki er því óeðlilegt að áhættuálag bætist á það. Draga má líka þá ályktun frá töflu 5 að WACC-ið sveiflast ekki mikið á milli ára. Út frá mati um WACC-ið frá NorNed og töflu 5 má því gera



ráð fyrir svipuðum eða meiri fjármagnskostnaði en gert var hjá NorNed sökum dýpis sem strengurinn liggur á og lengdar.

Út frá þeim forsendum verður reiknað með að veginn fjármagnskostnaður sé á bilinu 8-12% en þó má gera ráð fyrir að hann sé nær 12% en 8% en það má þó ekki útiloka neitt.

WACC-ið notum við svo síðar til að núvirða sjóðflæðið sem við komum að síðar.

**Tafla 5. WACC fyrir rafmagnsflutninga á landi fyrir skatta**  
Heimild: (Müller, 2011)

	Ítalía	Holland	Noregur	Bretland
2000	7,40%	6,60%	8,30%	6,50%
2001	7,40%	6,60%	8,30%	6,50%
2002	7,40%	6,60%	-	6,50%
2003	7,40%	6,60%	-	6,50%
2004	6,85%	6,60%	-	6,50%
2005	6,85%	6,60%	-	6,90%
2006	6,85%	6,60%	-	6,90%
2007	6,85%	5,80%	7,70%	6,90%
2008	7,00%	5,50%	7,70%	6,90%
2009	7,00%	5,50%	7,70%	6,90%
2010	7,00%	5,50%	7,70%	6,90%

### 5.2.2 Frjálst sjóðflæði

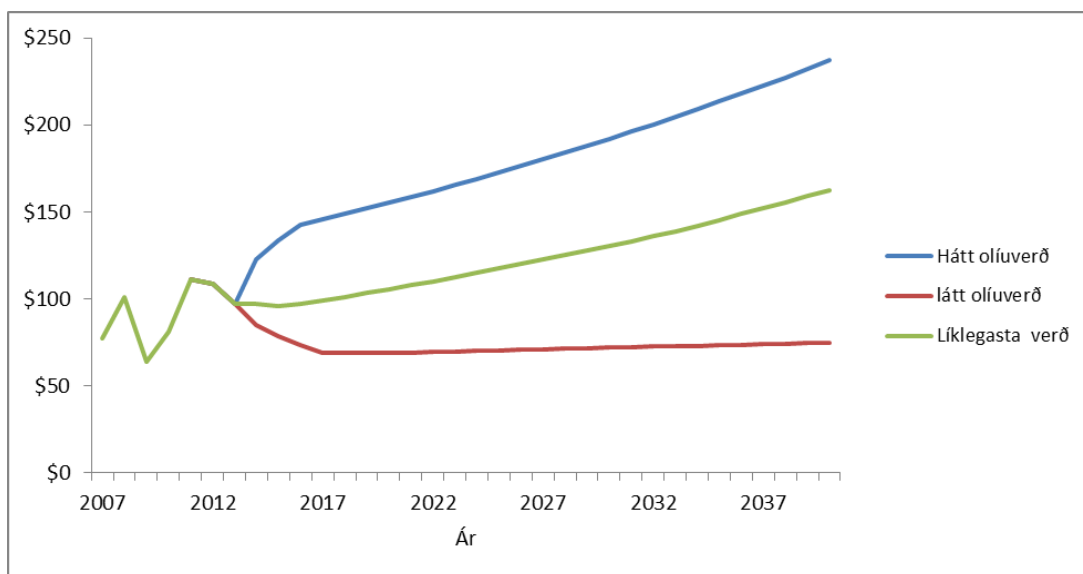
Frjálst sjóðflæði (free cashflow) er fundið með því að draga rekstrarkostnað, skatta og nauðsynlega fjárfestingu í rekstri frá sölutekjum. Fyrsta skrefið er að draga kostnað án skatta, afskrifta og fjármagnsliða frá tekjum en þá höfum við „EBITDA“<sup>5</sup> Að því loknu eru afskriftir dregnar frá þá höfum við „EBIT“<sup>6</sup>. Þegar því er lokið þá er búið að finna skattstofninn. Þá er skatturinn dreginn frá en að því loknu bætum við aftur við afskriftum þar sem þær hreyfa ekki við sjóðflæðinu (Eugene F. Brigham, 2007).

Gert er ráð fyrir að strengurinn verði tekinn í notkun árið 2024 og að stofnkostnaður muni falla til á árunum 2022 til 2025. Rekstrartíminn er 40 ár eða sá sami og mögulegur líftími.

<sup>5</sup> Er afkoma fyrirtækja áður en tekið er tillit til vaxtagreiðslna og vaxtatekna, skattgreiðslna og afskrifta

<sup>6</sup> Er afkoma fyrirtækja áður en tekið er tillit til vaxta og skattgreiðslna.

Erfitt er að leggja mat á mögulegan tekjuvöxt til framtíðar þar sem verðhækkun orkumála í Evrópu mun ráða þar mestu um. Í forsendum er gert ráð fyrir 2-5% hækkun á ári til eilífðar. Til viðmiðunar er notuð spá bandarísku orkustofnunarinnar sem hefur spáð fyrir um þróun á olíuverði til ársins 2040 eins og sjá má á mynd 11. Ef miðað er við mestu mögulegu hækkunina þá er árlegur vöxtur um 4% og ef miðað er við líklegasta vöxt er hann 1,8%. Í áætlun orkustofnunarinnar er einnig gert ráð fyrir lækkun en horft verður framhjá því í ritgerðinni. Þess í stað er gert er ráð fyrir að endurnýjanleg orka hafi þá eftirspurn til að vera í efri hluta spárnar. Verð í Evrópu hefur verið hærra en í Bandaríkjunum og því er miðað við hér 2-5% vöxt.



**Mynd 11. Spá um Brent olíuverð á tunnuna til 2040.**

Heimild: EIA

**Tafla 6. Forsendur til að finna frjálst fjármagnsflæði**

		Eining	Athugasemdir
Kostnaður 2022	400.000.000	EUR	Þetta er aðeins gróf áætlun hvernig þetta gæti verið. Talað er um að það taki 2 ár að leggja strenginn. Einhver kostnaður fellur til fyrr en hann er talin óverulegur
Kostnaður 2023	400.000.000	EUR	
Kostnaður 2024	400.000.000	EUR	
Kostnaður 2025	145.000.000	EUR	
<b>Samtals</b>	<b>1.345.000.000</b>	EUR	
Tekjur	161.650.333	EUR	Kemur frá forsendum að ofan
Árleg aukning tekna	2-5%	%	Hér er mikil óvissa, útfrá stefnu Evrópu má reikna með hækkunum til eilífðar
Afskriftir	30.262.500	EUR	Kemur frá forsendum að ofan
Rekstrarkostnaður	67.250.000	EUR	Kemur frá forsendum að ofan
Skattur	20%	%	Algjör óvissa þar sem hann liggur til tveggja landa, Tekjuskattur er 20% á Íslandi

### 5.2.3 Núvirðing

Núvirðing (NPV eða net present value) er þegar lagt er mat á verðmæti greiðslu sem á að berast í framtíðinni þ.e hvers virði er greiðslan ef við myndum fá hana í dag. Mikilvægt er að vita þetta þar sem kostnaður sem fellur til er yfirleit í upphafi verkefnis en tekjurnar koma til á öðru tímabili, sem er eins og staðan er í þessu dæmi. Þumalputtareglan er því sú að því fyrr sem greiðslunnar/tekjurnar berast, því verðmætari eru þær (Eugene F. Brigham, 2007).

Við núvirðum með eftirfarandi formúlu og tillit er tekið til eftirfarandi þátta:

- $NPV = -C_0 + \frac{C_1}{(1+r)^1} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+r)^n}$
- $C_0$  = Upphafsfjárfesting
- $C_1, C_2 \dots C_n$  = Greiðslustraumar/tekjur
- $r$  = vextir til að afvaxta við notum WACC-ið
- $n$  = Fjöldi tímabila

Tafla 7. Núvirðing frjáls sjóðstreymis með næmnigreiningu.

Þegar frjálsa sjóðstreymið hefur verið núvirt fást eftirfarandi upplýsingar með næmnigreiningu þar sem miðað er við að tekjur breytast frá 2-5% og WACC-ið frá 8-12%.

Hækkun tekna / WACC	2%	3%	4%	5%
8%	<b>37.239.173</b>	<b>279.619.985</b>	<b>576.362.863</b>	<b>942.328.618</b>
9%	-111.094.262	<b>85.175.397</b>	<b>323.314.375</b>	<b>614.421.683</b>
10%	-229.778.610	-69.196.971	<b>123.915.557</b>	<b>357.907.945</b>
11%	-325.544.503	-192.843.276	-34.645.493	<b>155.374.497</b>
12%	-403.428.481	-292.710.885	-161.836.450	-5.977.798

Ekki er ráðlegt að ráðast í framkvæmdir ef miða á við þær forsendur sem skila niðurstöðu sem er lægri en 0. Jákvæðar tölur benda til þess að verkefnið sé arðbært.

Eins og sést í töflu 7 skilar verkefnið betri niðurstöðu ef WACC-ið er lægra og vöxtur meiri. Besta niðurstaðan fæst sé miðað við að WACC-ið sé 8% og tekjur aukast um 5% árlega, en það þýðir í raun að fjármagnið kostar minna en ef það væri 12% og aukning tekna er í hámarki út frá gefnum forsendum.

## 5.2.4 MIRR

Aðlagðir innri vextir verkefnis eða „MIRR“ (modified internal rate of return) eru í raun raunvextir verkefnis. Ef niðurstaðan er sú að þeir eru lægri en áætlað WACC þá ætti fjárfestir ekki að ráðast í verkefnið. MIRR gerir ráð fyrir að við endurfjárfestum framtíðartekjum og er endurfjárfestingin miðuð við fórnarkostnaðinn þ.e.a.s. WACC-ið.

Til þess að geta fundið MIRR þurfum við að vita okkar ávöxtunarkröfu en þar gerum við ráð fyrir hún sé sú sama og WACC-ið okkar eða vegið meðaltal fjármagnskostnaðar. Það snertir á mörgum þáttum og er talið gefa besta mynd af fjármagnskostnaðnum (Eugene F. Brigham, 2007).

Aðlagðir innri vextir finnast með eftirfarandi jöfnu og tillit er tekið til:

- $MIRR = \sqrt[n]{\frac{TV}{PV_{cost}}} - 1$
- n = Fjöldi tímabila
- $PV_{cost}$  = Allar útborganir afvaxtaðar til loka
- TV = Allar innborganir ávaxtaðar til upphafs

Tafla 8. Aðlagðir innri vextir verkefnisins með næmnigreiningu

Niðurstöður útreikninga á MIRR miðað við mismunandi forsendur. Tekjur breytast á bilinu 2%-5% og WACC 8%-12%.

Hækkun tekna / WACC	2%	3%	4%	5%
8%	<b>8,09%</b>	<b>8,60%</b>	<b>9,12%</b>	<b>9,66%</b>
9%	8,71%	<b>9,20%</b>	<b>9,70%</b>	<b>10,20%</b>
10%	9,36%	9,82%	<b>10,29%</b>	<b>10,78%</b>
11%	10,01%	10,46%	10,91%	<b>11,37%</b>
12%	10,69%	11,11%	11,54%	11,98%

Miðað er við að fjárfestingin sé hagkvæm þegar MIRR prósentan fer yfir áætlað WACC. En það er sú ávöxtum sem við áætluðum að geta fengið á markaði. Ef okkar MIRR er undir WACC-inu þá gerum við ráð fyrir að geta gert betur í öðrum verkefnum. Þar sem ljómað er blátt í töflu 8 er ráðlagt að fjárfesta þar sem þar er ávöxtunin umfram vegin fjármagnskostnað og erum að gera betur en viðmiðið okkar.

### 5.3 Besta og versta niðurstaðan

Í bestu og verstu niðurstöðunni gerum við annars vegar ráð fyrir að allt fari á besta veg og verkefnið skili hámarks afkomu og hins vegar gerum við svo ráð fyrir að allt fari á versta veg og verkefnið skili eins slakri afkomu og hugsast getur miðað við gefnar forsendur. Þetta geta verið mikilvægar upplýsingar sérstaklega þegar mikil óvissa ríkir um forsendur. Ef versta niðurstaðan skilar jákvæðri niðurstöðu þá má lesa út að þetta er frábær fjárfesting (Boarman, o.fl. 2001). Við vitum þó nú þegar að versta niðurstaðan verður neikvæð eins og við sáum í dæmunum hér á undan.

Forsendurnar verða byggðar á sama grunni og tafla 4 og 6. Forsendurnar sem breytast eru listaðar upp í töflu 9 og í henni má sjá bestu og verstu mögulegu útkomu. Áfram verður notast við WACC 8-12% og breyting tekna verður fært í 0% til 5% ekki verður gert ráð fyrir lækkun eins mynd 11 gerir ráð fyrir heldur frekar að verð hækki ekkert. Er það gert þar sem í Bandaríkjunum er ekki markmið uppi um aukningu endurnýjanlegrar orku og þar er einnig meira af auðlindum en í Evrópu sem nýst geta til orku framleiðslu. Verð á raforkunni er fært uppí 115 Evrum sem er það sama og er greitt fyrir rafmagnsframleiðslu á hafi úti í Bretlandi.

Miðað við forsendur í töflu 9 verður nýtingin á strengnum annars vegar 100% hins vegar tæp 40%. Ljóst er því að breytt bil er á milli þess minnsta og mesta. Áfram er miðað við að aðeins sé nýtt umfram orka á Íslandi og annars vegar verður meira flutt inn af raforku til Íslands og hins vegar verður ekkert flutt inn (sjá nánar í töflu 9).

**Tafla 9. Besta og versta niðurstaða**

Taflan er byggð á töflu 4 og 6 að öðru leiti.

	Besta niðurstaða	Eining	Versta niðurstaða
Mögulegur flutningur frá Íslandi	415	MW	277
Uppitími strengs	90,0%	%	80,0%
Flutningur frá Íslandi	374	MW	222
Orkutap á leiðinni	6%	%	8%
Sala orku frá Íslandi	351	MW	204
Sala orku til Íslands	241	MW	0
Samtals flutningur um strenginn	592	MW	204
Verð í Bretlandi til millistórafyrtækja	115	EUR/MWh	90
Tekjur á ári	337.561.586	EUR	71.600.944
Árleg aukning tekna	5%	%	0%
Núvirt frjálst sjóðsflæði	3.878.277.654	EUR	- 1.109.058.878
MIRR miðað við núvirt frjálst sjóðsflæði	12,43%	%	4%

Ef reiknað er frjálst sjóðflæði og framtíðargreiðslur núvirtar miðað við forsendur í töflu níu eru þær í besta falli 3.878.277.654, jafnvirði tæpra fjögurra milljarða Evra. MIRR er 12,43% eða 4,43 prósentustigum yfir 8% WACC-inu. Versta niðurstaðan gefur -1.109.058.878 eða jafnvirði rúmlega milljarðs Evra í mínus. MIRR er 4% eða 8 prósentustigum undir 12% WACC-inu. Þessar tölur eru mjög ýktar í báðar áttir en gera manni þó grein fyrir að tekjurnar eru líklega hlutfallslega meiri en minni og mikil óvissa ríkir um verkefnið út frá forsendunum.

#### 5.4 Monte-Carlo hermun

Monte-Carlo greiningu er hægt að nota þegar óvissa ríkir um margar breytur. Í næmnigreiningunni sem framkvæmd var hér fyrir framan var aðeins litið á mögulegar breytingar á tveimur breytum, hinar voru allar fastar. Monte Carlo hermun er því hentug að því leyti að ekki eru takmörk fyrir því hversu mörgum breytum er hægt að breyta. Aðferðin byggir á því að líkindadreifing milli margra breyta er reiknuð út samtímis, innan þeirra marka sem útlistuð eru í töflu 9 (Boarman, o.f.l. 2001). Monte Carlo greining er

vel þekkt greiningartæki þar sem óvissuþættirnir eru margir, var m.a. notast við hana þegar mat var lagt á á greiðslugetu á Vaðlaðarheiðargöngum (Kjartan Broddi Bragason, Margeir Ásgeirsson, Ólafur Ásgeirsson, 2012). Hægt er að gagnrýna þessa greiningu þar sem útkoman fer eftir þeim forsendum sem settar eru í líkanið. Misjafnar skoðanir geta verið á því hversu svartsýnar eða bjartsýnar forsendurnar eiga að vera. Að því leyti er núvirt sjóðstreymi eins og gert var að framan betri og almennt viðurkenndari en þar sem margar forsendur eru óljósar getur hermilíkan gefið aðra mynd sem gott er að fá fram.

Áhættuþættirnir eru listaðir upp í töflu 9 með efri og neðri mörkum. Öllum breytunum níu (tekjur á ári ráðast af breytunum og telst því ekki með sem breyta) er leyft að breytast tilviljunarkennt eftir jafnri dreifingu<sup>7</sup> („uniform distribution“) á milli bestu og verstu niðurstöðu. Niðurstaðan er að því loknu núvirt, rétt eins og gert var í töflu 7. Þetta er endurtekið þúsund sinnum til að fá sem jafnasta dreifingu. Á meðan einhverjar breytur geta verið að þróast í óhagstæða átt geta aðrar verið að þróast verkefninu í hag. Kostnaður við lagninguna strengsins er enn óbreyttur sem og það sem eftir verður á Íslandi.

Eftirfarandi niðurstaða fæst með Monte-Carlo hermun miðað við þúsund athuganir, þegar WACC-ið er á bilinu 8-12% (sjá töflu 10). Í töflu 10 má sjá lágmarks og hámarks gildið og meðaltalið. Athyglisvert er að meðaltalið er alltaf í plús og einnig hversu mikill munur er á milli hámarki (max) og lágmarki (min) sem leiðir líkur að því að mikil óvissa ríkir vegna verkefnisins, en engu að síður eru meiri líkur en minni á jákvæðri útkomu.

**Tafla 10. Monte Carlo hermun með WACC 8-12%**

Útkoma úr 1000 athugunum með jafnri hermun.

WACC	8%	9%	10%	11%	12%
MIN	-961.449.340	-831.463.810	-796.318.872	-630.723.739	-564.116.568
MAX	2.955.144.680	3.000.765.873	2.582.097.239	2.107.413.893	1.964.549.501
Meðaltal	637.149.541	553.592.873	484.885.423	452.193.778	392.222.875

<sup>7</sup> Jafnar líkur á milli 0 og 1

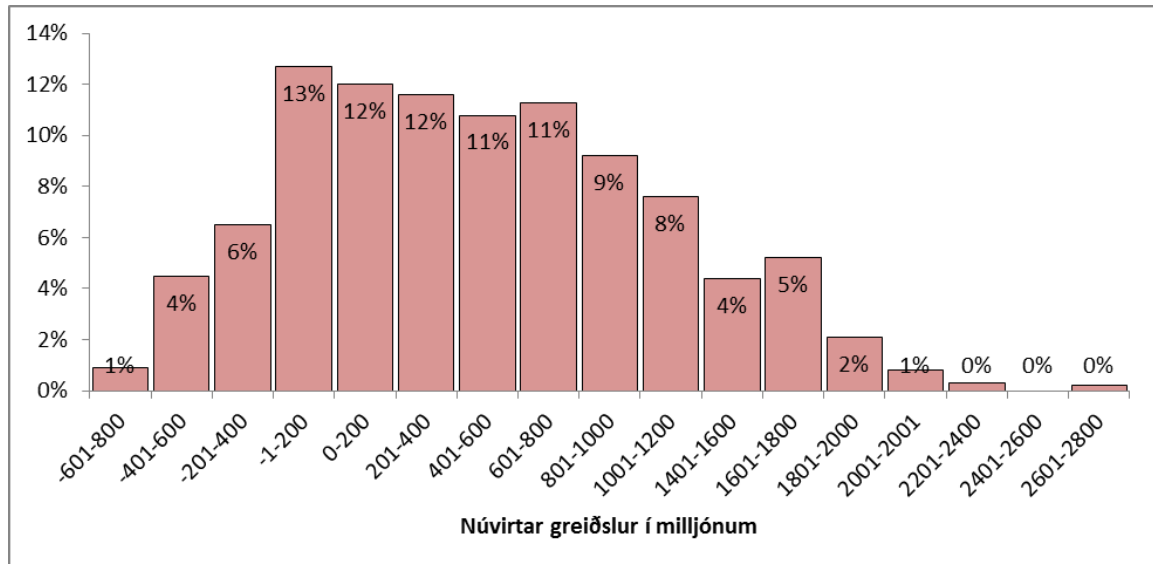
Tökum til að mynda hermun þar sem WACC-ið er 10% (en ekki er ósennilegt að raun WACC-ið sé nálægt því) og skoðum það nánar í töflu 11.

**Tafla 11. Monte Carlo hermun og WACC er 10%**

WACC	10%
MIN	-796.318.872
MAX	2.582.097.239
Meðaltal	484.885.423

Ef lágmarkið er lagt saman við hámarkið fæst samtalan 3.378.416.111. Þeirri tölu er og deilt upp í hámarkið og lágmarkið, þá fæst hve miklar líkur eru á að vera í plús eða mínus þ.e.a.s. 24% líkur á tapi og 76% líkur á hagnað.

Mynd 12 sýnir nákvæmari dreifingu á líkunum en stöplaritíð er unnið úr öllum þúsund greiningunum. Út úr því má lesa að meiri líkur séu á hagnað en tapi en líklegasta einstaka niðurstaða er -1 til -200 milljón Evrur. Á eftir koma svo tölur sem eru jákvæðar, en ekki er marktækur munur þar á milli.



**Mynd 12. Líkur á niðurstöðum í núvirtu sjóðflæði og 10% WACC útfrá Monte-Carlo hermun.**

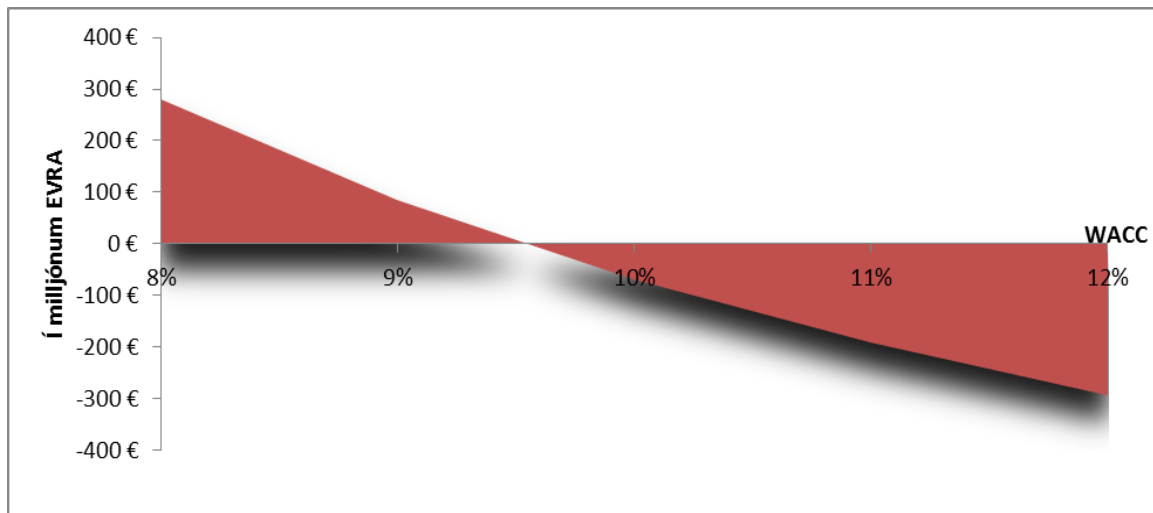


## 6 Niðurstöður

Gerðar voru þrjár mismunandi greiningar; næmnigreining var gerð þar sem breytur voru WACC og tekjuaukning, fundin var besta og versta niðurstaða og Monte Carlo hermun var gerð með níu mismunandi breytum. Í öllum greiningunum var sjóðflæðið núvirt á sama hátt (sjá nánar töflu 12 bls. 43).

Allar greiningarnar eiga það sameiginlegt að sýna fram á að, út frá þeim forsendum sem farið var eftir, að óvissa ríkir um arðsemi af fjárfestingu í raforku-sæstreng frá Íslandi til Bretlands.

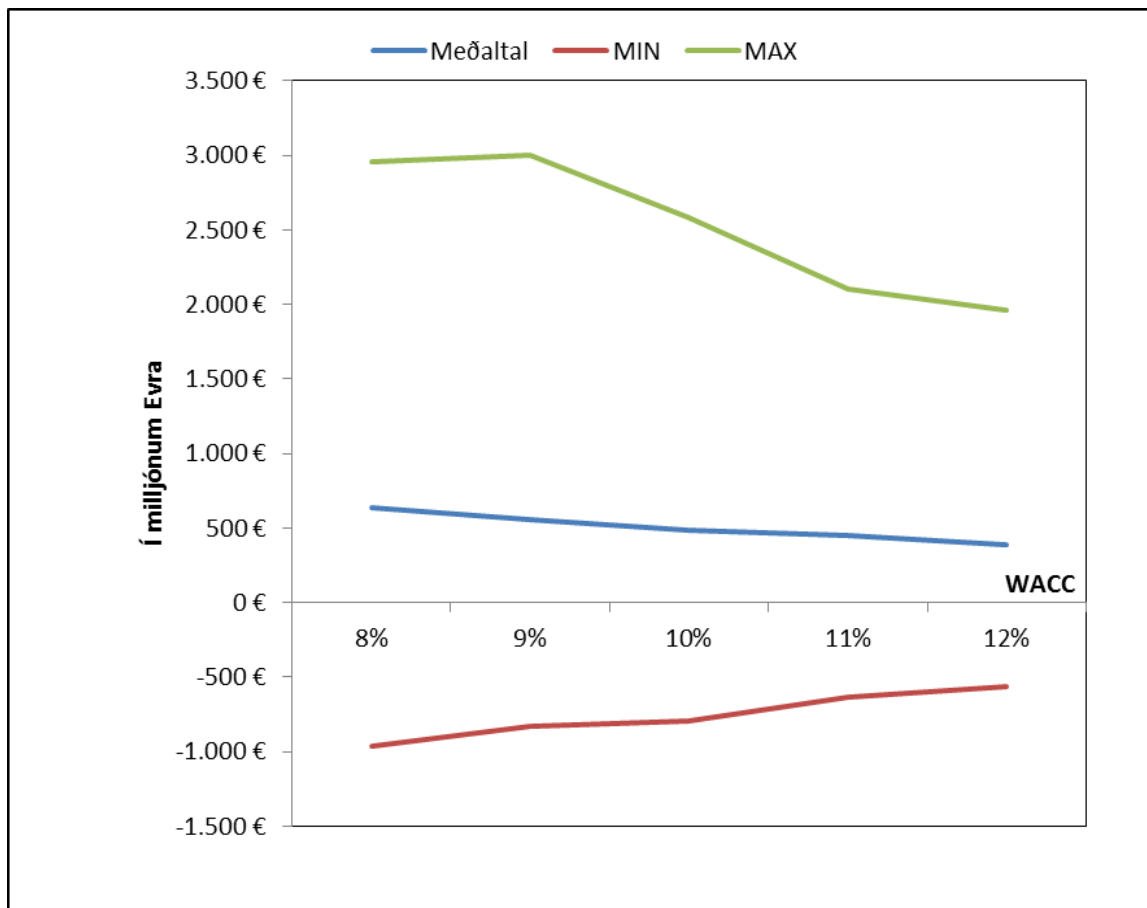
Sjá má á næmnigreiningunni á mynd 13 hversu tvísýn framkvæmdin er þegar forsendum á bakvið núvirts sjóðflæðis er breytt (sjá töflu 12 bls. 45). Í útreikningum myndarinnar var gert ráð fyrir 3% árlegri hækkun sem er á milli líklegustu hækkana (2%) og hæstu hækkana (4%) samkvæmt bandarísku orkustofnunni. Líklegt verður að teljast að WACC-ið sé u.þ.b. 10%. Ef þær forsendur eru rétt metnar er ljóst að ávöxtun framkvæmdarinnar yrði ekki viðunandi



**Mynd 13. Tengsl breytinga á WACC-i á hrif á núvirðingu, hækkun tekna er 3%**  
Þessi mynd miðast við forsendur höfundar úr töflu 4 bls.31.

Mikil óvissa er um hvort hægt sé að búast við 15% umframorku allt tímabilið. Á móti kemur að 3% hækkun á raforkuverði er hugsanlega hófleg en mikil óvissa fylgir spám um raforkuverð yfir 40 ára tímabil.

Dæmið snýst svo algjörlega við þegar við skoðum Monte-Carlo hermuna en í henni er verkefnið að meðaltali ávallt í plús eins og sjá má á mynd 14 en þar er WACC-ið á x-ás 8% til 12%. Það er eðlilegt að þessi niðurstaða sé betri þar sem ráð var gert fyrir í forsendum að alltaf væri selt eitthvað um strenginn og öfgarnar voru meiri í áttina að hagkvæmari niðurstöðu. Meðaltalið í 8% WACC er þó ekki ýkja langt frá næmnigreiningu höfundar.



**Mynd 14. Tekjur í milljónum Evra með WACC-i frá 8%-12% miðað við Monte-Carlo hermuna.**  
Þessi mynd miðast út frá Monte-Carlo hermuna forsendur úr töflu 9.

Niðurstöður Monte-Carlo hermuna gefa fullt tilefni til að skoða nánar möguleika á lagningu sæstrengs frá Íslandi. Miðað við gefnar forsendur í ritgerðinni þá lofar verkefnið að minnsta kosti góðu og gæti verið spennandi kostur.

Höfundur þykir þó rétt að taka það fram að hann hafi meiri trú á næmnigreiningunni byggða á forsendunum sem hann gaf sér (sjá mynd 13) og telur hana gefa betri mynd af arðsemi verkefnisins.

Tafla 12. Samantekt á öllum greiningum.

<i>Besta og versta niðurstaða</i>				
Núvirt frjálst sjóðsflæði	3.878.277.654	EUR	-1.109.058.878	
MIRR miðað við núvirt frjálst sjóðsflæði	12,43%	%	4%	
<i>Næmnigreining með WACC og tekjuaukningu sem breytur</i>				
Hækkun tekna / WACC	2%	3%	4%	5%
8%	<b>37.239.172</b>	<b>279.619.985</b>	<b>576.362.862</b>	<b>942.328.616</b>
9%	-111.094.264	<b>85.175.397</b>	<b>323.314.373</b>	<b>614.421.682</b>
10%	-229.778.611	-69.196.971	<b>123.915.555</b>	<b>357.907.943</b>
11%	-325.544.504	-192.843.276	-34.645.494	<b>155.374.495</b>
12%	-403.428.482	-292.710.885	-161.836.451	-5.977.799
<i>Monte-Carlo hermun</i>				
WACC	MIN	MAX	Meðaltal	
8%	-961.449.340	2.955.144.680	637.149.541	
9%	-831.463.810	3.000.765.873	553.592.873	
10%	-796.318.872	2.582.097.239	484.885.423	
11%	-630.723.739	2.107.413.893	452.193.778	
12%	-564.116.568	1.964.549.501	392.222.875	

Í töflu 12 má sjá muninn á milli allra greininga. Allar greiningarnar bera það með sér að mikill munur er á milli bestu og verstu útkomu sem leiðir líkur að því að óvissa er um verkefnið.

Næmni greiningin gefur til kynna að meiri óvissa er um verkefnið en í Monte-Carlo hermun-inni þess ber þó að gæta að í henni var algengasta útkoman í mínus þó svo að meðaltalið sé langt yfir núlli.

## 7 Lokaorð

Stóra spurningin er sú hvort Evrópa hafi efni á því til lengdar að framfylgja markmiðum sínum um endurnýtanlega orku. Verður viðmiðum ekki einfaldlega breytt á þann veg að lengja tímann til að ná markmiðunum eða beðið eftir nýrri tækni sem leysir vandamál varðandi orkuöryggi? Kjarnorka er á miklu undanhaldi í sumum löndum og þá sérstaklega Þýskalandi, á meðan aðrar þjóðir auka raforkuframleiðsluna með þeim hætti. Það vekur upp efasemdir um hvort hátt raforkuverð í Evrópu verði raunin til langs tíma. Hefur Evrópa efni á að skerða samkeppnishæfni sína miðað við önnur ríki eða heimsálfur í þeim efnahagslega ólgusjó sem á sér stað og átt hefur sér stað undanfarin misseri? Ef Evrópusambandið hverfur af þessari braut er ljóst að forsendur í greiningunni fyrir lagningu sæstrengs eru algjörlega brostnar.

Annar áhættuþáttur snýst um þróun leirgass í heiminum. Margt bendir til að það muni finnast í miklu magni víða um heim. Tæknin sem er notuð til að ná í gasið er enn ekki fullmótuð, en reikna má með því gasverð lækki meira með frekari nýjungum í þeim geira. Innviðir orkuframleiðslu til húshitunar o.fl. er til staðar í Evrópu og erfitt verður fyrir Evrópuríkin að horfa fram hjá þeim möguleika að nýta sínar eigin orkuauðlindir, þrátt fyrir að þær uppfylli ekki öll skilyrði endurnýjanlegra orkugjafa.

Verðþak eða gólf gæti hugkvæmst væntanlegum fjárfesti á raforkustreng. En með því gæti hið opinbera komið að verkefninu með því að ábyrgjast lágmarksverð en að sama skapi væru takmörk sett fyrir ávöxtuninni. Fjárfestirinn væri þá í raun að fjármagna verkefnið en hið opinbera stuðlaði að auknu framboði endurnýjanlegrar orku. Með því móti myndi hið opinbera ýta undir framkvæmdina og í leiðinni hafa takmörk fyrir hve mikið neytandinn þyrfti að greiða fyrir orkuna.

Einn strengur er ekki nægilega áreiðanlegur og mögulegar bilanir á strengnum geta haft mikil áhrif á rekstrarhorfur. Vegna erfiðra skilyrða getur tekið langan tíma að laga sæstrengi sem eru sambærilegir þeim sem á að leggja frá Íslandi. Dæmi eru um að tekið hafi þrjá mánuði að koma sæstreng sem bilaði af stað aftur.

Því er það mat höfundar að réttast sé að bíða með ákvörðun um lagningu sæstrengs byggt á því að ósamræmi gætir í stefnu Evrópulandanna og á næmnigreiningu núvirtis

sjóðflæði höfundar. Fyrst þarf að vera orðið nokkuð öruggt hvort það er kaupandi á þeim kjörum sem þarf til að verkefnið borgi sig. Svo þyrfti að afla nákvæmari gagna um kostnað við strenginn o.f.l. til að nákvæmari sjóðstreymisgreining gæti verið framkvæmd.

Kosturinn við að bíða er einnig sá að hugsanlega verða enn frekari tækniframfarir sem leitt gætu til lækkun fasts kostnaðar á meðan beðið er, sem enn fremur gætu gert lagningu sæstrengs hagkvæmari.

## 8 Heimildaskrá

- Arturs Purvins, H. W. (2011). A European supergrid for renewable energy: local impacts and far-reaching challenges. *Journal of Cleaner Production*, 1909-1916.
- Boarman, A. E., Greenberg, D. H., Vining, A. R., & Weimer, D. L. (2001). *Cost-Benefit Analysis; Concept and Practice*. New Jersey: Prentice Hall.
- Botterud, A. Bhattacharyya, A K., Ilic, M (2002). Futures and spot prices – an analysis of the. *34th Annual North American power Symposium*. Tempa.
- Brealey, R. C. (2004). *THE COST OF CAPITAL FOR THE NOR-NED CABLE*. London: The Brattle Group, Ltd.
- Couture, T. D., Cory, K., Kreycik, C., & Williams, E. (2010). *A Policymaker's Guide to feed-in tariff policy design*. Colorado: National Renewable Energy Laboratory.
- Economist, T. (2010). Nuclear power? um, maybe; germany's energy policy. *The Economist*, 396. doi://search.proquest.com/docview/749689941?accountid=28822
- euractiv.com. (2013. 1 29). *euractiv.com*. Sótt 11. 4 11 frá EU news & policy debates: <http://www.euractiv.com/energy/commission-hopes-best-new-russia-news-517410>
- European Comission. (10. 9 2012). *Climate Action*. Sótt 10. 4 2013 frá ec.europe.eu: [http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm)
- European Commision. (10. 9 2012). *Climate Action*. Sótt 2. 4 2013 frá ec.europa.eu: [http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm)
- European Commission. (1. 7 2011). *Energy*. Sótt 2. 4 2013 frá Financing Energy Efficiency: [http://ec.europa.eu/energy/efficiency/financing/financing\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/efficiency/financing/financing_en.htm)
- European nuclear society. (18. 1 2013). *european nuclear society*. Sótt 26. 3 2013 frá ENS: <http://www.euronuclear.org/info/encyclopedia/n/nuclear-power-plant-world-wide.htm>
- Eyvindur Sigurðsson. (6. Mars 2013). Verkfræðingur. (G. F. Hermundarson, Spyrill)
- F. Brigham, J. F. (2007). *Fundamentals of Financial Managment Elevnth Edition*. Mason: Thomson South-Western.
- Gamma. (2011). *Efnahagsleg áhrif af rekstri Lansvirkjunar til ársins 2035*. Reykjavík: Landsvirkjun hf.
- Iðnaðarráðuneytið. (2008). *iðnaðarráðherra um kostnað við Kárahnjúkavirkjun, samkvæmt beiðni*. Reykjavík: Iðnaðarráðuneytið.

- Íslandsbanki. (September 2012). *islandsbanki.is*. Sótt 13. Mars 2013 frá <http://www.islandsbanki.is/library/Skrar/Geothermal-Reports/%C3%8Dslenski-Orkumarka%C3%B0urinn-Skyrlsa.pdf>
- Kjartan Broddi Bragason, Margeir Ásgeirsson, Ólafur Ásgeirsson. (2012). *Vaðlaheiðargöng Mat á greiðslugetu og forsendum*. Reykjavík: fjármálaráðuneytið.
- Landsnet. (án dags.). *Landsnet.is*. Sótt 4. 4 2013 frá EIGENDUR LANDSNETS: <http://www.landsnet.is/landsnet/>
- Landsvirkjun. (2012). Afmælisráðstefna. *Verkfræðifélag Íslands*. Reykjavík: Landsvirkjun.
- McKinsey Scandinavia. (2012). *Charting a Growth Path for Iceland*. McKinsey Scandinavia.
- Meteorologisk institutt. (19. 3 2013). *met.no*. Sótt 19. 3 2013 frá [http://met.no/Klima/Klimastatistikk/Varet\\_i\\_Norge/2010/Aret\\_2010/](http://met.no/Klima/Klimastatistikk/Varet_i_Norge/2010/Aret_2010/)
- Müller, C. (2011). *New regulatory approaches towards investments: a revision of international experiences*. Bad Honnef: Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und.
- Nordpoolspot. (19. 3 2013). Sótt 20. 3 2013 frá About us: <http://www.nordpoolspot.com/About-us/>
- Parisse, S. (22. 11 2007). *European Investment Bank*. Sótt 2. 4 2013 frá The European Investment Bank finances NorNed – the submarine power cable linking the Netherlands and Norway: <http://www.eib.org/projects/press/2007/2007-118-the-european-investment-bank-finances-nor-ned--the-submarine-power-cable-linking-the-netherlands-and-norway-.htm>
- Pearson, P. Z. (2012). *Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union*. Luxemborg: Publications Office of the European Union.
- Pommereau, I. d. (14. 3 2011). *Japan nuclear crisis sends ripples across Europe, causes rethink in Germany*. Boston, Mass: The Christian Science Monitor. Sótt 3. 26 2013 frá <http://search.proquest.com/docview/856914773?accountid=28822>
- Skúli Jóhannson og Elías B. Elíasson. (2002). *Fákeppni á frjálsum raforkumarkaði*. Reykjavík: Landsvirkjun.
- Skúli Jóhannsson. (2011). *Sæstrengur til Hollands*. Reykjavík: Annað veldi.
- Statnett SF, T. (2008). *NorNed Europe's link for the future*. Norway, Netherlands: TenneT, Statnett.
- Statnett. (12. 6 2012). *Nord.link*. Sótt frá nordlinknorger: <http://www.nordlinknorger.net/press/>

- Statnett. (21. 6 2012). *Statnett.no*. Sótt 10. 4 2013 frá <http://www.statnett.no/en/Interconnectors/Cable-to-the-UK/>
- Stoltenberg, J. (9. 1 2013). *NHO*. Sótt 19. 3 2013 frá NHO: <http://video.nho.no/video/3924>
- TenneT. (18. 5 2012). *NorNed cable yields positive results*. Sótt 4. 4 2013 frá tennet.eu: <http://www.tennet.eu/nl/news/article/norned-cable-yields-positive-results.html>
- Torrit, J. (2012). Demand Side Management for the European Supergrid:Occupancyvariances. *Energy Police*, Jan.
- VOOSEN, P. (18. 8 2009). *Spain's Solar Market Crash Offers a Cautionary Tale About Feed-In Tariffs*. Sótt 4. 4 2013 frá New York Times: <http://www.nytimes.com/gwire/2009/08/18/18greenwire-spains-solar-market-crash-offers-a-cautionary-88308.html>
- Worzyk, T. (2009). *Submarine Power Cables by Thomas Worzyk, Springer, 2009 (page 212)*. Karlskrona: Springer.
- Þorvarður Kjerulf Sigurjónsson. (4. 4 2012). *Evrópuvefurinn*. Sótt 25. 3 2013 frá <http://evropuvefur.is/svar.php?id=62314>



## Viðauki 1. Raforkumarkaður

Frjálsir raforkumarkaðir hafa ýmsa kosti í för með sér. Helst ber að nefna að afhendingaröryggi eykst og verðlag verður stöðugra. Forsendan fyrir því að markaðurinn virki er að aðildarríki séu tengd saman með þéttu neti rafmagnsdreifingar. Með því móti geta þeir framleiðendur sem hafa gnóttstöðu beint orku sinni að þeim markaði sem býr við skort hverju sinni.

Mismunandi er hvaða land býr yfir gnótt-eða skortstöðu hverju sinni. Nú til dags er t.d. mikið rafmagn framleitt með vindmyllum víða í Evrópu. Ef logn er á einum stað getur verið vindasamt á öðrum og svo öfugt.

Eftir því sem markaðurinn verður stærri verður verðmyndunin skilvirkari og meiri nýtni næst á allri framleiðslunni.

Í Evrópu hafa verið hugmyndir um að setja upp svokallað „supergrid“, sem á íslensku væri hægt að kalla „ofur dreifikerfi“. Hugmyndin er sú að kerfið yrði tengt allt frá norður Evrópu og jafnvel niður til Afríku. Þétt net vindmylla yrði úti fyrir ströndum landa fyrir norðan sem og hefðbundin orku framleiðsla eins og fallvatnsvirkjanir o.f.l. Netið næði sunnar til í álfunni og jafnvel til Afríku þar sem rafmagnið væri framleitt með sólarorku (Arturs Purvins o.f.l., 2011).

Með fjölbreytanlegri framleiðslu aukast líkurnar á því að næg orka sé í boði hverju sinni. Gallinn við þessa virkjunarkosti er að engin leið er að varðveita framleiðsluna, því ekki er hægt að varðveita náttúrlegan vind eða sólarljós þegar eftirspurn eftir orku er lítil. En með fallvatnsvirkjunum er mögulegt að fylla hreinlega upp í lón ef ekki er þörf á orkunni á þeirri stundu.

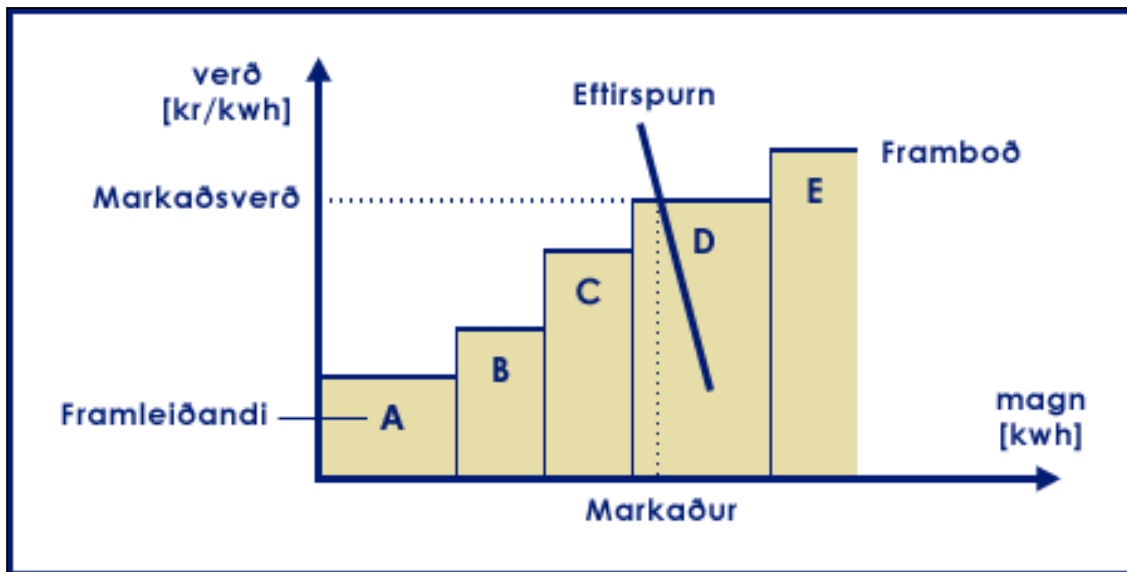
Með því að hafa raforkunetið sem stærst ætti skilvirkni að aukast. Eftir því sem það dreifir úr sér og kemst yfir fleiri tímabelti því betra. Tímamismunur eykur nýtingu orkuvera milli landa, þegar mikil þörf er á rafmagni í einu landi t.d. að morgni getur en verið nótt þaðan sem rafmagnið kæmi (Torrit, 2012).

## Nordpool uppboðsmarkaðurinn

Nordpool raforkuuppboðsmarkaðurinn er sá stærsti sinnar tegundar í heiminum. Á markaðnum eru 370 virkir raforkuframleiðendur og kaupendurnir koma frá um 20 löndum (Nordpoolspot, 2013).

Viðskiptin fara ýmist fram í sinni einföldustu mynd á Elspot sem þýðir að rafmagnið er afhent með sólahrings töf eða Elbas sem tákna að afhending er með klukkustundar töf. Einnig eru stunduð ýmiskonar flóknari afleiðuviðskipti á markaðnum, líkt og hefðbundnar kauphallir bjóða upp á. Einnig eru staðbundnir markaðir þar sem verð getur verið annað en á markaðnum en það er þá helst vegna takmarkana á flutningsgetu.

Verðið ræðst algjörlega af framboði og eftirspurn hverju sinni. Raforkuframleiðendur bjóða til sölu raforku ýmist samkvæmt Elbas eða Elspot.



Mynd 15. Framboð og eftirspurn á Norpool

Heimild: (Skúli Jóhannson og Elías B. Elíasson, 2002)

Framboðstilboðunum er raðað í vaxandi röð eftir verði og lægstu verðum er tekið þar til eftirspurninni er náð. Hæsta verðið sem er tekið er skilgreint sem markaðsverð fyrir viðkomandi tímabil. Þar af leiðandi fá allir framleiðendur sama markaðsverð þó svo að þeir hafi boðið lægra í upphafi. Samkvæmt mynd 15 myndu þá A, B og C hafa framleiðsluáþata og ná að selja allt sem þeir buðu fram en D aðeins hluta af því sem hann bauð fram og E situr uppi með að selja ekkert (Skúli Jóhannson og Elías B. Elíasson, 2002).

Best væri fyrir neytendur ef framleiðendur vissu af framleiðslugetu hvers annars án þess að hafa samráð, en þá væru þeir með framboðið þar til svokallað Nash jafnvægi væri komið á. Það færi þá þannig fram að framleiðsla hjá t.d. A á mynd 15 byði ákveðið magn til sölu með vissu fyrir að vita framleiðslu hinna. Allir framleiðendur (A,B,C,D og E) endurtaka þetta svo koll af kolli þar til að lokum getur engin fengið meiri hagnað af sölunni en þá er komið á Nash jafnvægi.

Eins og á öðrum mörkuðum getur verið varasamt ef einn aðili á markaðnum verður of stór þ.e.a.s. markaðsráðandi. Aðili B á mynd 5 gæti t.d. auðveldlega þvingað upp verðið og gert það að verkum að eftirspurnin myndi skera hans framboðsferil oftast. B er þá orðin verðvaldur og hinir verðþegar. Ólíklegt er að slíkt geti gerst á stórum markað eins og Nordpool.

Hinn venjulegi neytandi leiðir ekki hugann að því hvort hann eigi að kveikja eða slökkva á sjónvarpinu sökum hás raforkuverðs, raforka er því óteygjin vara. Þetta eru því kjöraðstæður fyrir B á mynd 5 til að ná í markaðsráðandi stöðu.

### **Aðilar að Nordpool**

Segja má að sagan hafi hafist árið 1991 þegar Noregur fór að létta á regluverki í kringum raforkusölu og færa það nær hefðbundnum markaðslögmálum. Ekki ósvipað því sem gerðist á Íslandi 2004 þegar orkusalan var aðskilin frá dreifingu.

Eftir breytingarnar gátu neytendur skyndilega valið sér framleiðanda að orkunni en orkudreifingin var höfð áfram á einni hendi. Seljendur orku þurfa að greiða gjald til að selja inná netið og neytendur greiða til að fá út af netinu en það kallast svokallaður „odd-toll“.

Norðmenn stofnuðu svo Nordpool árið 1993 og voru þeir eina aðildarríkið. Svíar fylgdu í kjölfarið árið 1996, Finnar árið 1998 og Danir loks árin 1999 og 2000. Árið 2003

varð hann svo að algjörlega frjálsum markaði í öllum aðildarríkjum NordPool.(Botterud, Bhattacharyya, Ilic, 2002).

Einnig er Nordpool tengdur inn á fleiri markaði án þess að þeir teljist fullgildir aðilar að markaðnum, má þar nefna Rússland, Þýskaland, Pólland, Holland o.f.l. Löndin hafa það sameiginlegt að orkusalan er frjálst en dreifingin er ýmist í ríkisrekin eða strangt eftirlit er haft með dreifingaraðilum og auðvelt fyrir stjórnvöld að grípa inn í ef þörf þykir.

Uppboðsmarkaður með rafmagn yrði líklega seint virkur á Íslandi í einhverri mynd líkt og Nordpool. Til þess að svo yrði þyrfti að leggja fleiri strengi til landsins heldur en einn eða tvo. Fjarlægð landsins frá meginlandinu gerir það líklega að verkum að svo verði ekki í nánustu framtíð. Raforkuverð mun verða lægra hér en á meginlandi Evrópu á meðan við njótum ódýrrar orku úr fallvatnsvirkjunum okkar í einangruðu kerfi. Einn strengur myndi vissulega hækka raforkuverð en hann kemur alltaf til með að vera flöskuháls þ.e.a.s. hin takmarkaða flutningsgeta mun leiða af sér að markaðurinn hér verður aldrei eins skilvirkur og á meginlandinu. Mat höfundar er að margir smærri strengir myndu þjóna hagsmunum fjárfestis og Landsvirkjunar betur en fáir stórir þar sem hugsanlegar bilanir myndu aðeins takmarkarkka flutning raforkunnar að litlu leyti og grundvöllur gæti skapast að virkja eingöngu til útflutnings. Vandamálið er að kostnaðurinn er mun meiri við marga smærri strengi en einn stóran en það er eitthvað sem tæknin kemur hugsanlega til með að leysa á komandi árum.

## Viðauki 2. Útreikningar á núvirtu sjóðflæði

WACC	8%	9%	10%	11%	12%														
Hækkun tekna árlæg	5%																		
Skattur	20%	1	2	3	4	5	6	39	40	41	42								
ár		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2060	2061	2062	2063								
Upphafskostnað	-	400.000.000	400.000.000	-	145.000.000	-	67.250.000	-	67.250.000	-	67.250.000	-	67.250.000	-	67.250.000	-	67.250.000	-	67.250.000
Rekstur																			
Afskrifir																			
Tekjur																			
	-	400.000.000	400.000.000	-	318.827.224	-	56.961.220	-	94.828.094	101.956.873	701.251.706	738.701.666	778.024.124	819.312.705					
WACC																			
	8%	-	400.000.000	-	342.935.528	-	41.868.197	-	64.538.407	64.250.125	34.861.612	34.003.127	33.160.349	32.333.443					
	9%	-	400.000.000	-	336.671.997	-	40.352.764	-	61.631.754	60.793.552	24.335.513	23.518.475	22.725.144	21.955.169					
	10%	-	400.000.000	-	330.578.512	-	38.905.280	-	58.880.785	57.551.997	17.043.517	16.321.560	15.627.625	14.960.872					
	11%	-	400.000.000	-	324.648.973	-	37.522.120	-	56.275.858	54.510.308	11.975.062	11.364.489	10.783.281	10.230.211					
	12%	-	400.000.000	-	263.535.166	-	24.725.009	-	33.410.539	29.157.633	205.143	175.405	149.953	128.174					

Hér má sjá aðeins lítið brot af útreikningunum á núvirtu sjóðflæði en það gefur vonandi einhverja mynd af framkvæmdinni.

Höfundur hvetur til þess að samband verði haft við sig ef spurningar vakna varðandi útreikninga.